

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA TASA DE INYECCIÓN DE GELES EN LAS ARENAS A/B, FORMACIÓN GOBERNADOR, CAMPO BORBURATA**

Presentado ante la ilustre Universidad  
Central de Venezuela para optar por el  
Título de Ingeniera de Petróleo.  
Por la Br. Sánchez A., Iriani F.

Caracas, Junio de 2013.

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA TASA DE INYECCIÓN DE GELES EN LAS ARENAS A/B, FORMACIÓN GOBERNADOR, CAMPO BORBURATA**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Carlos Gil.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Guillermo Martínez.

Presentado ante la ilustre Universidad  
Central de Venezuela para optar por el  
Título de Ingeniera de Petróleo.  
Por la Br. Sánchez A., Iriani F.

Caracas, Junio de 2013.

Caracas, Junio de 2013

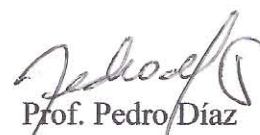
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Sánchez A., Iriani F. Titulado:

**METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA TASA DE  
INYECCIÓN DE GELES EN LAS ARENAS A/B, FORMACIÓN  
GOBERNADOR, CAMPO BORBURATA**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniera de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.

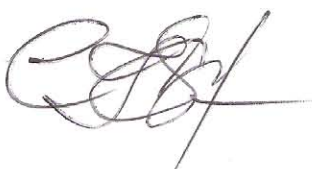
  
Prof. Alida Padrón

Jurado

  
Prof. Pedro Díaz

Jurado



  
Prof. Carlos Gil  
Tutor Académico

Ing. Guillermo Martínez  
Tutor Industrial

## **DEDICATORIA**

A Dios por dar la fe, esperanza y fortaleza para alcanzar mis metas.

A las tres personas más importantes en mi vida, por su apoyo incondicional, por la confianza que en todo momento me dieron, y por sus consejos, mil gracias a Rosabel Araque, Asdrúbal Sánchez y Viviana Sánchez, sin ustedes esto no hubiese sido posible.

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por darme la fortaleza necesaria para el desarrollo de este trabajo.

A “La Casa que vence la Sombra”, la Universidad Central de Venezuela por todo de lo que en ella aprendí.

A mi Tutor Industrial, Ing. Guillermo Martínez, por brindarme la oportunidad de realizar mi trabajo especial de grado bajo su supervisión, gracias por su ayuda.

A mi Tutor Académico, Prof. Carlos Gil, quien a través de sus conocimientos y apoyo me guió en la etapa más importante de la universidad.

A mis padres, Rosabel Araque y Asdrúbal Sánchez por haberme hecho crecer entre tantas alegrías, y sobre todo por confiar y creer en mí. A mi hermana, por estar siempre a mi lado, apoyándome y aconsejándome en todo momento.

Gracias a mis tíos y primos, en especial a mi tía Jazmín, tío Edward, Nay y José por el apoyo brindado durante los primeros años de la carrera. Del mismo modo, agradezco a Carlos por tu apoyo, y porque bajo cualquier circunstancia siempre nos regalas sonrisas.

A PDVSA Distrito Sur, en especial al equipo de Esquemas de Explotación, Estudios Integrado, Yacimientos Barinas, por toda la colaboración prestada y brindarme el apoyo necesario para la elaboración de este trabajo.

A mis amigos, Zandy Ferrigni, Thaismar Rodríguez, Alexis Berthi, Dayre Carreño, Liseth López, Natasha Lemoine, Ana Elisa Chacón, Joisanna Briceño, Nathalia Mannina y Dieli Heredia, gracias por su amistad incondicional.

A todos Uds. MIL GRACIAS.

**Sánchez A., Iriani F.**

**METODOLOGÍA PARA MEJORAR LA TASA DE INYECCIÓN DE  
GELES EN LAS ARENAS A/B, FORMACIÓN GOBERNADOR, CAMPO  
BORBURATA**

**Tutor Académico: Prof. Carlos Gil. Tutor Industrial: Ing. Guillermo Martínez. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Petróleo. 2013, 165p.**

**Palabras Claves:** Campo Borburata, Formación Gobernador, miembro A/B. Caracterización estática, caracterización dinámica, metodología de inyección.

**Resumen.** La Formación Gobernador A/B, del campo Borburata, cuenta con 80.7 MMBLS de petróleo original en sitio (POES) y con unas reservas remanentes de 4.9 MMBLS, con un corte de agua que ha incrementado progresivamente, logrando abarcar un 84% de la producción total del campo, ocasionando una prematura y acelerada declinación de la tasa de producción del petróleo, debido a la existencia de conificación o canalización en los pozos perforados en la zona de interés. En base a lo anterior, el Distrito Barinas ha visualizado mitigar el efecto del agua en las arenas completadas en la Formación Gobernador A/B, por medio de la inyección de geles sellantes, por lo cual se acordó realizar un estudio donde se analice en detalle todas las variables involucradas en la operación de inyección, con la finalidad de identificar los factores que puedan mejorar la inyektividad en las arenas de la Formación Gobernador A/B, logrando así generar una metodología integral que pueda aplicarse durante las operaciones futuras de control de agua en dicha formación. En general, se realizó una revisión y adecuación de los parámetros utilizados durante la operación de inyección, abarcando desde el análisis de pruebas de inyektividad realizadas, pruebas de interacción fluido-fluido, roca-fluido dentro y fuera del medio poroso, estimación de presión de poro y la presión de fractura. El trabajo de investigación se realizó con los equipos pertenecientes a la Gerencia Esquemas de Explotación y Desarrollo de Yacimiento Barinas de PDVSA División Boyacá, ubicado en el estado Barinas.

## ÍNDICE

|                                                                         |          |
|-------------------------------------------------------------------------|----------|
| LISTA DE TABLAS .....                                                   | ix       |
| LISTA DE FIGURAS .....                                                  | x        |
| INTRODUCCIÓN .....                                                      | 1        |
| <b>CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>                      | <b>2</b> |
| 1.1. Objetivos .....                                                    | 3        |
| 1.1.1. Objetivo general .....                                           | 3        |
| 1.1.2. Objetivos específicos.....                                       | 3        |
| 1.2. Alcance.....                                                       | 4        |
| 1.3. Justificación .....                                                | 5        |
| 1.4. Limitaciones.....                                                  | 6        |
| <b>CAPÍTULO II: FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....</b>                           | <b>7</b> |
| 2.1. Yacimiento .....                                                   | 7        |
| 2.2. Propiedades Físicas de la Roca .....                               | 7        |
| 2.2.1. Porosidad ( $\Phi$ ) .....                                       | 7        |
| 2.2.2. Saturación.....                                                  | 10       |
| 2.2.3. Permeabilidad (K) .....                                          | 11       |
| 2.3. Propiedades de los Fluidos.....                                    | 13       |
| 2.3.1. Validación de los datos generados a partir de análisis PVT ..... | 16       |
| 2.4. Registros de Pozos .....                                           | 20       |
| 2.4.1. Registros eléctricos .....                                       | 20       |
| 2.4.2. Registros radioactivos .....                                     | 21       |
| 2.4.3. Registros acústicos .....                                        | 23       |
| 2.4.4. Registros de presión de poro .....                               | 24       |
| 2.5. Geomecánica.....                                                   | 25       |
| 2.6. Presión de Formación.....                                          | 26       |
| 2.6.1. Origen de presión anormal .....                                  | 27       |
| 2.6.2. Presión de sobrecarga.....                                       | 28       |
| 2.6.3. Tendencia de compactación .....                                  | 29       |
| 2.6.3.1. Método de Athy (1930).....                                     | 30       |
| 2.6.3.2. Heasler y Kharitonova (1996).....                              | 31       |
| 2.6.4. Predicción de presión de poro .....                              | 32       |
| 2.6.4.1. Método de Eaton (1975) .....                                   | 34       |

|                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------|----|
| 2.6.4.2. Método de Hottman y Johnson (1965) .....                | 36 |
| 2.6.4.3. Método de profundidad equivalente .....                 | 38 |
| 2.6.5. Gradiente de fractura .....                               | 39 |
| 2.7. Pruebas de Presión .....                                    | 43 |
| 2.7.1. Tipos de pruebas de presión .....                         | 43 |
| 2.7.2. Parámetros obtenidos a partir de pruebas de presión ..... | 46 |
| 2.7.3. Minifrac .....                                            | 47 |
| 2.8. Índice de inyectividad .....                                | 48 |
| 2.7. Indicador de la zona de flujo .....                         | 48 |

### **CAPÍTULO III: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA EN ESTUDIO...51**

|                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------|----|
| 3.1. Geología Regional.....                                  | 51 |
| 3.1.1. Características geológicas de la cuenca Barinas ..... | 52 |
| 3.2. Geología Local .....                                    | 57 |
| 3.2.1. Ubicación geográfica del campo Borburata .....        | 57 |
| 3.3. Descripción General de la Arena Gobernador A/B.....     | 58 |
| 3.3.1. Extensión geográfica .....                            | 58 |
| 3.3.2. Ambiente sedimentario .....                           | 59 |
| 3.3.3. Caracterización geológica del yacimiento.....         | 60 |

### **CAPÍTULO IV: MARCO METODOLÓGICO.....61**

|                                                                                                                            |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 4.1. Revisión Bibliográfica / Estudio del Arte .....                                                                       | 61 |
| 4.2. Recopilación y Validación de Datos .....                                                                              | 63 |
| 4.3. Revisión de la Caracterización Estática Existente .....                                                               | 64 |
| 4.3.1. Validación de los parámetros petrofísicos .....                                                                     | 64 |
| 4.3.2. Generación de mapas de isopropiedades.....                                                                          | 65 |
| 4.3.3. Criterio de selección para pozos de control .....                                                                   | 65 |
| 4.3.4. Cálculo de la presión de sobrecarga .....                                                                           | 66 |
| 4.3.5. Cálculo de la presión de poro .....                                                                                 | 67 |
| 4.3.6. Cálculo de la presión de fractura.....                                                                              | 71 |
| 4.3.7. Estudio post mortem de parámetros y secuencias operacionales<br>utilizadas durante las pruebas de inyectividad..... | 72 |
| 4.3.8. Estimación del índice de inyectividad .....                                                                         | 72 |
| 4.4. Revisión de la Caracterización Dinámica Existente .....                                                               | 73 |
| 4.4.1. Validación del comportamiento de producción .....                                                                   | 73 |
| 4.4.2. Validación del comportamiento de presión en el yacimiento.....                                                      | 74 |
| 4.4.3. Evaluación de las propiedades roca-fluido y fluido-fluido.....                                                      | 75 |

|                                                                                                                          |            |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 4.4.4. Validación de las propiedades de los fluidos (parámetros PVT).....                                                | 76         |
| 4.5. Estudio de los Parámetros Operacionales .....                                                                       | 78         |
| <b>CAPÍTULO V: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....</b>                                                               | <b>79</b>  |
| 5.1 Caracterización Estática del Yacimiento .....                                                                        | 79         |
| 5.1.1. Análisis de los parámetros petrofísicos .....                                                                     | 79         |
| 5.1.2. Estimación de presión de sobrecarga, presión de poro y presión de<br>fractura .....                               | 85         |
| 5.1.3. Análisis de parámetros post morten y secuencias operacionales<br>utilizadas durante pruebas de inyectividad ..... | 90         |
| 5.1.4. Cálculo del índice de inyectividad.....                                                                           | 93         |
| 5.2. Caracterización Dinámica del Yacimiento.....                                                                        | 94         |
| 5.2.1. Análisis del comportamiento histórico de producción .....                                                         | 94         |
| 5.2.2. Análisis del comportamiento histórico de presión.....                                                             | 116        |
| 5.2.3. Análisis de la propiedades roca-fluido y fluido-fluido .....                                                      | 122        |
| 5.2.4. Análisis de las propiedades de los fluidos (parámetros PVT) .....                                                 | 125        |
| 5.3. Análisis de los Parámetros Operacionales .....                                                                      | 130        |
| <b>CONCLUSIONES.....</b>                                                                                                 | <b>134</b> |
| <b>RECOMENDACIONES.....</b>                                                                                              | <b>137</b> |
| <b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>                                                                                  | <b>138</b> |
| <b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>                                                                                                 | <b>140</b> |
| <b>ANEXOS.....</b>                                                                                                       | <b>142</b> |
| ANEXO A.....                                                                                                             | 143        |
| ANEXO B.....                                                                                                             | 146        |
| ANEXO C.....                                                                                                             | 149        |

## LISTA DE TABLAS

|            |                                                                                                  |     |
|------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla II.1 | Parametros obtenidos a partir de pruebas de presión.....                                         | 46  |
| Tabla IV.1 | Fuente de información .....                                                                      | 63  |
| Tabla IV.2 | Registros requeridos para el análisis de presiones de formación.....                             | 65  |
| Tabla V.1  | Propiedades petrofísicas Yacimiento A/B BOR2 .....                                               | 79  |
| Tabla V.2  | Propiedades petrofísica pozo BOR31 .....                                                         | 81  |
| Tabla V.3  | Presión de sobrecarga estimada en el pozo BOR31, Formación Gobernador A/B, Campo Borburata ..... | 85  |
| Tabla V.4  | Presión de poro estimada en el pozo BOR31, Formación Gobernador A/B, Campo Borburata .....       | 87  |
| Tabla V.5  | Ajuste del exponente de Eaton en el pozo BOR31, Formación Gobernador A/B, Campo Borburata .....  | 88  |
| Tabla V.6  | Presión de fractura estimada en el pozo BOR31, Formación Gobernador A/B, Campo Borburata .....   | 89  |
| Tabla V.7  | Estimación del índice de inyectividad .....                                                      | 93  |
| Tabla V.8  | Presiones medidas a nivel del Yacimiento A/B BOR2.....                                           | 118 |
| Tabla V.9  | Puntos de presión tomados con registro MDT, pozo BOR22.....                                      | 119 |
| Tabla V.10 | Presiones medidas a nivel del Yacimiento A/B BOR19.....                                          | 120 |
| Tabla V.11 | Presiones medidas a nivel del Yacimiento A/B BOR38.....                                          | 121 |
| Tabla V.12 | Prueba de desigualdad, pozo BOR16 .....                                                          | 127 |
| Tabla V.13 | Prueba de desigualdad, pozo BOR25 .....                                                          | 128 |
| Tabla V.14 | Resultados obtenidos de las pruebas de consistencia .....                                        | 128 |
| Tabla V.15 | Propiedades de los fluidos en función del PVT del pozo BOR16..                                   | 129 |
| Tabla V.16 | Parámetros operacionales del taladro CPV-18 .....                                                | 130 |
| Tabla V.17 | Parámetros operacionales del taladro CPV-19 .....                                                | 130 |

## LISTA DE FIGURAS

|              |                                                                                                      |    |
|--------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura II.1  | a) Porosidad interconectada, b) Porosidad no interconectada .....                                    | 8  |
| Figura II.2  | Ilustración de la permeabilidad.....                                                                 | 11 |
| Figura II.3  | Proceso de liberación instantánea .....                                                              | 14 |
| Figura II.4  | Proceso de liberación diferencial .....                                                              | 14 |
| Figura II.5  | Prueba de separador .....                                                                            | 15 |
| Figura II.6  | a) Pb sobreestimada, b) Pb subestimada .....                                                         | 17 |
| Figura II.7  | Configuración de la sonda sónica básica .....                                                        | 24 |
| Figura II.8  | Gráficos desarrollados por H&J. a) para registros sónicos, b) para registros de resistividad .....   | 37 |
| Figura II.9  | Correlación de Mathews y Kelly .....                                                                 | 42 |
| Figura II.10 | Comportamiento de la prueba Build-up.....                                                            | 43 |
| Figura II.11 | Comportamiento de la prueba Draw-down.....                                                           | 44 |
| Figura II.12 | Comportamiento de la prueba Fall-off.....                                                            | 44 |
| Figura II.13 | Comportamiento de la prueba MDT .....                                                                | 45 |
| Figura II.14 | Comportamiento del minifract.....                                                                    | 47 |
| Figura III.1 | Ubicación geográfica de Cuenca Barinas-Apure.....                                                    | 51 |
| Figura III.2 | Columna estratigráfica cuenca Barinas-Apure .....                                                    | 53 |
| Figura III.3 | Registros tipo de la cuenca Barinas-Apure, pozo BOR31 .....                                          | 54 |
| Figura III.4 | Sección NO - SE de la cuenca Barinas – Apure .....                                                   | 56 |
| Figura III.5 | Ubicación geográfica del campo Borburata.....                                                        | 57 |
| Figura III.6 | Columna Estratigráfica con las asociaciones de facies identificadas en la formación Gobernador ..... | 59 |
| Figura IV.1  | Esquema metodológico .....                                                                           | 61 |
| Figura IV.2  | Ubicación de los pozos de control .....                                                              | 65 |
| Figura IV.3  | Tiempo de tránsito vs profundidad utilizando el método de Eaton, registros sónico de BOR31 .....     | 68 |
| Figura IV.4  | Tiempo de tránsito vs profundidad utilizando el método de H&J, registro sónico de BOR31 .....        | 70 |

|             |                                                                                                         |     |
|-------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura V.1  | Crossplot de $\Phi$ Neutron vs. $\Phi$ Densidad, pozo BOR31 .....                                       | 80  |
| Figura V.2  | Gráfico de Porosidad del Núcleo vs. Porosidad Total y Efectiva.....                                     | 80  |
| Figura V.3. | Mapa de arena neta petrolífera del Yacimiento A/B BOR2 .....                                            | 82  |
| Figura V.4  | Mapa porosidad del Yacimiento A/B BOR2 .....                                                            | 83  |
| Figura V.5  | Mapa de permeabilidad del Yacimiento A/B BOR2 .....                                                     | 84  |
| Figura V.6  | Tiempo de tránsito vs profundidad, pozo BOR31 .....                                                     | 86  |
| Figura V.7  | Ubicación de pozos con pruebas de inyectividad .....                                                    | 90  |
| Figura V.8  | Prueba de inyectividad BOR8.....                                                                        | 91  |
| Figura V.9  | Resultados de pruebas de inyectividad, Campo Borburata,<br>Formación Gobernador A/B .....               | 92  |
| Figura V.10 | Comportamiento de las formaciones del campo Borburata.....                                              | 94  |
| Figura V.11 | Ubicación espacial del campo Borburata.....                                                             | 95  |
| Figura V.12 | Reservas recuperables (en condición inicial) de cada arena de la<br>Formación Gobernador A/B .....      | 96  |
| Figura V.13 | Ventana de oportunidades de cada yacimiento.....                                                        | 97  |
| Figura V.14 | Comportamiento de producción de Campo Borburata, Gob. A/B....                                           | 99  |
| Figura V.15 | Comportamiento de producción del Yacimiento BOR22.....                                                  | 101 |
| Figura V.16 | Curva de declinación del Yacimiento BOR22.....                                                          | 103 |
| Figura V.17 | Comportamiento de producción del Yacimiento BOR19.....                                                  | 104 |
| Figura V.18 | Curva de declinación del Yacimiento BOR19.....                                                          | 106 |
| Figura V.19 | Comportamiento de producción del Yacimiento BOR2.....                                                   | 108 |
| Figura V.20 | Curva de declinación del Yacimiento BOR2.....                                                           | 112 |
| Figura V.21 | Comportamiento de producción del Yacimiento BOR38.....                                                  | 113 |
| Figura V.22 | Curva de declinación del Yacimiento BOR38.....                                                          | 115 |
| Figura V.23 | Comportamiento histórico de presión del Yacimiento BOR2.....                                            | 117 |
| Figura V.24 | Comportamiento histórico de Presión del Yacimiento BOR19.....                                           | 120 |
| Figura V.25 | FZI a partir de: a) Pruebas de Kr, b) Pruebas de Pc.....                                                | 122 |
| Figura V.26 | Promedio de las curvas de permeabilidades relativas normalizadas<br>para: a) región 1, b) región 2..... | 123 |
| Figura V.27 | Curvas de permeabilidades relativas del yacimiento A/B BOR2 ...                                         | 123 |

|             |                                                                               |     |
|-------------|-------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura V.28 | Curva de presión capilar del yacimiento A/B BOR2.....                         | 124 |
| Figura V.29 | Representación Y vs. P, pozos BOR7, BOR16 y BOR25 .....                       | 125 |
| Figura V.30 | Validación de datos PVT con la prueba de compresibilidad, pozo<br>BOR 7 ..... | 126 |
| Figura V.31 | Validación del análisis PVT con data de producción .....                      | 129 |

## INTRODUCCIÓN

El campo Borburata se encuentra ubicado geográficamente en la región sureste del Estado Barinas, cuenta con un área aproximada de 450 km<sup>2</sup>.

La historia de explotación del campo Borburata comenzó en 1993, con la perforación y producción del pozo BOR 1X, los resultados no fueron satisfactorios por lo que actualmente se encuentra abandonado debido a su condición mecánica. En 1997 se desarrolló e inició un plan de perforación, hasta la actualidad se han venido perforando nuevos pozos, siendo el pozo BOR63 el más reciente (diciembre del 2011). Dicho campo cuenta hasta la fecha con 71 pozos perforados, de los cuales, 34 pozos se encuentran completados en la Formación Gobernador A/B (28 están en estatus activo y 6 en estatus inactivo). En general este campo se caracteriza por contener crudo mediano con gravedad entre 23 y 25.5 °API y una relación agua-petróleo (RAP) de 84%, siendo su principal mecanismo de producción un acuífero con alta actividad.

Los yacimientos pertenecientes al Distrito Barinas se caracterizan por presentar zonas de interés petrolífero, limitadas por arenas intercaladas con acuíferos activos presentes en las arenas Gobernador A/B y Escandalosa O, P, S y R; en tal sentido estas arenas (Gobernador A/B) presentan elevadas saturaciones de agua, lo que acarrea problemas durante las operaciones de explotación de petróleo.

El presente trabajo tiene como finalidad generar una metodología que permita mejorar las tasas de inyección en las zonas de interés, a través de la determinación de las presiones de formación, evaluación de las pruebas de inyectividad y compatibilidad entre fluido de yacimiento y fluido de inyección, asegurando así una de las principales variables operacionales (presión de inyección) en los proyectos de inyección de geles sellantes.

## **CAPÍTULO I**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

El campo Borburata actualmente contribuye con un 17% de producción mensual de petróleo del Distrito Barinas, representando un 4% de la producción de petróleo acumulado hasta la fecha; aunado a esto, la Formación Gobernador, miembro A/B cuenta con 80.7 MMBLS de petróleo original en sitio (POES) y con unas reservas remanentes de 4.9 MMBLS, con un corte de agua que ha incrementado progresivamente, logrando abarcar un 84% de la producción total del campo. Lo anteriormente mencionado trajo como consecuencia una prematura y acelerada declinación de la tasa de producción del petróleo, debido a la existencia de conificación o canalización en los pozos perforados en la zona de interés.

El Distrito Barinas ha visualizado mitigar el efecto del agua en las arenas completadas en la Formación Gobernador A/B, por medio de la inyección de geles sellantes, en tal sentido se han ejecutado seis trabajos de inyección de geles, los cuales no superaron la etapa de inyectividad, razón por la cual se acordó realizar un estudio donde se analice en detalle todas las variables involucradas en la operación de inyección, con la finalidad de identificar los factores que puedan mejorar la inyectividad en las arenas de la Formación Gobernador A/B, logrando así generar una metodología integral que pueda aplicarse durante las operaciones futuras de control de agua en dicha formación.

Para llevar a cabo esta investigación, se recopilará información de las carpetas de pozos, sumarios, informes técnicos, registros eléctricos y pruebas de presión de los pozos perforados en el Campo Borburata, Formación Gobernador A/B; así como también tesis de grado y publicaciones de carácter técnico realizados tanto en el área de estudio como a nivel nacional e internacional.

## **1.1. Objetivos**

### **1.1.1. Objetivo general**

Desarrollar metodología para mejorar la tasa de inyección en las arenas A/B de la formación Gobernador en el campo Borburata (mediante el análisis de las variables involucradas en el proceso).

### **1.1.2. Objetivos específicos**

- Estudiar la caracterización dinámica del yacimiento.
- Estudiar el comportamiento de la presión del yacimiento.
- Analizar post mortem de parámetros y secuencias operacionales utilizadas durante pruebas de injectividad ejecutadas en la zona de interés.
- Validar la información PVT existente.
- Evaluar las interacciones fluido yacimiento-fluido inyección y roca fluido.
- Estimar la presión de poro y la presión de fractura de la zona de interés, mediante registros sínicos disponibles, utilizando los métodos de Eaton, Hottman y Jhonson y el de profundidad equivalente o Foster y Whalen.
- Estimar el índice de injectividad.

## **1.2. Alcance**

Con la finalidad de incrementar la producción del Distrito Barinas, se desarrollaron seis proyectos de recuperación terciaria, basados en la inyección de geles sellantes; sin embargo los resultados obtenidos hasta el momento no han sido satisfactorios, debido a que no se ha podido inyectar en la formación los fluidos planificados. Por tal motivo existe la necesidad de desarrollar la presente investigación, la cual permitirá establecer una revisión y adecuación de los parámetros utilizados durante la operación de inyección, abarcando desde la selección de los pozos, análisis de pruebas de inyectividad realizadas, pruebas de interacción fluido-fluido, roca-fluido dentro y fuera del medio poroso, estimación de presión de poro y la presión de fractura. Todo lo anterior permitirá el acondicionamiento adecuado del fluido de inyección.

El trabajo de investigación se realizará con los equipos pertenecientes a la Gerencia Esquemas de Explotación y Desarrollo de Yacimiento Barinas de PDVSA División Boyacá, ubicado en el estado Barinas. El proyecto de investigación está enfocado en establecer una integración y análisis de la información requerida, para generar una metodología que conduzca a la inyección exitosa de fluido, en las arenas pertenecientes a la Formación Gobernador, miembro A/B del Campo Borburata, mediante el análisis de las variables involucradas en la operación. Con la finalidad de mejorar la tasa de inyección durante la aplicación de los proyectos de control de agua mediante la tecnología de geles, como consecuencia de la aplicación de una metodología de inyección previamente diseñada.

### **1.3. Justificación**

Con el propósito de controlar la alta producción de agua, que caracteriza a las arenas pertenecientes al Campo Borburata, el equipo de Esquema de Explotación en conjunto con Yacimientos Barinas ha desarrollado un plan de inyección de geles, con el objetivo de inhibir la alta producción de agua e incrementar o mantener la producción de petróleo. En la actualidad se han realizado trabajos de inyección en el Distrito Barinas, obteniendo resultados no satisfactorios, esto debido a que en las arenas de interés no se ha logrado alcanzar inyektividad, limitando así el plan de recuperación que se desea implantar.

En vista de los resultados obtenidos, desarrollar una metodología que optimice la tasa de inyección en las arenas pertenecientes a la Formación Gobernador A/B asegurará el éxito de dicha actividad. Lo cual se logrará realizando una evaluación exhaustiva donde se identifiquen las variables que pueden mejorar las operaciones de inyección. Una vez establecidos los parámetros y las variables involucradas durante la operación, será posible acceder a la segunda fase, la cual contempla ejecutar los proyectos de inyección en los pozos pertenecientes al área en estudio, bajo los lineamientos previamente establecidos en este trabajo; obteniendo finalmente un control óptimo en la producción de agua.

#### **1.4. Limitaciones**

- Dificultad en la obtención de datos proveniente de las pruebas de inyektividad llevadas a cabo en algunos pozos pertenecientes al campo en estudio; la información es extraída de la carpeta de cada pozo, en ocasiones los reportes no han sido anexados a dichas carpetas, o puede suceder que los reportes realizados no especifiquen detalladamente los parámetros de interés, como lo son: formulación del fluido de inyección, tasas de inicio de inyección, tiempos considerados entre cada tasa de inyección y durante su estabilización.
- No se dispone de minifrac, tampoco de un análisis de los esfuerzos ni del gradiente de fractura.
- No se tiene diversidad de pozos con el combo de registros requeridos (GR, densidad neutrón, sónico y MDT).

## **CAPÍTULO II**

### **FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

#### **2.1. Yacimiento**

Es una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso a una determinada presión y temperatura. Los cinco componentes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: fuente, migración, trampa, almacenaje/porosidad y transmisibilidad/ permeabilidad.

#### **2.2. Propiedades Físicas de la Roca**

Las rocas de los yacimientos son de naturaleza y composición variables. Esto conduce a propiedades diferentes en ellas que pueden afectar el contenido y extracción de los hidrocarburos. Las tres características de interés, consideradas en una roca reservorio desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, son: porosidad, saturaciones de petróleo, gas y agua, y permeabilidades específica (absoluta), efectiva y relativa.

##### **2.2.1. Porosidad ( $\Phi$ )**

La porosidad de una roca se define como la fracción del volumen total de la roca ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fracción o decimal.

La porosidad se calcula a través de la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} * 100 \dots\dots\dots (2.1)$$

Donde:

$\Phi$ : Porosidad, adimensional.

$V_p$ : Volumen poroso.

$V_t$ : Volumen total.

Tanto el volumen poroso, como el volumen total deben estar expresados en las mismas unidades para que se cumpla la relación.

Geológicamente la porosidad puede clasificarse de acuerdo al origen y al tiempo de disposición de los estratos de la siguiente manera:

**Porosidad primaria:** la cual se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados.

**Porosidad secundaria:** la cual se formó por un proceso geológico subsiguiente a la deposición del material.

La porosidad también puede clasificarse como:

**Porosidad absoluta:** es el porcentaje de espacio poroso total, con respecto al volumen total de la roca, considerando los poros que estén o no interconectados entre sí, como se muestra en la figura II.1. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no así tener conductividad a los fluidos, debido a la falta de comunicación entre los poros.

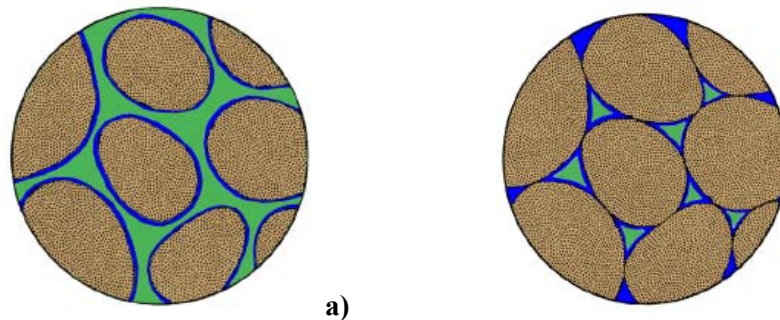


Figura II.1 a) Porosidad interconectada, b) Porosidad no interconectada <sup>[1]</sup>.

**Porosidad efectiva:** es el porcentaje de espacio poroso interconectado, con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una indicación de la facilidad a la conductividad de los fluidos por la roca, aunque no es una medida cualitativa de este parámetro. La porosidad efectiva está en función de muchos factores litológicos. Los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, meteorización, cantidad y clases de arcillas, y estados de hidratación de las mismas.

**Relación de Gaymard:** ésta ecuación fue desarrollada para hacer estimaciones de la porosidad efectiva, a través de las siguientes ecuaciones:

$$\phi_{efect} = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \dots\dots\dots(2.2)$$

$$\phi_{NC} = \phi_{NL} - \phi_{NSh} * V_{Sh} \dots\dots\dots(2.3)$$

$$\phi_{DC} = \phi_{DL} - \phi_{DSh} * V_{Sh} \dots\dots\dots(2.4)$$

Donde:

$\phi_{efect}$ : Porosidad efectiva, fracción.

$\phi_{NC}$ : Porosidad del neutrón corregida, fracción.

$\phi_{DC}$ : Porosidad del densidad corregida, fracción.

$\phi_{NL}$ : Porosidad del neutrón leída en el registro, fracción.

$\phi_{NSh}$ : Porosidad del neutrón leída en una arcilla, fracción.

$\phi_{DL}$ : Porosidad del densidad leída en el registro, fracción.

$\phi_{DSh}$ : Porosidad del densidad leída en una arcilla, fracción.

$V_{sh}$ : Volumen de arcilla de cada arena determinado a través del registro de Rayos Gamma, adimensional.

### 2.2.2. Saturación

Para determinar la cantidad de hidrocarburos presentes en el yacimiento, es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes, dicha fracción de volumen poroso, ocupado por agua, petróleo o gas, es precisamente lo que se denomina saturación del fluido. Y se pueden calcular por medio de las siguientes ecuaciones:

$$S_o = \left( \frac{Vo}{Vt} \right) * 100 \dots\dots\dots(2.5)$$

$$S_w = \left( \frac{Vw}{Vt} \right) * 100 \dots\dots\dots(2.6)$$

$$S_g = \left( \frac{Vg}{Vt} \right) * 100 \dots\dots\dots(2.7)$$

$$S_o + S_w + S_g = 100 \dots\dots\dots(2.8)$$

Donde:

- So: Saturación de petróleo, fracción.
- Sw: Saturación de agua, fracción.
- Sg: Saturación de gas, fracción.
- Vo: Volumen ocupado por petróleo.
- Vw: Volumen ocupado por agua.
- Vg: Volumen ocupado por gas.
- Vt: Volumen poroso total.

La saturación, es una medida que presenta el mayor grado de desconfianza, y la solución al problema puede ser una correlación de información cuantitativa obtenida por diferentes métodos, como: medición directa sobre las muestras de la roca de acumulación e indirecta por medio de las curvas de presión capilar.

Existen diversos modelos utilizados para realizar cálculos de saturaciones de agua, entre ellos tenemos al **modelo de Simandoux**, el cual viene dado por la siguiente ecuación:

$$S_w = \left( \sqrt{\left( \frac{a * R_w}{\phi^m * R_t} \right) + \left( \frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^m * R_{sh}} \right)^2} \right) - \left( \frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^m * R_{sh}} \right) \dots\dots\dots(2.9)$$

Donde:

- Sw: Saturación de agua, adimensional.
- a: coeficiente, adimensional.
- $\Phi$ : Porosidad, adimensional.
- m: coeficiente, adimensional.
- Rw: Resistividad del agua,  $\Omega$ -m.
- Rsh: Resistividad de las arcillas,  $\Omega$ -m.
- Rt: Resistividad total,  $\Omega$ -m.
- Vsh: Volumen de arcilla.

### 2.2.3. Permeabilidad (K)

La permeabilidad manifiesta la capacidad de una roca para transmitir un fluido, dependiendo de la porosidad efectiva y del tamaño predominante de los poros individuales. También es la propiedad que posee la roca para permitir que los fluidos se puedan mover a través de la red de poros interconectados, como se observa en la figura II.2.

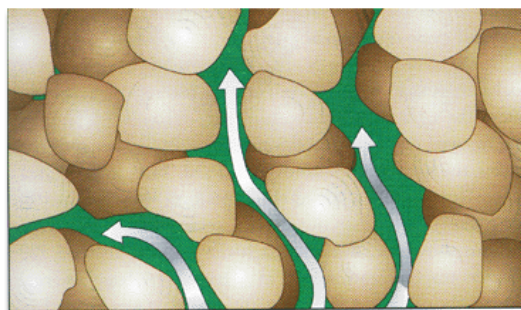


**Figura II.2 Ilustración de la permeabilidad <sup>[2]</sup>.**

Entre los tipos de permeabilidad se tiene:

**Permeabilidad absoluta:** es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso interconectado.

**Permeabilidad efectiva:** es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso.

**Permeabilidad relativa:** es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. Siempre las permeabilidades relativas son menores que la permeabilidad absoluta.

**Correlación de Timur:** esta correlación se utilizó para determinar la permeabilidad en los pozos.

$$K = \frac{(100 * \phi_{efect})^{4.4}}{(100 * S_{wirr})^2} * 0.136 \dots\dots\dots(2.10)$$

Donde:

K: Permeabilidad, md.

$\Phi_{efect}$ : Porosidad efectiva, adimensional.

$S_{wirr}$ : Saturación de agua irreducible, adimensional.

### 2.3. Propiedades de los Fluidos

En el análisis del comportamiento de yacimientos, cálculo de reservas y diseño de equipos, se requiere tener conocimiento acerca de las propiedades físicas de los fluidos. Estas propiedades normalmente se determinan en el laboratorio mediante análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de los pozos o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie. El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis PVT (Presión-Volumen-Temperatura), y consisten en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos (líquido y gas) en particular.

Un análisis PVT es costoso y muchas veces se trata de yacimientos viejos que no poseen ésta información o muy nuevos que todavía no han sido evaluados. Por estas razones se han desarrollado una serie de ecuaciones o correlaciones empíricas que permiten estimar las propiedades de los fluidos del yacimiento. El análisis PVT completo para crudos livianos, medianos y pesados, normalmente consiste de los siguientes experimentos y cálculos:

- **Liberación instantánea:** consiste en colocar una muestra de hidrocarburo en una celda PVT visualizada a temperatura del reservorio y a una presión superior a la inicial. La presión es reducida gradualmente paso a paso a una temperatura constante produciendo un incremento en el volumen total del hidrocarburo. En la figura II.3 se observa el proceso de liberación instantánea.

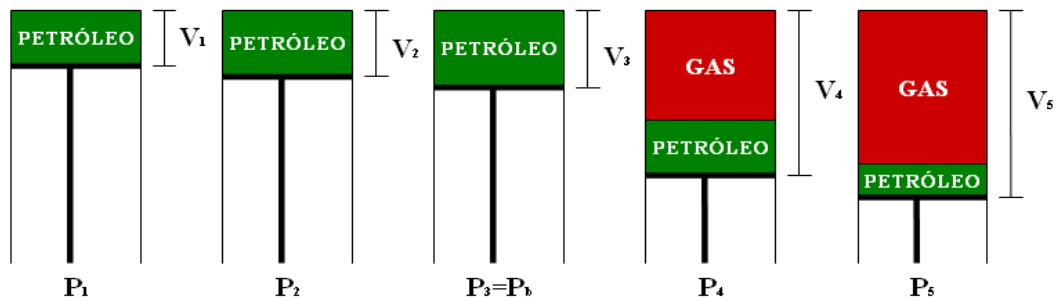


**Figura II.3 Proceso de liberación instantánea <sup>[3]</sup>.**

Con esta prueba se determina: presión de burbujeo ( $P_b$ ), volúmenes relativos, densidad del petróleo y compresibilidad del petróleo.

- **Liberación diferencial a temperatura del yacimiento:** este proceso comienza con una presión igual a la presión de burbujeo y a temperatura de yacimiento. Luego se expande la muestra hasta una presión inferior manteniendo la temperatura constante. La celda es agitada hasta alcanzar el equilibrio entre las fases. El gas liberado es desplazado de la celda a presión constante. En la figura II.4 se ilustra el proceso de liberación diferencial.

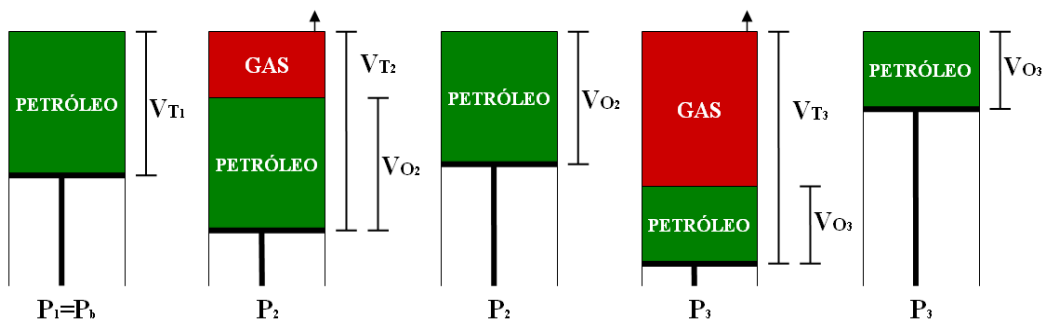


**Figura II.4 Proceso de liberación diferencial <sup>[3]</sup>.**

En esta prueba se determina: relación gas-petróleo ( $R_{sd}$ ), factor volumétrico del petróleo ( $B_{od}$ ), factor volumétrico del gas ( $B_g$ ), factor volumétrico total ( $B_{td}$ ) y factor de desviación del gas ( $Z$ ).

- **Medición de la viscosidad del petróleo:** esta prueba se realiza a temperatura del yacimiento, sobre el rango de presiones que va desde la presión por arriba de la presión de burbujeo hasta la presión de abandono.
- **Pruebas de separador:** esta prueba es aplicada para determinar el efecto de la presión del separador sobre la relación gas-petróleo, factor volumétrico del petróleo y gravedad del petróleo en el tanque. En la figura II.5 se muestra el principio básico de la prueba de separador.

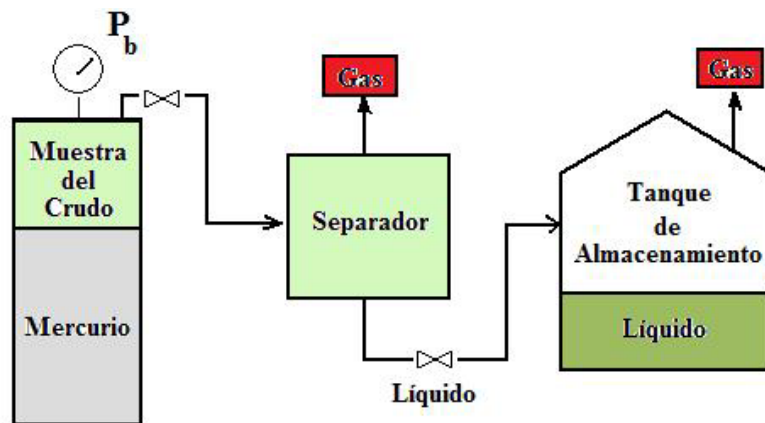


Figura II.5 Prueba de separador <sup>[3]</sup>.

- **Análisis composicional del gas y líquido del separador para muestras tomadas en superficie y recombinación física,** ó análisis composicional del fluido de yacimiento para muestras tomadas en el fondo del pozo: esta prueba nos permite determinar el porcentaje molar de los componentes.

La composición de una muestra de fondo o recombinada se puede obtener haciendo una liberación instantánea (flash) en el laboratorio, y el gas liberado es analizado separadamente del líquido remanente. En este caso es necesario hacer recombinaciones para obtener la composición de la muestra de yacimiento.

### 2.3.1. Validación de los datos generados a partir de análisis PVT

**Verificación de la función Y:** la validación de la prueba de expansión a composición constante se realiza elaborando el gráfico de la función Y vs. Presión con los valores experimentales y determinando la mejor recta por mínimos cuadrados. Si el gráfico obtenido tiene un comportamiento lineal y el porcentaje de error es menor al 10 %, la prueba es válida. En caso contrario, se considera que el análisis realizado es inconsistente y como tal se debe descartar este análisis de la prueba PVT. La expresión que permite determinar la función Y es la siguiente:

$$Y = \frac{Pb - P}{P * \left( \left( \frac{V}{Vb} \right) - 1 \right)} \dots\dots\dots(2.11)$$

Donde:

- Y: Función Y ajustada.
- Pb: Presión de burbujeo, lpca.
- P: Presión inferior a Pb, lpca.
- V: Volumen bifásico a P, cm<sup>3</sup>.
- Vb: Volumen a Pb, cm<sup>3</sup>.

En sistemas compuestos básicamente por hidrocarburos la gráfica Y vs. P debe mostrar un comportamiento lineal, si hay presencia de no hidrocarburos (CO<sub>2</sub>, Agua) se aleja del comportamiento lineal. Cerca del punto de burbujeo puede observarse dispersión de los puntos debido a errores de medición. Si los valores se alejan por encima de la recta la Pb ha sido sobreestimada y si se alejan por debajo de la recta la Pb ha sido subestimada, de cualquiera de las dos formas el análisis de la prueba será considerado no valido, en la figura II.6 se ilustran dichos comportamientos.

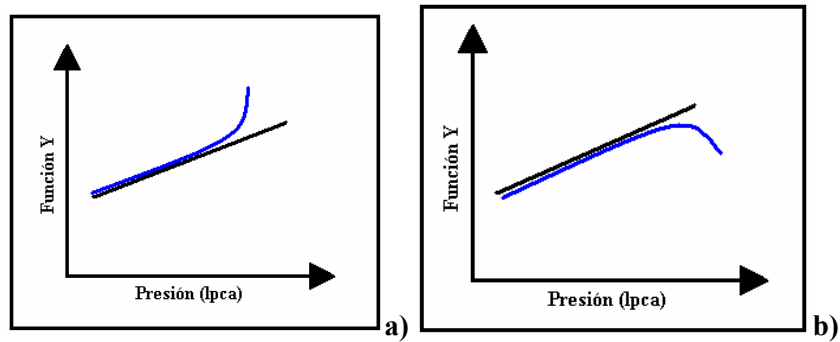


Figura II.6 a) Pb sobreestimada, b) Pb subestimada <sup>[4]</sup>.

También es posible ajustar el volumen relativo calculado con la siguiente ecuación:

$$Vr(ajustado) = \frac{(Pb - P)}{Y * P} + 1 \dots\dots\dots(2.12)$$

Donde:

- Vr: Volumen relativo, adimensional.
- Pb: Presión de burbujeo, lpca.
- P: Presión menor a la de burbuja, lpca.
- Y: Función Y ajustada.

**Prueba de compresibilidad:** en este caso se calcula la compresibilidad del petróleo (Co) para cada intervalo de presión a la temperatura del yacimiento hasta Pb, de la siguiente manera:

$$Co = \frac{1}{V_1} \left( \frac{V_2 - V_1}{P_1 - P_2} \right) \dots\dots\dots(2.13)$$

Donde:

- Co: Compresibilidad del petróleo, 1/lpc.
- P<sub>1</sub>: Presión inicial, lpc.
- P<sub>2</sub>: Presión final, lpc.
- V<sub>1</sub>: Volumen relativo a P<sub>1</sub>.
- V<sub>2</sub>: Volumen relativo a P<sub>2</sub>.

Luego se halla el error relativo absoluto que se cometió en cada cálculo de compresibilidad, por medio de la ecuación:

$$E_R = \left| \frac{Cod - Coc}{Cod} \right| \dots\dots\dots(2.14)$$

Donde:

Cod : Compresibilidad del petróleo reportada en el análisis, 1/lpc.

Coc : Compresibilidad del petróleo calculada, 1/lpc.

Por último, se debe verificar que  $E_R$  sea menor al cinco por ciento (5%), al ser tan pequeño se deduce que la compresibilidad se ha calculado correctamente y que la presión de burbuja y volúmenes relativos determinados son coherentes, por lo que pueden ser usados en cálculos posteriores del yacimiento.

En caso de no contar con los datos de compresibilidad de laboratorio se realiza la gráfica de compresibilidad vs. Presión, la gráfica debe presentar un comportamiento no lineal para que la prueba se considere valida.

**Prueba de desigualdad:** los datos PVT para que sean consistentes deben cumplir con la siguiente restricción:

$$\frac{\Delta Bod}{\Delta P} \angle \Delta Bg \frac{\Delta Rsd}{\Delta P}$$

La finalidad de esta prueba es verificar la consistencia en los cambios de volúmenes de líquido y gas.

**Prueba de densidad:** se debe cumplir que la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo de la prueba de liberación diferencial sea igual a la calculada a partir de los datos de las pruebas de separadores. Esta prueba se considera válida si la diferencia no es mayor al 5%.

La ecuación aplicada para obtener la densidad del petróleo a partir de dichos datos es la siguiente:

$$(\rho_o)_{SUP} = \frac{\gamma_o \rho_w}{\beta_o} + \frac{0.0763277}{\beta_o} \left[ (\gamma_g Rs)_{SEP} + (\gamma_g Rs)_{TANQUE} \right] \dots\dots\dots (2.15)$$

Donde:

- Rs: Relación gas – petróleo en solución, PCN/BN.
- Bo: Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.
- $\gamma_g$ : Gravedad específica del gas, fracción.
- $\gamma_o$ : Gravedad específica del petróleo, fracción.
- $\rho_w$ : Densidad del agua, lbs/BN.

La gravedad específica del petróleo se obtiene por medio de la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + ^\circ API} \dots\dots\dots (2.16)$$

## **2.4. Registros de Pozos**

Los registros de pozos permiten tener conocimiento acerca de las propiedades petrofísicas de la roca, tomando mediciones continuas en los pozos; una de las ventajas de estos registros es que se pueden obtener los cambios graduales en las propiedades petrofísicas, de una capa a otra.

### **2.4.1. Registros eléctricos**

#### **Registro de resistividad**

Este tipo de registro determina la resistencia eléctrica de la formación. La resistividad depende del líquido presente en los poros de la roca. La matriz de las formaciones no es conductiva, por lo cual una corriente eléctrica fluirá a través del fluido contenido en la roca, solo si ese fluido contiene sales disueltas, ya que las sales contienen iones que se disocian permitiendo el paso de la corriente eléctrica. De esta manera, una formación saturada con agua muy salina y con una buena porosidad tendrá valores muy bajos de resistividad.

Muchas veces los registros de resistividad son usados para correlacionar topes, bases y espesores de formaciones con otros pozos, sin embargo, la principal aplicación de los registros de resistividad es determinar las saturaciones de la formación, si se conoce la resistividad del agua de formación y la porosidad.

#### **Registro de potencial espontáneo (SP)**

El registro SP mide el potencial eléctrico que toma lugar entre el fluido de perforación y el agua de los poros; el SP es un fenómeno que se produce en un pozo cuando el lodo de perforación se pone en contacto con las formaciones en el subsuelo, existiendo un contraste de salinidades entre el lodo y el agua de formación. Este perfil es realmente el diferencial generado en el pozo como resultado de corrientes generadas que fluyen a través del fluido de perforación resistivo.

Este registro es calibrado de modo que la línea base sea el potencial de las lutitas en las secuencias sedimentarias en cuestión. Las lecturas SP son un buen indicativo de qué tan pura es la arena, grado de arreglo de los granos, o contenido de lutita.

El potencial espontáneo se utiliza para: detectar capas permeables, establecer correlación litológica, determinar valores de resistividad del agua de formación y dar valores cualitativos del contenido de arcillosidad.

#### **2.4.2 Registros radioactivos**

##### **Registro de rayos gamma**

El principio básico de este registro es enviar impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía, emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones sucesivas con los átomos del material de la formación y pierden energía en cada colisión. Al perder gran parte de su energía un átomo de la formación lo absorbe mediante un proceso fotoeléctrico, la tasa de absorción depende de la densidad del material, las formaciones menos densas son más radioactivas. Generalmente, las lutitas contienen mayores concentraciones de elementos radiactivos, por lo tanto, las lecturas gamma de lutitas son casi siempre mayores que las de arenas.

Los registros rayos gamma son utilizados para: seleccionar las posibles zonas productoras (mediante la eliminación de zonas ocupadas por lutitas), determinar la cantidad de lutita dentro de una zona de interés, correlacionar con los registros de rayos gamma de otros pozos (para determinar la posición estructural del yacimiento), identificar depósitos radioactivos (tales como, potasio, torio y uranio) y monitorear el movimiento de algún material radioactivo inyectado.

**Registro de porosidad neutrón (CNL)**

Consisten en la emisión de neutrones a altas velocidades, los cuales son absorbidos por la roca en especial por el agua de formación; esta absorción es una función de la concentración de átomos de hidrógeno (índice de hidrógeno). La mayoría del hidrógeno en la roca está presente en el agua de formación, por esto los registros expresan el contenido de agua y con ésto la porosidad de un sedimento.

Estos registros son usados particularmente para determinar la porosidad de lutitas y no dependen de la permeabilidad; aunque, también son usados para detectar zonas de gas y distinguirlas de zonas de petróleo, debido a que el gas tiene menos átomos de hidrógeno, por unidad de volumen, que el agua o petróleo.

**Registro de densidad**

Este registro utiliza una fuente radioactiva que se aplica a la pared del agujero emitiendo rayos gamma de mediana energía a la formación, considerados como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones de la formación, transmitiéndole al electrón parte de su energía. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, se cuentan para indicar la densidad de la formación. El número de colisiones depende del número de electrones de la formación, por lo tanto, la respuesta de la herramienta, está determinada por la densidad de los electrones.

Este registro es principalmente usado en la determinación de la porosidad de la formación; aunque, también pueden ayudar a evaluar formaciones de litología compleja, identificación de minerales y en la detección de gas en los yacimientos; además, en zonas homogéneas del yacimiento se pueden determinar los contactos gas/agua o gas/petróleo.

### **2.4.3. Registros acústicos**

Básicamente consisten en el envío de una onda compresional de sonido que atraviesa la roca en las inmediaciones del pozo, registrando el tiempo requerido por la onda para recorrer un pie de formación, este intervalo de tiempo es conocido como tiempo de tránsito, el cual es el valor recíproco de la velocidad de tránsito de la onda sónica; estos registros pueden determinar la porosidad de la roca de formación. También son usados para correlacionar la sísmica y para crear los sismogramas sintéticos junto con los perfiles de densidad. Los tiempos de tránsito de las ondas compresional, de corte y Stoneley son usados para interpretaciones más avanzadas como estimación de propiedades mecánicas y permeabilidad.

Según Smolen (1996), existen tres tipos de ondas que son de interés para el registro sónico; compresionales, de corte y Stoneley. En la figura II.7 se pueden observar la configuración de la onda sónica básica

#### **Onda compresional, ondas primarias, ondas P u ondas de presión**

Son ondas longitudinales, en las cuales la perturbación es transmitida por el movimiento de las partículas paralelo a la dirección de propagación de la onda. Estas ondas viajan a través de sólidos, líquidos y gases, de las tres ondas, es la que viaja más rápido por lo que en los registros acústicos representa el primer arribo en el receptor.

#### **Onda de Corte, onda secundaria u onda S**

Son ondas transversales que son transmitidas por el desplazamiento lateral de las partículas en una formación elástica rígida, el movimiento de las partículas es perpendicular a la dirección de propagación de la onda. Debido a que las ondas de corte solo pueden propagarse en un medio que posea resistencia al corte (rigidez), estas ondas pueden viajar únicamente en sólidos y no en líquidos ni gases.

### Onda Stoneley u onda de tubo

Son ondas de alta amplitud generadas por una reflexión de la onda compresional en el hoyo cuando la energía acústica pasa del hoyo a la formación. Las ondas Stoneley se propagan a bajas frecuencias en la interfase de la pared del hoyo, por lo cual solo pueden medirse en hoyos sin revestimiento.

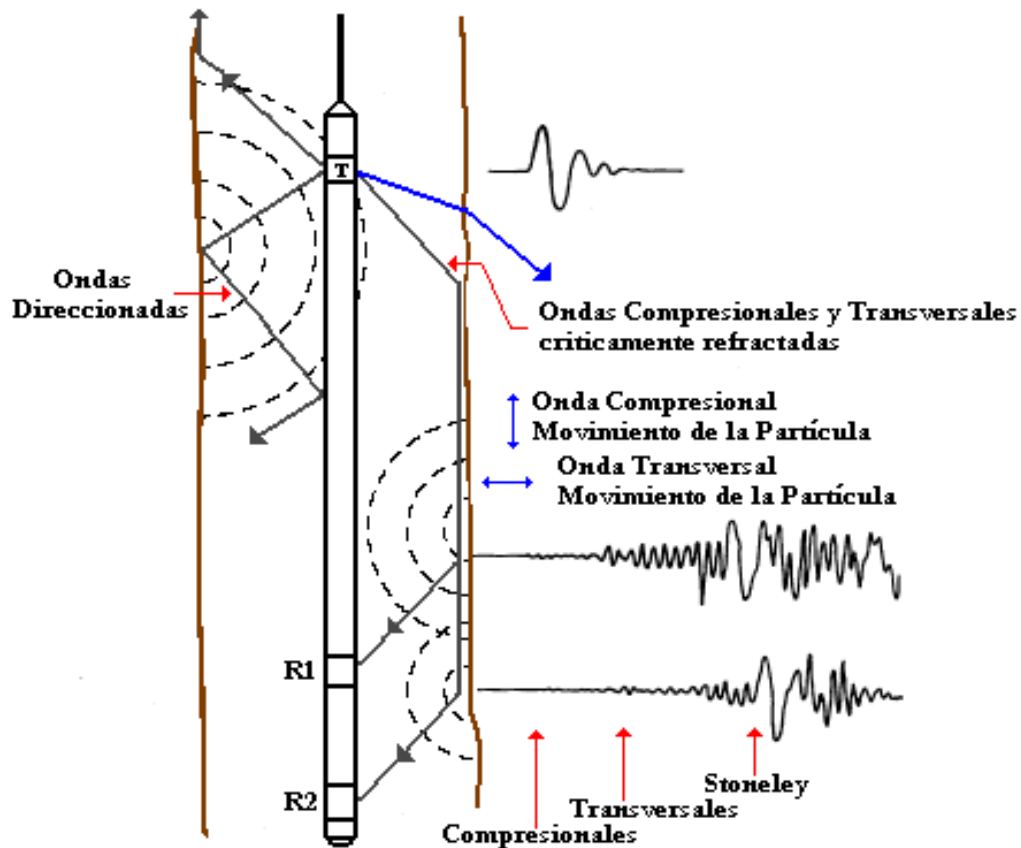


Figura II.7 Configuración de la sonda sónica básica <sup>[5]</sup>.

#### 2.4.4. Registros de presión de poro

Estos registros permiten estimar la capacidad de producción de yacimientos. Generalmente, las herramientas utilizadas para tal fin pueden tomar pruebas de presión en ilimitados puntos, de estas pruebas se pueden establecer contactos agua/petróleo/gas y los gradientes de presión.

## 2.5. Geomecánica

La geomecánica es una disciplina que estudia el comportamiento de los materiales geológicos, que conforman las rocas de la formación sometidas a un campo de esfuerzos. Esta disciplina está basada sobre los conceptos y teorías de mecánica de rocas y mecánica de suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzos producto de las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de pozos. En general, la geomecánica estudia el comportamiento esfuerzo-deformación de la roca. (Azancot ,2003).

El **Esfuerzo** se define como la fuerza aplicada sobre un cuerpo por unidad de área.

$$\sigma = \frac{F}{\Delta A} \dots\dots\dots(2.17)$$

Donde:

$\sigma$ : Esfuerzo, N/m<sup>2</sup>.

F: Fuerza aplicada sobre el material, N.

$\Delta A$ : Área sobre el cual actúa la fuerza aplicada, m<sup>2</sup>.

Los esfuerzos en el yacimiento pueden representarse en tres direcciones principales, verticalmente por la sobrecarga de los sedimentos ( $S_v$ ), y horizontalmente en dos direcciones ortogonales entre sí. Estos dos esfuerzos horizontales generalmente no son iguales, y por convención el máximo y mínimo esfuerzo horizontal se denotan como  $S_H$  y  $S_h$  respectivamente.

A medida que se perfora un pozo se altera el equilibrio de los esfuerzos que prevalecen en la formación. Para compensar este equilibrio se utiliza la presión hidrostática en el pozo, con la cual se tratan de equilibrar los esfuerzos ejercidos de la formación hacia el pozo. Dado que la presión del lodo es uniforme en todas las direcciones, no es posible balancear completamente los esfuerzos y en consecuencia, la roca alrededor del pozo se deforma y puede fallar si la redistribución de los esfuerzos excede su resistencia.

## 2.6. Presión de Formación

La presión de poro, también llamada presión de formación, es aquella que ejercen los fluidos confinados en el espacio poroso, sobre la matriz de la roca.

Antes de estudiar las presiones de formación es importante entender que las principales fuerzas responsables de la presión ejercida en los fluidos presentes en el subsuelo en un área dada son los procesos geológicos ocurridos. De este modo, se debe partir del análisis de un proceso de depositación normal, en el cual la presión de sobrecarga se incrementa conforme los sedimentos se acumulan. Inicialmente la tasa de sedimentación es baja, los sedimentos depositados no están consolidados y compactados, por lo que tienen relativamente una alta porosidad y permeabilidad. A medida que la depositación continua, los sedimentos estarán expuestos a una mayor carga, originando un sedimento más compacto y con una porosidad menor.

Mientras que el proceso de compactación ocurre, el agua de formación es expulsada del espacio poroso, y el esfuerzo de sobrecarga soportado por dicha agua de formación es transferido a la matriz de la roca reduciendo la porosidad. En áreas donde la permeabilidad de la formación ha permitido la migración de fluidos causada por la reducción de la porosidad, la presión de poro es normal y se considera igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de formación a la profundidad de interés. De esta manera, la presión de poro de formación puede ser calculada con la ecuación de presión hidrostática.

$$P = \rho * g * h \dots\dots\dots(2.18)$$

Donde:

- P: Presión, lpc.
- $\rho$ : Densidad, lbs/gal.
- g: Constante de gravedad.
- h: Altura de la columna del fluido, pies.

### **2.6.1. Origen de presión anormal**

Si la presión de formación excede a la presión hidrostática, se le denomina anormalmente alta, sobre-presión, o simplemente presión anormal; pero si es menor que la normal, entonces se le llama presión de formación anormalmente baja o subnormal (Bowers, 2002).

Las zonas de presiones anormalmente altas se originan debido a que durante el proceso de depositación y compactación, se forma una barrera impermeable que impide la liberación del agua de la formación (quedando atrapada y generando un desequilibrio de compactación con profundidad) por debajo de esta barrera, esto ocurre ya que el proceso de sedimentación y compactación ocurrió a un ritmo más rápido que el movimiento ascendente del agua. Consecuentemente, porosidad de la formación abajo de esta barrera impermeable difiere de la tendencia normal.

Este efecto puede ser determinado analizando los parámetros que dependen de la porosidad, como los son: la densidad, la resistividad, la velocidad de las ondas del sónico y la perforabilidad.

Las presiones de formación anormales, pueden ser generadas a partir de diferentes mecanismos: generación de hidrocarburos, efectos termodinámicos, fenómenos de diagénesis o los osmóticos, actividad tectónica, recarga o represionamiento, nivel piezométrico del fluido y sobre todo, el desequilibrio en la compactación normal de los sedimentos (Velásquez &, Espinosa G, 2002).

### 2.6.2. Presión de sobrecarga

La presión de sobrecarga (S) es la presión ejercida por el peso de los sedimentos suprayacentes más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad. El gradiente de presión de sobrecarga en algunos casos se considera constante al aumentar la profundidad. Por lo general se supone que es igual a 1.0 lpc/pies, valor que en realidad está lejos de los valores reales del gradiente de sobrecarga.

Es por ello que con frecuencia se debe realizar el cálculo de la presión de sobrecarga para cualquier profundidad. Para calcular la presión de sobrecarga en cualquier profundidad uno de los primeros parámetros que se debe separar es la profundidad en intervalos individuales (los intervalos no tienen que ser de la misma longitud). Posteriormente, se debe tener hecha una estimación de las densidades aparentes de los sedimentos dentro de cada intervalo (las densidades de las formaciones varían debido a la profundidad de la roca tipos y la historia deposicional). La longitud del intervalo debería por tanto ser elegida de modo que una sola densidad, mayor promedio, se pueda utilizar para representar todo el intervalo.

Las densidades aparentes se obtienen generalmente de los registros de densidad neutrón pero también puede estimarse a partir de datos sísmicos, registros sónicos, o medir directamente en el sitio de perforación por un registrador de lodo.

Finalmente la presión de sobrecarga a una determinada profundidad se puede calcular sumando todas las presiones de todos los intervalos individuales por encima de la profundidad de interés. Como lo indica la siguiente ecuación:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_{Fi} (D_i - D_{i-1})}{10} \dots\dots\dots(2.19)$$

Donde:

$\rho_{Fi}$ : Densidad promedio de la formación (gr/cm<sup>3</sup>) comprendida entre las profundidades  $D_i$  y  $D_{i-1}$  (m).

$\rho_{Fi}$  se determina en forma directa del registro de densidad de pozos de correlación.

En el caso de no disponer de un registro de densidad se utiliza la correlación empírica desarrollada por Belloti y Giacca, si únicamente se cuenta con el registro sísmico.

$$\rho_{Fi} = 2.75 - \left( 2.11 \left( \frac{\Delta t - 53}{\Delta t + 200} \right) \right) \dots\dots\dots (2.20)$$

Donde:

$\Delta t$ : Tiempo de tránsito de la formación,  $\mu\text{seg/pies}$ .

### 2.6.3. Tendencia de compactación

Al momento de graficar la profundidad contra un parámetro dependiente de la porosidad para estimar la presión de poro, se desearía utilizar un modelo matemático para extrapolar una tendencia de presión normal a mayores profundidades, donde las formaciones se encuentran anormalmente presurizadas. Generalmente se asume una tendencia de ley de potencia, lineal o exponencial para así poder graficar una tendencia de presión normal como una línea recta ya sea en un papel de gráficas cartesiano, logarítmico o semi-logarítmico. En algunos casos no se observa una tendencia de línea recta para ninguna de estas aproximaciones, y se debe utilizar un modelo más complejo. Razón por la cual se han desarrollado métodos que permiten realizar un mejor ajuste de dicha tendencia, a continuación se presentan alguno de ellos.

### 2.6.3.1. Método de Athy (1930)

Este método establece una ley de compactación que describe una relación exponencial entre la porosidad y la profundidad, suponiendo que la porosidad es una medida directa de la compactación.

Según Athy, la porosidad de un sedimento al momento de su depositación depende del tamaño de los granos, la forma, el grado de uniformidad de los mismos, tanto en tamaño como en forma, así como el modo del empaquetamiento de los granos individuales. Después que un sedimento ha sido depositado, enterrado y litificado, existen una serie de factores que determinan su porosidad. El factor más importante es la continua aplicación de la presión, sea lateral o vertical, debido a que conlleva a una reducción en porosidad y/o un incremento de densidad. Sin embargo, la cantidad de compactación no es exactamente proporcional ni a la reducción de porosidad, ni al incremento de densidad. La relación porosidad – profundidad propuesta por Athy en 1930 es la siguiente:

$$\phi = \phi_o e^{(-bZ)} \dots\dots\dots(2.21)$$

Donde:

- $\Phi$ : Porosidad, fracción.
- $\Phi_o$ : Porosidad promedio en superficie, fracción.
- $b$ : Constante de decaimiento exponencial, adimensional.
- $Z$ : Profundidad de soterramiento, pies.

### 2.6.3.2. Heasler y Kharitonova (1996)

Heasler y Kharitonova proponen una mejora al trabajo realizado por Athy. Ambos autores afirman que tanto en superficie como en profundidad, la relación de Athy (1930) predice correctamente los valores de porosidad. En la superficie ( $X=0$ ), la ley de Athy predice que la porosidad iguala a su valor en superficie ( $\phi=\phi_0$ ). A gran profundidad ( $X\rightarrow\infty$ ), la ley de Athy predice que la porosidad se aproxima a cero.

La ecuación de Athy puede expresarse en términos de tiempo de tránsito de la siguiente manera:

$$\Delta t = \Delta t_o e^{(-bZ)} \dots\dots\dots(2.22)$$

Donde:

- $\Delta t$ : Tiempo de tránsito,  $\mu\text{seg/pies}$ .
- $\Delta t_o$ : Tiempo de tránsito en superficie,  $\mu\text{seg/pies}$ .
- $b$ : Constante de decaimiento exponencial, adimensional.
- $Z$ : Profundidad de soterramiento, pies.

Una razón válida de porqué la ecuación de Athy no describe adecuadamente la relación tiempo de tránsito–profundidad es porque la misma predice incorrectamente el tiempo de tránsito para una roca totalmente compactada (0% porosidad), ya que arroja el valor de cero. El tiempo de tránsito para una roca con porosidad igual a cero se aproxima a un valor constante. En consecuencia, una mejor relación para tiempo de tránsito-profundidad es:

$$\Delta t = \Delta t_o e^{(-bZ)} + C \dots\dots\dots(2.23)$$

Donde: C representa la constante de velocidad de la matriz.

#### **2.6.4. Predicción de presión de poro**

Los métodos de presión de poro anormal pueden ser separados en dos categorías: Los métodos de predicción de presión de poro y los métodos de detección de la presión de poro. Los métodos de predicción de presión de poro se basan en utilizar velocidades sísmicas en el intervalo, y compensar con los registros de pozos e historias. Los métodos de detección de presión de poro normalmente utilizan los parámetros de perforación "d" y exponentes, así inician filtrando información durante la perforación real (MWD/LWD).

No existe una ecuación mágica que puede ser aplicada en todo el mundo, en todas las ocasiones, y en todas las condiciones, ya que todos los métodos se basan en diversos grados en datos empíricos. Esta base empírica sesga hacia la aplicabilidad del método en un área geográfica específica. Para que un método pueda tener aplicación en todo el mundo, debe permitir el uso de datos específicos por superficie y las correlaciones empíricas desarrolladas son con datos localizados. Pese a lo anteriormente descrito con frecuencia surge la necesidad de realizar estimación indirecta para el cálculo de la presión de poro, debido a que la medición directa (a pesar de ser fuente más confiable para la obtención de datos) es muy costosa.

A continuación, se realiza un estudio acerca del principio básico utilizado para el cálculo de la presión de poro y los métodos comúnmente utilizados.

Los métodos de predicción de la presión de sobrecarga, poro y fractura están basados en el principio de Terzaghi, el cual define que el estrés generado por la presión de sobrecarga se distribuye entre el peso de la matriz de la roca, y el peso del fluido de los poros.

Terzaghi expresa la relación de presión de sobrecarga entre la tensión de la presión de poro y la tensión a través de la matriz de la roca de la siguiente manera:

$$S = P_p + \sigma \dots\dots\dots(2.24)$$

Donde:

S: Esfuerzo de sobrecarga, lpc.

P<sub>p</sub>: Presión de poro, lpc.

σ: Estrés matriz, lpc.

Bajo la influencia de la tensión vertical, la roca tiende a compactar verticalmente y a expandirse horizontalmente. La expansión horizontal está limitada por la roca circundante, lo que crea tensión horizontal (S<sub>h</sub>). Por lo tanto S<sub>h</sub> se genera para contrarrestar la tendencia natural de una formación para deformar lateralmente en respuesta a carga vertical y es igual a una fracción de la tensión vertical. El concepto de tensión efectiva también se aplica a la tensión horizontal de la siguiente manera:

$$S_h = P_p + \sigma_h \dots\dots\dots(2.25)$$

Donde: σ<sub>h</sub> es el esfuerzo horizontal efectivo. El esfuerzo mínimo horizontal, S<sub>h</sub>, supone que un eje principal es el estrés vertical y así las otras dos son horizontales.

En la literatura existe un gran número de métodos para determinar las tres incógnitas de la ecuación de Terzaghi. Sin embargo todos están basados en los mismos principios; los métodos más adecuados para la predicción de presión de poro son: el método de Eaton, Hottman y Johnson y profundidad equivalente. Además, estos métodos, o variaciones de los mismos, son los métodos empleados por la gran mayoría de las grandes compañías petroleras y de servicios.

#### 2.6.4.1. Método de Eaton (1975)

**Ben Eaton** propuso una serie de ecuaciones empíricas basadas en las mediciones de propiedades sensibles a la compactación de la roca como la resistividad, conductividad y los tiempos de propagación (Eaton, 1975). Este método es una mejora al de Hottman y Johnson (H&J), basándose igualmente en la premisa de que, al leer directamente de registros los valores acústicos o eléctricos de las zonas de lutitas limpias y graficándolas con respecto a la profundidad en un papel semilogarítmico, existe una línea de tendencia recta si la sección se encuentra a una presión normal. Una desviación de estos valores con respecto a la línea de tendencia normal indica una presión anormal de poro. Eaton utiliza una base de datos extensa para llegar a una serie de ecuaciones que relacionan directamente la presión de poro con la relación de la desviación entre los valores observados en la gráfica logarítmica y los valores de la línea de tendencia normal.

Las ecuaciones 2.17, 2.18 y 2.19 muestran las relaciones matemáticas para el cálculo de la presión de poro utilizando registros resistivos, conductividad y sónicos:

$$P_{P(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{P(Dn)}) * \left( \frac{R_o}{R_{on}} \right)^\alpha \dots\dots\dots(2.26)$$

$$P_{P(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{P(Dn)}) * \left( \frac{C_{on}}{C_o} \right)^\alpha \dots\dots\dots(2.27)$$

$$P_{P(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{P(Dn)}) * \left( \frac{t_{on}}{t_o} \right)^\alpha \dots\dots\dots(2.28)$$

Donde:

$P_{P(D)}$ : Presión de formación, lpc.

$S_{(D)}$ : Presión de sobrecarga, lpc.

$P_{P(Dn)}$ : Presión normal de formación, lpc.

$\alpha$ : Coeficiente cuyo valor depende de la cuenca de interés, adimensional.

$R_o, C_o, t_o$ : Valores obtenidos a partir de los registros (resistivos, conductivos y sínicos).

$R_{on}, C_{on}, t_{on}$ : Valores obtenidos de las líneas de tendencias de compactación.

Se debe tener en cuenta que, para la aplicación de esta metodología es fundamental un adecuado procesamiento para obtener velocidades intervalo, y dependiendo de la certidumbre de este procesamiento, será la validez de las interpretaciones del campo de presión. Así mismo es necesario calcular para cada zona de estudio los valores de exponente adecuados, ya que estos dependen de las características mismas de las lutitas y no son extrapolables de una cuenca a otra.

La sencillez de las ecuaciones de Eaton permite que este método sea la aplicación más utilizada en el mundo. Una característica adicional es que las velocidades sísmicas de intervalo se pueden convertir a intervalos de tiempo de viaje y utilizarlos como valores de registro sínico.

Otros métodos incluyen **Bowers (1995)** y el método de **Miller (2002)**. Bowers (1995) sugiere que las rocas con velocidades acústicas iguales tienen los mismos niveles de tensión efectiva. El método de Miller (2002) puede ser caracterizado como una técnica de predicción de presión de poro exponencial, ya que existe una relación de velocidad única de tensión efectiva para la compactación normal.

#### **2.6.4.2. Método de Hottman y Johnson (1965)**

Es un método directo, el cual calcula las presiones de poro por medio de la interpretación de registros acústicos y eléctricos. Estos autores definen la presión normal igual a la presión hidrostática, de igual forma definen como formaciones sobrepresionadas, aquellas formaciones que presentan presiones más altas que la presión hidrostática.

Las propiedades eléctricas y acústicas en las lutitas están directamente relacionadas con porosidad. Por lo tanto, una medida de las propiedades de lutitas debería ser representativa de la porosidad de la formación in-situ. En las formaciones superficiales, con presiones normales, la medida de resistividad en las lutitas se incrementa con la profundidad a lo largo de una tendencia normal, dicho incremento se debe a que la porosidad de la formación disminuyó durante el proceso de compactación normal. En una sección de presiones anormales, hay una desviación de la tendencia normal en las mediciones de resistividad en lutitas.

En base a esto, Hottman y Johnson hicieron una suposición razonable de que la presión del fluido contenido en el espacio poroso de una lutita con presiones anormales, es la misma que la presión de fluido de poro en la formación adyacente, permeable y aislada. Por lo tanto, mediante la estimación de la presión de poros, utilizando la resistividad o mediciones acústicas, la presión de poro en una formación adyacente y permeable, se puede predecir. Utilizando datos reales obtenidos así de dieciocho (18) pozos en alta mar y pozos en tierra en Texas y Louisiana costas del Golfo. Hottman y Johnson desarrollaron una relación empírica entre la actual medición de presión en formaciones permeables, y la magnitud de la desviación de lutitas adyacentes.

Cuando se utiliza el gráfico desarrollado para los registros sínicos (Figura II.8-a), la magnitud de la desviación es simplemente la diferencia entre el valor del registro

medido, y el valor determinado por la tendencia de línea normal a la misma profundidad. El gráfico de la resistividad es diferente, debido a que se basa en el radio de las resistividades observadas, para las resistividades normales predichas por la línea de tendencia normal (Figura II.8-b).

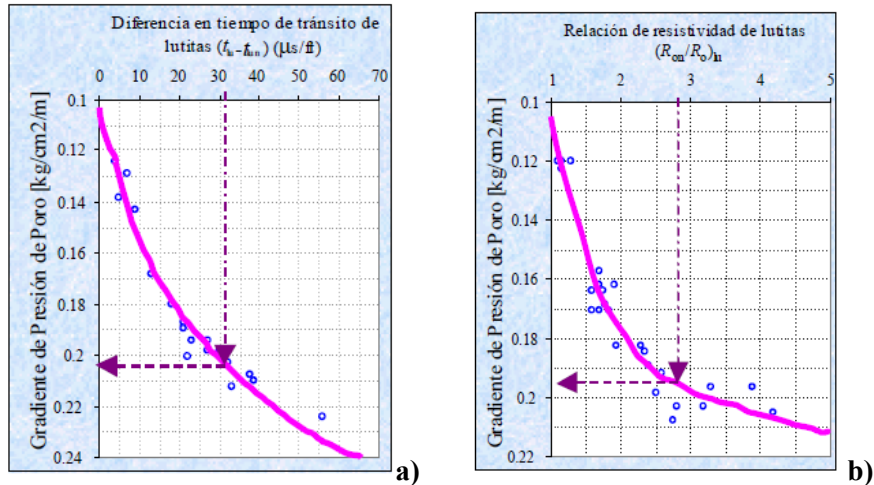


**Figura II.8 Gráficos desarrollados por H&J. a) para registros sísmicos, b) para registros de resistividad <sup>[6]</sup>.**

El primer paso para determinar la presión de poro por el método de H&J es: Leer de los registros sísmicos las lutitas gruesas y limpias (por lo menos 20' de espesor), para de esta manera establecer los intervalos de lutitas limpias. Luego cada lectura de registro se traza en papel semilog para cada profundidad equivalente. Partiendo de la gráfica de tiempo de tránsito vs profundidad, se establece la línea de compactación de lutitas. La línea normal se extiende luego hacia abajo en las profundidades de presiones anormales. A la profundidad de interés, leer los valores de tiempo de tránsito o de resistividad de la tendencia de compactación de lutitas ( $t_{on}$  ó  $R_{on}$ ) y la curva graficada con los valores del registro ( $t_o$  ó  $R_o$ ). Posterior a ello, se calcula la diferencia de lecturas de tiempo de tránsito ( $t_{on} - t_o$ ) o la relación de resistividades ( $R_{on}/R_o$ ) entre los valores reales del registro y los valores leídos de la línea de tendencia de compactación extrapolada. Finalmente con el valor obtenido en el paso anterior, se ingresa a la correlación de Hottman y Jonhson y posterior a ello se determina el gradiente de presión de poro.

#### 2.6.4.3. Método de profundidad equivalente (Foster y Whalen 1966)

El método de la profundidad equivalente se basa en la suposición de que formaciones similares que tienen el mismo valor de la variable dependiente de la porosidad (tiempo de tránsito, resistividad, densidad) están bajo el mismo esfuerzo efectivo en la matriz  $\sigma_D$ . Así que el estado de esfuerzo en la matriz,  $\sigma_D$ , de una formación anormalmente presurizada a una profundidad  $H$  es el mismo que el estado de esfuerzo en la matriz,  $\sigma_{Dn}$ , de una formación más somera normalmente presurizada a una profundidad  $H_n$ , la cual da el mismo valor medido del parámetro dependiente de la porosidad. En este método se emplean las siguientes ecuaciones para la estimación de la presión de poro:

$$\sigma_{(D)} = \sigma_{(Dn)} = S_{(Dn)} - P_{P(Dn)} \dots\dots\dots(2.29)$$

$$P_{P(Dn)} = \frac{\rho_{FF} * H_n}{10} \dots\dots\dots(2.30)$$

$$P_{P(D)} = S_{(D)} - \sigma_{(D)} \dots\dots\dots(2.31)$$

Donde:

- $\sigma_D$ : Esfuerzo efectivo de la matriz, lpc.
- $\sigma_{Dn}$ : Esfuerzo efectivo de la matriz a la profundidad equivalente, lpc.
- $S_{Dn}$ : Presión de sobrecarga a la profundidad  $H_n$ , lpc.
- $P_{P(Dn)}$ : Presión de poro a la profundidad  $H_n$ , lpc.
- $\rho_{FF}$ : Densidad del fluido de formación, gr/cm<sup>3</sup>.
- $H_n$ : Profundidad equivalente, pies.

### 2.6.5. Gradiente de fractura

La predicción del gradiente de fractura ha sido de gran interés para la industria del petróleo desde finales de 1950, debido a que constituye uno de los parámetros esenciales en la etapa de pre-diseño de las operaciones de perforación, explotaciones de yacimientos y estimulaciones. Varios métodos de cálculo y modelos informáticos han sido presentados en la literatura para diferentes regiones del mundo. La mayoría de estas técnicas se basan en correlaciones paramétricas o empíricas, que requieren un conocimiento previo de las formas funcionales o el uso de gráficos empíricos que no son muy precisos.

Debido a que la presión de fractura de la formación se ve afectada en gran parte por la presión de poro de la formación, se debe utilizar uno de los métodos de predicción de presión de poro de formación descrito anteriormente antes de utilizar una correlación de presión de fractura. Las ecuaciones y correlaciones de presión de fractura más utilizadas incluyen: la correlación de Eaton, la ecuación de Hubbert y Willis y la correlación de Mathews y Kelly.

#### Correlación de Eaton

La correlación de Eaton asume que la relación entre el esfuerzo horizontal y vertical en la matriz es descrita con precisión mediante la siguiente ecuación:

$$P_{FR} = P_{P(D)} + \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) [S_{(D)} - P_{P(D)}] \dots\dots\dots (2.32)$$

Donde:

$P_{FR}$ : Presión de fractura, lpc.

$P_{P(D)}$ : Presión de formación, lpc.

$S_{(D)}$ : Presión de sobrecarga, lpc.

$\nu$ : Relación de Poisson.

### Ecuación de Hubbert y Willis

Hubbert y Willis introdujeron muchos principios fundamentales que todavía se usan hoy en día. La presión mínima del pozo requerida para extender una fractura existente fue dada como la presión necesaria para vencer el esfuerzo principal mínimo:

$$P_f = \sigma_h + P_p \dots\dots\dots(2.33)$$

Debido a que la tierra no es homogénea ni es isotrópica, con tantos planos de estratos, esta presión de extensión de fractura es usada generalmente en planificación de pozos y diseño de revestimientos. Sin embargo, si el esfuerzo principal mínimo ocurre en el plano horizontal y si los esfuerzos horizontales  $\sigma_H$  y  $\sigma_h$  son iguales, la concentración de esfuerzos local en la pared del hoyo,  $\sigma_{Hw}$ , es el doble del esfuerzo horizontal regional  $\sigma_H$ . Así que la presión requerida para iniciar la fractura en una formación isotrópica y homogénea es:

$$P_f = \sigma_{Hw} + P_p = 2\sigma_H + P_p \dots\dots\dots(2.34)$$

Basándose en el análisis de experimentos de laboratorio utilizaron el criterio de falla de Mohr, Hubbert y Willis concluyeron que en regiones de falla normal el esfuerzo horizontal en la matriz es el esfuerzo mínimo. También se concluyó que el esfuerzo horizontal mínimo en sedimentos someros es aproximadamente un tercio del esfuerzo vertical en la matriz, resultante del peso de la sobrecarga. Así que la presión de extensión de la fractura para esta situación es aproximadamente:

$$P_f = \sigma_h + P_p = \frac{\sigma_v}{3} + P_p \dots\dots\dots(2.35)$$

Debido a que el esfuerzo en la matriz  $\sigma_v$  está dado por

$$\sigma_v = \sigma_{sc} - P_p \dots\dots\dots(2.36)$$

La presión de extensión de la fractura viene expresada por

$$P_f = \frac{\sigma_{sc} + 2P_p}{3} \dots\dots\dots(2.37)$$

### **Correlación de Mathews y Kelly**

Mathews y Kelly reemplazaron la suposición de que el esfuerzo mínimo en la matriz era un tercio del esfuerzo de sobrecarga por:

$$\sigma_h = F_\sigma \sigma_v \dots\dots\dots(2.38)$$

Donde el coeficiente de esfuerzo en la matriz  $F_\sigma$  fue determinado empíricamente de datos de campo tomados en formaciones normalmente presurizadas. La figura II.9 muestra las correlaciones empíricas que fueron presentadas para las áreas de la costa sur del golfo de Texas y la costa del golfo de Louisiana. Para usar estas curvas de correlación para formaciones anormalmente presurizadas, la profundidad  $H_i$  a la cual una formación normalmente presurizada va a tener el mismo esfuerzo vertical en la matriz que la formación anormalmente presurizada de interés es usada en la figura II.9 en vez de la profundidad real cuando se esté determinando el coeficiente de esfuerzo en la matriz,  $F_\sigma$ . Por simplicidad se han asumido un esfuerzo de sobrecarga promedio de 1 lpc/pie y un gradiente de presión normal promedio de 0.465 lpc/pie. Así que el esfuerzo vertical normal en la matriz se convierte en:

$$\sigma_n = \sigma_{sc} - P_{pm} = H_i - 0.465H_i = 0.535H_i \dots\dots\dots(2.39)$$

La profundidad  $H_i$  la cual la formación normalmente presurizada tiene la resistencia vertical en la matriz presente en la formación anormalmente presurizada de interés es:

$$H_i = \frac{\sigma_v}{0.535} = \frac{\sigma_{sc} - P_p}{0.535} = \frac{H - P_p}{0.535} \dots\dots\dots(2.40)$$

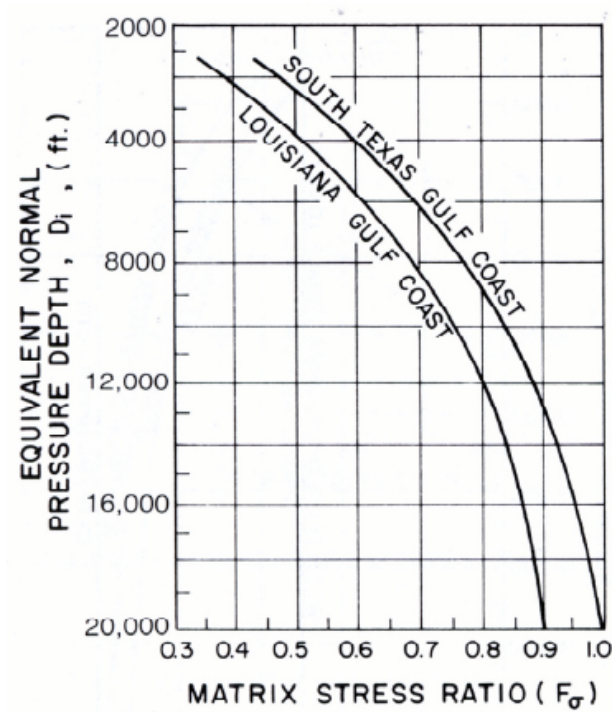


Figura II.9 Correlación de Mathews y Kelly <sup>[7]</sup>.

## 2.7. Pruebas de Presión

Las pruebas de presión se realizan con el propósito de determinar la habilidad de la formación para producir fluidos; y dependiendo del estado de desarrollo del campo se pueden dividir en: identificación de la naturaleza de los fluidos del yacimiento y estimación del comportamiento del pozo.

Por medio de dichas pruebas se pueden estimar parámetros importantes como: permeabilidad de la formación, daño o estimulación en la formación, presión del yacimiento, límites del yacimiento, anisotropía, volumen del yacimiento y el área de drenaje.

### 2.7.1. Tipos de pruebas de presión

- **Prueba de restauración de presión (Build-up convencional, pre-fractura o postfractura):** permite obtener estimados de la presión inicial, límites del yacimiento, capacidad de flujo y efecto superficial del pozo. Básicamente, la prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo (usualmente en la superficie) permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión (usualmente hoyo a bajo) en el pozo es una función del tiempo. El comportamiento de la prueba de restauración de presión se ilustra en la figura II.10.

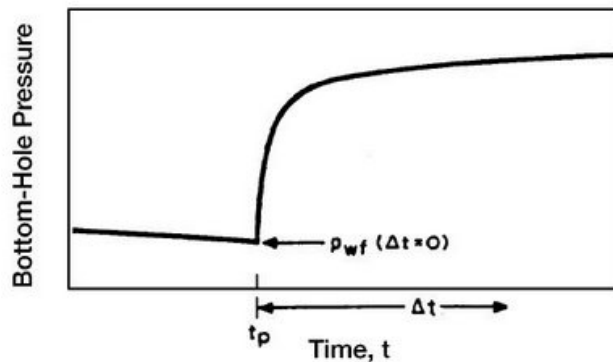


Figura II.10 Comportamiento de la prueba Build-up <sup>[8]</sup>.

- **Prueba de declinación de presión (Draw-down):** este tipo de prueba se realiza haciendo producir un pozo a tasa constante empezando idealmente con presión uniforme en el yacimiento, su comportamiento se muestra en la figura II.11. Por medio de dicha prueba se puede determinar la causa del problema de inyectividad o productividad: baja permeabilidad, daño o presión del yacimiento. Ofrece ventajas económicas, porque se realiza con el pozo en producción. Su mayor desventaja es la dificultad para mantener una tasa constante.

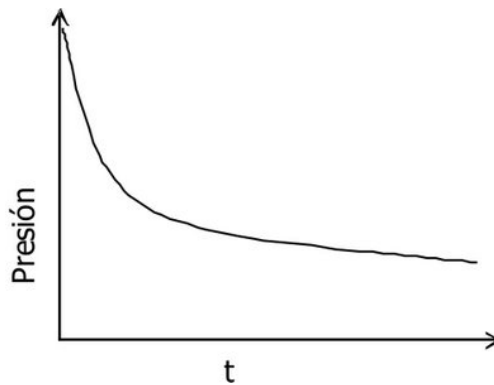


**Figura II.11 Comportamiento de la prueba Draw-down <sup>[8]</sup>.**

- **Pruebas de inyectividad o disipación (Fall-off):** el propósito básico de esta prueba es tener una idea cualitativa de la permeabilidad de la zona y factibilidad de someter a esta zona a un tratamiento de estimulación y/o fracturamiento hidráulico. Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo. En la figura II. 12 se observa el comportamiento de la prueba Fall-off.

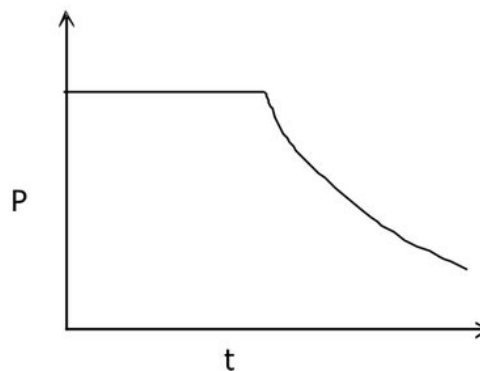


**Figura II.12 Comportamiento de la prueba Fall-off <sup>[8]</sup>.**

- **Pruebas de interferencia:** provee información acerca de la comunicación entre dos o más pozos de un yacimiento, determina la permeabilidad direccional y la capacidad de almacenaje de fluidos del yacimiento.

- **Prueba isócronal o de tasa variable:** consiste en producir el pozo a diferentes tasas durante periodos de tiempos iguales, y cerrar el pozo hasta alcanzar la presión promedio del área de drenaje, en los periodos comprendidos entre dos cambios de tasas subsiguientes. Por medio de esta prueba se determina la capacidad de entrega de gas en función de una contrapresión dada. Se realiza después de la completación inicial o cuando se requiera.

- **Formación (DST “Drill Stem Test” de corta o larga duración):** esta prueba se realiza para estimar la presión original del yacimiento, determinar la capacidad productiva de las distintas arenas y muestrear el fluido de yacimiento. Se debe realizar antes de la completación del pozo.

- **Probador Múltiple de Formación (RFT/MDT):** puede recorrer desde una tasa variable libre hasta una serie de tasas constantes, para una prueba de presión de fondo, con constantes cambios en la tasa de flujo. Son esenciales tasas de flujo exactas y medidas de presión. El comportamiento durante este tipo de prueba se ilustra en la figura II.13.

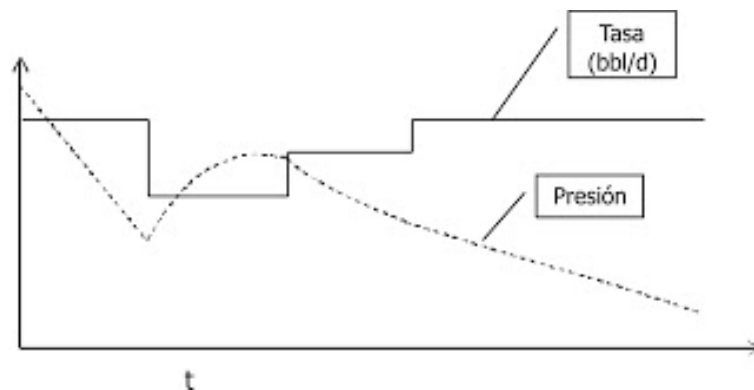


Figura II.13 Comportamiento de la prueba MDT <sup>[8]</sup>.

### 2.7.2. Parámetros obtenidos a partir de pruebas de presión

En la tabla II.1 se presenta un análisis de los parámetros obtenidos a partir de pruebas de presión.

| TIPO DE PRUEBA                                           | TIPO DE DETERMINACIÓN                                                  |                                                                                                                                                                     |
|----------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                          | CUANTITATIVA                                                           | CUALITATIVA                                                                                                                                                         |
| Build-up<br>Fall-off                                     | -kh, s, presión, presión inicial, constante de almacenamiento (c), IP. | -Área de drenaje.<br>-Estado de agotamiento del yacimiento.                                                                                                         |
| Draw-down<br>Inyección                                   | -kh, s, c, IP.                                                         | -Barreras y/o límites.<br>-Fallas sellantes.                                                                                                                        |
| Tasa variable<br>Tasa escalonada<br>Isocronales<br>(gas) | -kh, s, c, potencial, IP.                                              | -Modelo del yacimiento.<br>-Canales de flujo preferenciales.<br>-Mecanismos de producción.<br>-Existencia de acuíferos.                                             |
| Interferencia<br>Pulso                                   | -kh, s, c, (kx, ky, kz).                                               | -Comunicación entre pozos.<br>-Eficiencia de inyección.<br>-Tiempo de irrupción.<br>-Anisotropía/heterogeneidad.<br>-Verificación de la calidad de sello en fallas. |
| DST                                                      | -kh, s, c, pwf.                                                        | -Potencial máximo de producción.<br>-Distribución vertical de presiones.                                                                                            |
| RFT/MDT                                                  | -kh, s, c, presión, presión inicial, gradientes de presión.            | -Contactos.<br>-Comunicación hidráulica vertical.<br>-Estratificación.                                                                                              |

### 2.7.3. Minifrac

Las pruebas mini-frac son aplicadas con el propósito de obtener parámetros sobre los fluidos de fracturamiento para optimizar el diseño de una fractura hidráulica. El ensayo mini-frac se realiza antes de un tratamiento de fractura hidráulica. Estas pruebas involucran los periodos de inyección intermitentes seguidos típicamente por intervalos de shut-in y/o flowback. Como cualquier prueba del pozo, la presión y el volumen inyectado son medidos a lo largo de un minifrac y grabados para sus análisis subsecuentes. El propósito del minifrac es proporcionar la mejor información posible acerca de la formación, antes de realizar el bombeo del tratamiento real.

El minifrac está diseñado para ser lo más cercano posible al tratamiento real, sin bombear volúmenes significativos de apuntalante. El minifrac debe ser bombeado anticipadamente con el fluido de tratamiento, a la tasa prevista. También se debe tener el volumen para contactar con todas las formaciones que se estimaron en el diseño del tratamiento. En un pozo planeado y ejecutado con minifrac pueden proporcionar datos sobre la geometría de fractura, las propiedades mecánicas de la roca y la pérdida de fluido. Información que es vital para el éxito del tratamiento principal. En la figura II.14 se muestra el comportamiento durante una prueba minifrac.

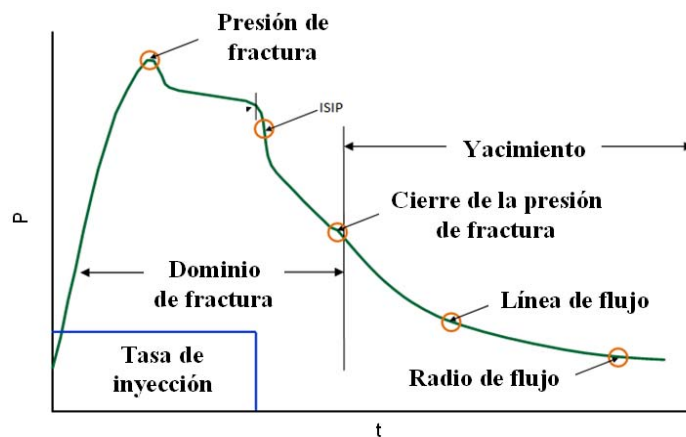


Figura II.14 Comportamiento del minifrac <sup>[9]</sup> (MOD. Fekete Associates Inc).

## 2.8. Índice de inyektividad

El índice de inyektividad se define como la razón entre la tasa de inyección de un determinado fluido (a condiciones estándar) y la diferencia de presión requerida para inyectar dicha tasa. Viene dado por la siguiente ecuación:

$$II = \frac{Q_{iny}}{P_{iny} - P_{yac}} \dots\dots\dots(2.41)$$

Donde:

Qiny: Tasa de Inyección, bapd.

Piny: Presión de Inyección en fondo, lpc.

Pyac: Presión de Yacimiento, lpc.

II: Índice de Inyektividad, bapd/lpc.

## 2.9. Indicador de la zona de flujo

La técnica de Amafeule y Althunbay introduce un nuevo concepto, el Indicador de Zona de Flujo FZI. Las ecuaciones necesarias para el cálculo del FZI para cada muestra de núcleo, son las siguientes:

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \dots\dots\dots(2.42)$$

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi}} \dots\dots\dots(2.43)$$

$$\phi_z = \frac{\phi}{1 - \phi} \dots\dots\dots(2.44)$$

Donde:

FZI: Indicador de Zona de Flujo, adimensional.

RQI: Índice de Calidad de la Roca, adimensional.

$\phi_z$ : Porosidad Normalizada, adimensional.

K: Permeabilidad Klinkenberg, mD.

$\phi$ : Porosidad, fracción.

Las ecuaciones utilizadas para la normalización de la **Permeabilidades Relativas** son las siguientes:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \dots\dots\dots(2.45)$$

$$K_{ro}^* = \frac{K_{ro}}{K_{ro@S_{wi}}} \dots\dots\dots(2.46)$$

$$K_{rw}^* = \frac{K_{rw}}{K_{rw@S_{or}}} \dots\dots\dots(2.47)$$

Donde:

$S_w^*$ : Saturación de agua normalizada, fracción.

$K_{ro}^*$ : Permeabilidad relativa al petróleo normalizada, fracción.

$K_{rw}^*$ : Permeabilidad relativa al agua normalizada, fracción.

$S_w$ : Saturación de agua, fracción.

$S_{wi}$ : Saturación de agua inicial, fracción.

$S_{or}$ : Saturación de petróleo residual, fracción.

$K_{ro}$ : Permeabilidad relativa al petróleo, fracción.

$K_{rw}$ : Permeabilidad relativa al agua, fracción.

Para el caso de las **curvas de presión capilar** se deben transformar los datos de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento, mediante la siguiente ecuación:

$$Pc_Y = Pc_L \left( \frac{\sigma_Y}{\sigma_L} \right) \dots\dots\dots(2.48)$$

Donde:

$Pc_Y$ : Presión capilar a condiciones de yacimiento, lpca.

$Pc_L$ : Presión capilar a condiciones de laboratorio, lpca.

$\sigma_Y$ : Tensión interfacial a condiciones de yacimiento, 30 dinas/cms<sup>2</sup>.

$\sigma_L$ : Tensión interfacial a condiciones de laboratorio, 48 dinas/cms<sup>2</sup>.

Función J de Leverett, para cada muestra se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$J(S_w) = 0.2179 \frac{Pc_Y}{\sigma_Y} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \dots\dots\dots(2.49)$$

## CAPÍTULO III

### DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA EN ESTUDIO

#### 3.1. Geología Regional

La cuenca de Barinas-Apure es una depresión estructural en el basamento ígneo-metamórfico precretácico, rellena de sedimentos del Cretácico y Cenozoico hasta una profundidad que excede los 16000 pies en su parte más profunda. Situada en la parte suroccidental del país, limita al oeste y noroeste con los Andes venezolanos, al norte con el extremo occidental del Sistema del Caribe, al este y noreste con el arco de El Baúl; al sureste con el Escudo de Guayana y al sur está separada de la cuenca de los Llanos colombianos (Oppenheim, 1952) por un alto gravimétrico (descrito por Hospers y Van Wijnen, 1959) entre los ríos Apure y Arauca.

La cuenca de Barinas–Apure, también conocida como Cuenca Occidental; tiene extensión de 87000 Km<sup>2</sup>, la misma está integrada por los Estados Apure, Barinas y Portuguesa; en la figura III.1 se muestra la ubicación geográfica de la cuenca en estudio. El área de Apure se encuentra ubicada específicamente en el municipio El Amparo del Distrito Páez del Estado Apure. Está conformada por dos campos productores, Guafita y la Victoria El área de Barinas está conformada por los siguientes campos productores: Páez–Mingo, Hato, Sinco, Silvestre, Estero, Palmita, Silván, Moporal, Caipe, Bejucal, Borburata, Torunos y Las Lomas.



**Figura III.1 Ubicación geográfica de Cuenca Barinas-Apure.**

### **3.1.1. Características geológicas de la cuenca Barinas**

#### **Estratigrafía**

En la cuenca Barinas-Apure se desarrolló una sedimentación cretácica sobre un basamento cristalino correspondiente a rocas del Precámbrico. La misma es causada probablemente por la migración de los mares hacia el sur, iniciándose primero en la Cuenca del Lago de Maracaibo con sedimentos clásticos gruesos de la Formación Río Negro, continuando con una menos gruesa correspondiente a la Formación Aguardiente para posteriormente pasar a un cambio de facies de clásticos muy finos y plataformas carbonáticas pertenecientes a la Formación Escandalosa. Al final del Cretácico y debido a los primeros movimientos orogénicos ocasionados por el choque de las placas del Caribe, Suramérica y Pacífico, se genera un retroceso de los mares del Cretácico simultáneamente con procesos erosivos del cratón de Guayana, ocasionando depósitos de sedimentos clásticos regresivos (Miembro Quevedo de la Formación Navay) y carbonáticos (Formación Burguita). A continuación éstas fueron sometidas a procesos consecutivos de erosión (Discordancia Cretácico-Eoceno) hasta el cese de los movimientos tectónicos. Durante el Eoceno medio la sedimentación fue controlada por el Arco de Mérida, se depositaron sedimentos marinos al noroeste pertenecientes a las unidades Gobernador-Pagüey y clásticos continentales de la Formación Cobre. Durante el Oligoceno-Mioceno continúa el levantamiento de Los Andes, el cual trajo como consecuencia una intensa erosión y relleno de la Cuenca (antefosa). También se produce una prolongada subsidencia hacia el borde de Los Andes, con una orientación aproximada NE -SO definiendo al actual patrón estructural de la Cuenca.

En la figura III.2 se muestra la columna estratigráfica que constituye a la cuenca Barinas- Apure.

| EDAD            | FORMACIÓN       | LITOLOGÍA | DESCRIPCIÓN                                                                                                                      |
|-----------------|-----------------|-----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| PLEISTOCENO     | GUANAPA         |           | Conglomerados, arenas y arcillas. Mal consolidados.                                                                              |
| PLIOCENO        | RIO YUCA        |           | Conglomerados, areniscas de gr. medio a grueso, localmente caoliníticas.                                                         |
| MIOCENO         |                 |           |                                                                                                                                  |
| MIOCENO         |                 |           |                                                                                                                                  |
| MIOCENO         | PARÁNGULA       |           | Areniscas de grano fino localmente glauconíticas, limolitas y lodolitas abigarradas.                                             |
| MIOCENO         |                 |           |                                                                                                                                  |
| MIOCENO         |                 |           |                                                                                                                                  |
| OLIGOCENO       |                 |           |                                                                                                                                  |
| EOCENO          | Superior        |           | P: Lutitas con areniscas intercaladas<br>M: Calizas biostromales<br>G: Areniscas con lutitas y limolitas.                        |
| EOCENO          | Medio           |           |                                                                                                                                  |
| EOCENO          | Inferior        |           |                                                                                                                                  |
| PALEOCENO       |                 |           |                                                                                                                                  |
| CRETÁCICO       | Maestrichtiense |           | Lutitas silíceas, con algunas faneritas lenticulares y lutitas calcáreas carbonáticas y areniscas lenticulares de grano angular. |
| CRETÁCICO       | Campaniense     |           |                                                                                                                                  |
| CRETÁCICO       | Santoniense     |           |                                                                                                                                  |
| CRETÁCICO       | Goniaciense     |           |                                                                                                                                  |
| CRETÁCICO       | Turonense       |           | Areniscas macizas, cuarzosas y muy glauconíticas, con cantidades menores de lutitas calcáreas y calizas.                         |
| CRETÁCICO       | Escandalosa     |           |                                                                                                                                  |
| CRETÁCICO       | Genomaniense    |           | Areniscas glauconíticas que alternan con lutitas limosas y calizas.                                                              |
| CRETÁCICO       | Aguardiente     |           |                                                                                                                                  |
| PRE - CRETÁCICO | BASAMENTO       |           | Granitos, Esquistos, Gneis y Filitas.                                                                                            |

Figura III.2 Columna estratigráfica cuenca Barinas-Apure <sup>[10]</sup>.

El registro tipo de la cuenca Barinas-Apure, pozo BOR31 se muestra en la figura III.3.

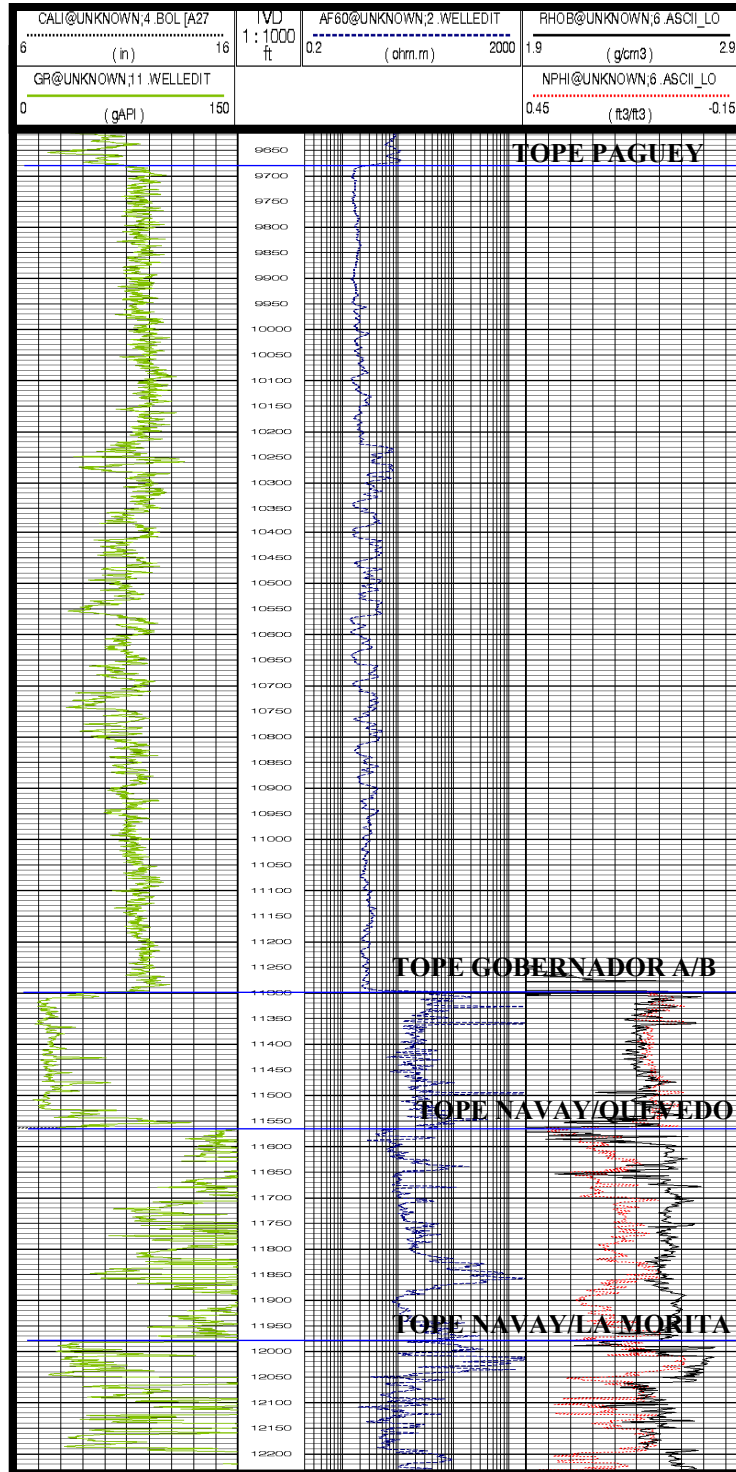


Figura III.3 Registros tipo de la cuenca Barinas-Apure, pozo BOR31 <sup>[11]</sup>.

## **Modelo estructural**

La cuenca Barinas–Apure es una depresión estructural con forma alargada y asimétrica, que se extiende desde la antefosa andina al norte, hasta las planicies situadas entre los ríos Apure y Arauca al sureste, cuyo eje tiene rumbo aproximado de N 40° E, paralelo a la cordillera andina venezolana. El plegamiento en el flanco sur de la cuenca es suave y los domos y anticlinales conocidos presentan buzamientos no mayores de 5°.

La configuración actual de la cuenca se debe a la evolución del Sistema Andino, cuyo levantamiento principal pudo comenzar a finales del Mioceno y que constituye hoy la separación de la Cuenca de Maracaibo.

La tectónica extensional desarrollada entre el Cretácico tardío y el Eoceno medio afectó a la cuenca originando fallas y altos estructurales limitados por fallas. El levantamiento del Cretácico tardío probablemente ocasionó la elevación de los arcos de El Baúl, Mérida y Arauca, los cuales controlan también, la extensión y distribución de las facies sedimentarias del Paleoceno–Eoceno.

Durante el Oligoceno tardío y Mioceno temprano, se inicia probablemente el primer evento de tectónica compresiva que está relacionado con el levantamiento de Los Andes. Esta tectónica compresional comienza a intensificarse durante el Mioceno medio – Plioceno como resultado del levantamiento andino, el cual continuó hasta el Plioceno tardío – Pleistoceno.

Las estructuras de estilos compresivos están probablemente relacionadas con la compresión oblicua desarrollada por el efecto de cizalla a lo largo de las principales fallas de rumbo (Sistema de fallas de Boconó).

La estructura actual de la cuenca es el resultado de fuerzas tectónicas que actuaron durante el Mio –Plioceno, sobre rasgos estructurales más antiguos (Cretácico tardío), contemporáneo a la orogénesis Laramidiana. Sin embargo, los rasgos más antiguos aún persisten y juegan un papel muy importante y decisivo en la geología petrolera de la cuenca. Las acumulaciones de hidrocarburos en el área están controladas por las estructuras extensionales como por las compresivas del Cretácico tardío – Eoceno medio y Mio – Plio – Pleistoceno. En la figura III.4 se muestra la sección estratigráfica de la cuenca Barinas-Apure.

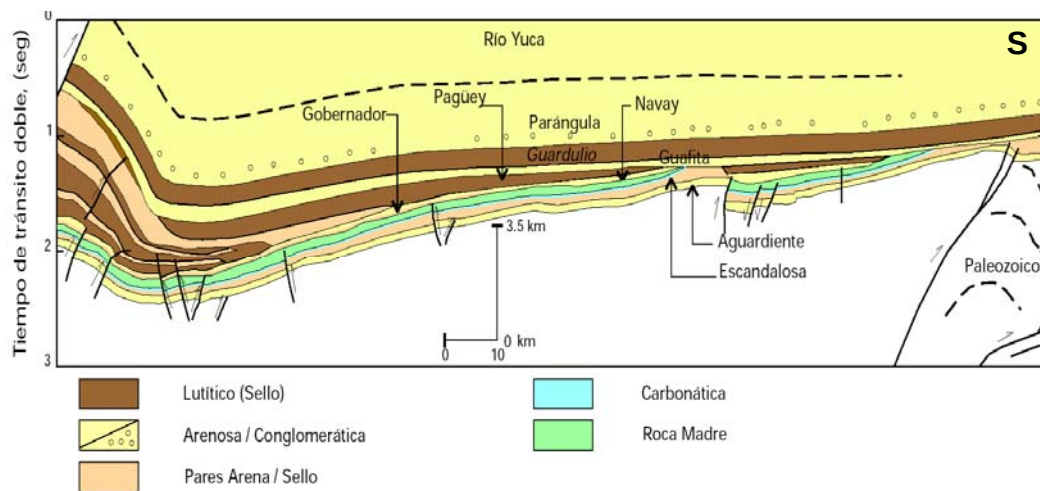


**Figura III.4 Sección NO - SE de la cuenca Barinas – Apure <sup>[12]</sup>.**

### 3.2. Geología Local

#### 3.2.1. Ubicación geográfica del campo Borburata

El área de estudio se encuentra en el Campo Borburata, está a 20 Km, al Suroeste de la ciudad de Barinas. Geológicamente el área está conformada por varios segmentos limitados por fallas y ocupa la región norcentral de la cuenca de Barinas, con una extensión areal de 10 Km<sup>2</sup>. Esta limitado con las estructuras: Bejucal 2 al Sur, al Este con la trampa Torunos 3E y al Noroeste con la trampa de las Lomas. En la figura III.5 se muestra la ubicación geográfica del campo Borburata.

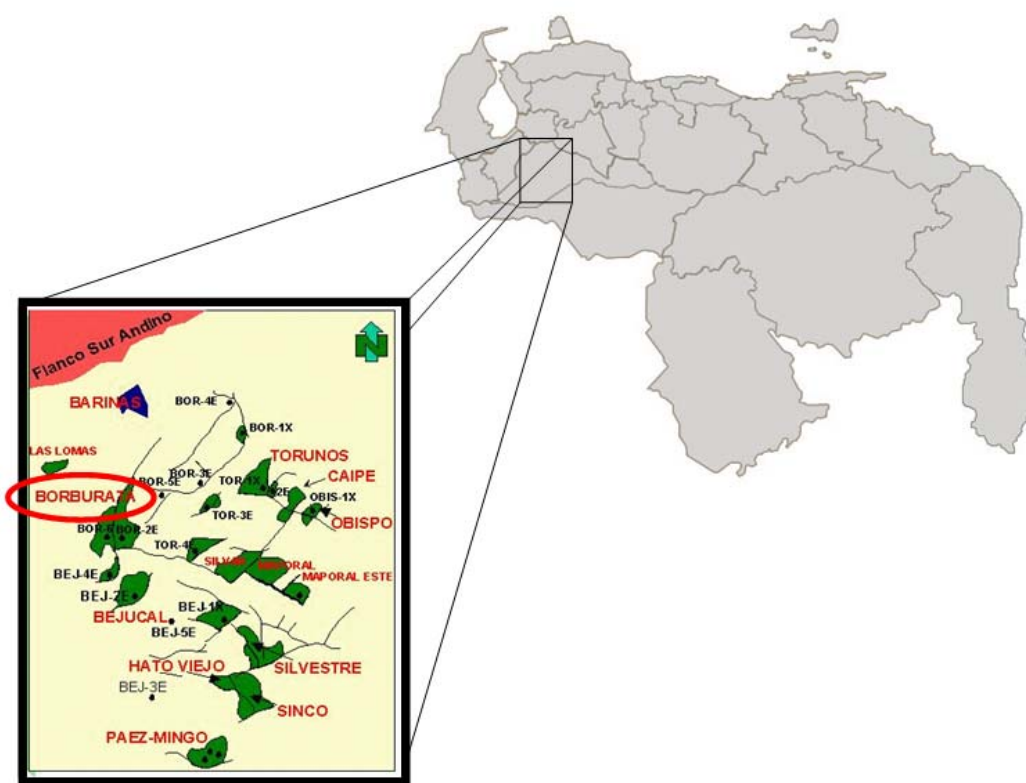


Figura III.5 Ubicación geográfica del campo Borburata.

### **3.3. Descripción General de la Arena Gobernador A/B**

#### **3.3.1. Extensión geográfica**

Según Kiser (1989), la Formación Gobernador aflora esporádicamente a lo largo del piedemonte andino, desde el río Boconó, hasta el río Acequia; ha sido penetrada en casi todos los pozos de la parte central y noreste de la cuenca de Barinas, desde el área Lechozote-Calzada, donde se confunde con la Formación Cobre, hasta Guanarito, y al sur, hasta el río Apure; su extensión hacia el suroeste, en el piedemonte andino, es dudosa por falta de afloramientos a pesar de que menciona secciones asignadas a Gobernador en el río Bumbúm y la quebrada Batatal del río Caparo. No está presente en las áreas de Burgua, Cutufito y Guafita.

La Formación Gobernador está en contacto discordante con las formaciones cretácicas infrayacentes, y en contacto abrupto con la Formación Pagüey suprayacente. (Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela, 2006). Está dividida informalmente por cuatro lentes de arenisca calcárea, subdividiendo la formación en varias capas probablemente separadas hidráulicamente.

Hasta la fecha, no se han publicado fósiles diagnósticos de edad de la Formación Gobernador. Sin embargo, se le asigna, con cierta confianza, una edad de Terciario (Eoceno Medio), basado en su relación estratigráfica transicional, debajo de las Formaciones Masparrito y Pagüey, cuyas edades están firmemente establecidas por Furrer (1971) como Eoceno Medio (Masparrito) y Eoceno Medio superior (Pagüey).

### 3.3.2. Ambiente sedimentario

La Formación Gobernador se considera una secuencia transgresiva que va desde ambientes fluvio-deltaico en su base (miembro C) a un ambiente marino-costero hacia el tope (miembro AB y la Formación Masparrito) (Bejarano, 1999).

Entre los dominios de ambiente determinados por Bejarano están: llanura entrelazada aluvial, canal distributivo, barras de desembocadura de dominio fluvial, delta entrelazado, anteplaya a depósitos de costafuera y lóbulos de plataforma; en la figura III.6 se observa la columna estratigráfica donde se muestran las asociaciones de facies con las litologías que la componen.

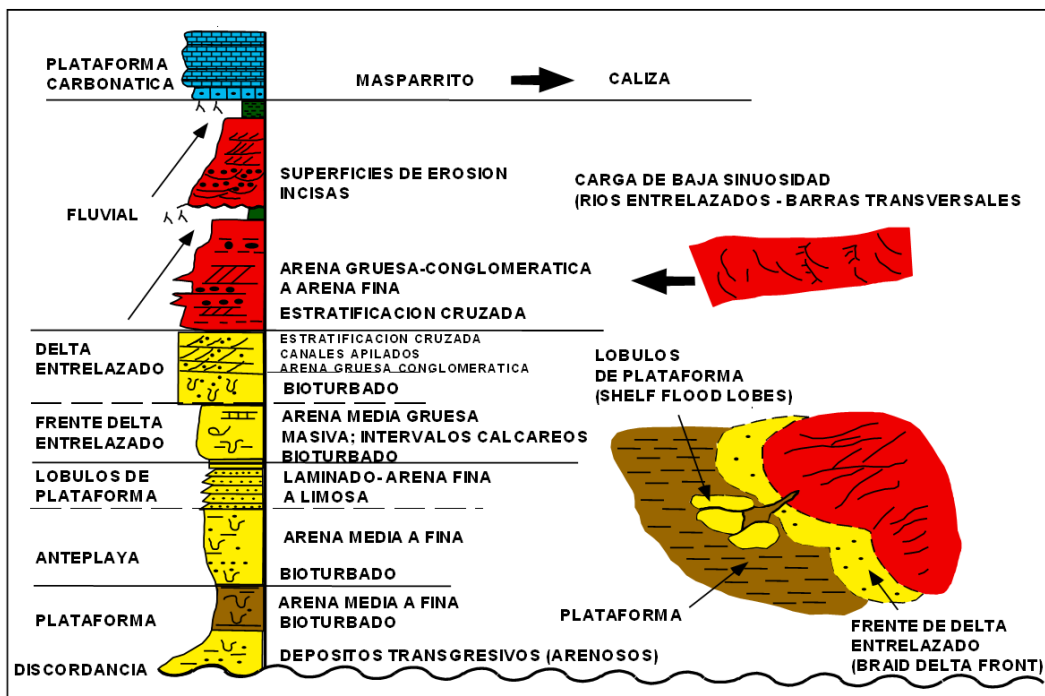


Figura III.6 Columna Estratigráfica con las asociaciones de facies identificadas en la formación Gobernador <sup>[10]</sup>.

### **3.3.3. Caracterización geológica del yacimiento**

Pierce (1960) describe a la formación con 80% de areniscas cuarzosas, a veces cuarcíticas, friables a bien endurecidas, color gris claro a pardo, manchadas por óxido de hierro cuando están meteorizadas, localmente conglomeráticas, en capas de espesor medio a grueso, y con estratificación cruzada. Tienen un 20% de intercalaciones de limolitas en colores claros, y laminaciones lutíticas carbonáceas gris oscuro a gris azulado.

Von Der Osten (1966) dividió la formación en cuatro miembros, E-1 a E-4 en orden descendiente, cada miembro con características litológicas y eléctricas distintivas: el E-4 consiste en alteraciones de dos tipos de arenisca: uno, blanca de grano fino, con delgadas láminas carbonáceas y convolutas y lentes de arena más oscura y de grano más grueso y, esporádicamente, lutitas gris oscuro y delgadas, fosilíferas y calizas. El segundo tipo de arenisca es blanca, de grano fino, homogénea, sacaroidea, subangular; pasa lateralmente a arenisca parda clara de grano medio; las porosidades de ambos tipos son buenas. El miembro E-3 se compone predominantemente del segundo tipo de arenisca, y el E-2 del primer tipo. El E-1, aproximadamente la mitad de la formación, se compone de arenisca blanca a amarillenta, de grano medio a grueso, friable a bien endurecida, angular a subangular. Contiene tubos de gusanos, lentes conglomeráticos y cambios bruscos en el tamaño del grano.

Los conglomerados predominan en la base del miembro; su porosidad es excelente. Schubert (1968) describe la Formación Gobernador del área de Santo Domingo, como capas macizas muy espesas de arenisca de colores gris oscuro, negro, marrón o rosado, de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas, redondeado a subredondeado, generalmente de cuarzo lechoso, con óxido de hierro intersticial. Tiene buena compactación y estratificación cruzada, con láminas finas carbonáceas de color negro. Los moldes de carga son comunes, y tubos de gusano ocurren en la base de la formación.

## CAPÍTULO IV

### MARCO METODOLÓGICO

A continuación se describe la metodología utilizada en el siguiente trabajo, donde se aplicó un análisis secuencial detallado de las variables involucradas en el proceso de inyección de fluidos en las arenas A/B de la Formación Gobernador del Campo Borburata.

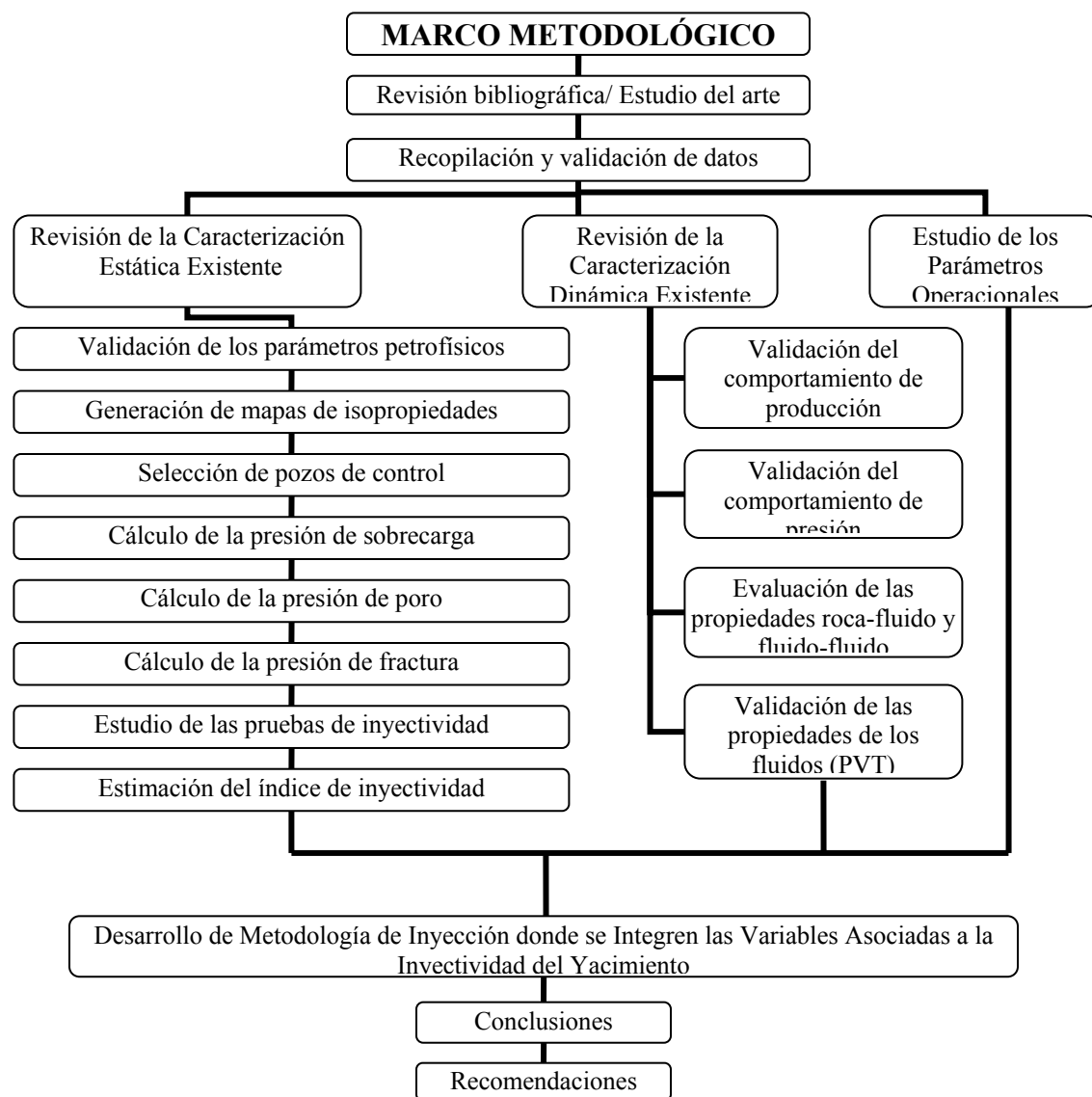


**Figura IV.1 Esquema metodológico.**

#### **4.1. Revisión Bibliográfica / Estudio del Arte**

Se realizó una búsqueda exhaustiva de las técnicas, métodos y/o procedimientos que han representado el mayor valor agregado en la determinación de las presiones de poro y fractura a través del uso de registros sínicos.

Fueron seleccionados aquellos artículos considerados de mayor relevancia, entre ellos tenemos: el trabajo desarrollado por Hottman y Johnson (1965), Foster y Whalen o método de la profundidad equivalente (1966) y Eaton (1975). Los fundamentos teóricos de estos tres trabajos fueron explicados en detalle en el capítulo II. Fundamentos teóricos, debido a que son los métodos más utilizados para la estimación de la presión de poro debido a su sencillez y uso de información convencional y de fácil acceso. Del mismo modo el método de Eaton es el más empleado para la estimación de la presión de fractura.

Por otra parte, para el desarrollo de la metodología de inyección a sido de gran ayuda el informe suministrado por el equipo de Occidente, “PRUEBA DE INYECTIVIDAD DE AGUA EN EL POZO TOM-25, REGIÓN 1 TIERRA, DEL YACIMIENTO EOCENO B-SUPERIOR VLG-3729”, el cual trata de los estudios y metodología aplicados para lograr inyectar en yacimientos que presentan problemas al tratar de realizar dichos trabajos.

## 4.2. Recopilación y Validación de Datos

Para llevar a cabo esta investigación fue necesario buscar, recopilar y revisar información general de los diferentes tópicos tratados, específicamente del área en estudio. En la tabla IV.1 se muestran las principales fuentes de información.

**Tabla IV.1 Fuente de información.**

| <b>Fuente de información</b>                            | <b>Elementos</b>                                                                                                                                                                                 |
|---------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| CIT (centro de investigación técnica).                  | Treinta y cuatro (34) carpetas de pozos.<br>Cinco (5) informes técnicos.<br>Mapa isópaco-estructural de las arenas de interés.<br>Registros de pozos.<br>Dieciséis (16) pruebas de inyectividad. |
| Equipo estudio integrado/<br>Desarrollo de yacimientos. | Sumarios de operaciones de Julio-2012.<br>Cinco (5) presentaciones corporativas.                                                                                                                 |
| UCV.<br><br>Red libre.<br>Red privada de PDVSA.         | Diez (10) tesis de grado.<br>Quince (15) publicaciones de carácter técnico realizados tanto en el área de estudio como a nivel nacional e internacional.                                         |

### 4.3. Revisión de la Caracterización Estática Existente

#### 4.3.1 Validación de los parámetros petrofísicos

El modelo petrofísico se validó considerando los datos aportados por los pozos que cuentan con secciones de núcleos, como lo son: BOR2E y BOR31, cuyos datos ayudaron a caracterizar las propiedades de calidad de roca en este yacimiento. Dicha caracterización se logró con la integración de la información sedimentológica y petrofísica, donde se destacan las divisiones de las capas internas de Gobernador a nivel del miembro A/B.

A su vez se realizaron las estimaciones de las propiedades petrofísicas como ANT, ANP,  $\phi$ , K, So y Vsh para cada uno de los pozos pertenecientes a los yacimientos del área.

En los pozos analizados se determinó la **porosidad efectiva** a través de la relación desarrollada por Gaymard que se expresa la ecuación 2.2, Capítulo II.

Para estimar la **saturación de agua** obtenida en la arena de las Formación Gobernador, se usó el modelo de Simandoux, ecuación 2.9. Para el cálculo de la saturación de agua, el valor obtenido con esa ecuación, coteja bien con la producción y acumulado de fluidos, en las sensibilidades realizadas en varios pozos; razón por la cual la ecuación de Simandoux es el método utilizado para el cálculo de saturación en los pozos de Borburata.

La ecuación 2.10, se utilizó para determinar la **permeabilidad** en los pozos bajo análisis fue la correlación de Timur, esta correlación ajustó con los valores de permeabilidad observados en los núcleos del campo.

#### 4.3.2. Generación de mapas de isopropiedades

Una vez validados los datos petrofísicos se procede a la creación de mapas de isopropiedades con el uso de la herramienta computacional OFM.

#### 4.3.3. Criterio de selección para pozos de control

En esta sección se realizó una base de datos en el sistema. De esta manera se tiene conocimiento acerca de los registros corridos en cada pozo perteneciente al área en estudio. En la tabla IV.2 y la figura IV.2, se muestran aquellos pozos candidatos a las estimaciones de presiones de formación, debido a que cumplen con el requerimiento mínimo de registros para el análisis de presiones de formación (registro sísmico, GR y densidad-neutrón).

**Tabla IV.2 Registros requeridos para el análisis de presiones de formación.**

| POZO  | REGISTRO                      | INTERVALO EN COMUN (pies) |
|-------|-------------------------------|---------------------------|
| BOR25 | Sónico, GR y Densidad neutrón | 1971-10900<br>11007-11307 |
| BOR31 | Sónico, GR y Combinado        | 11050-11976               |
| BOR36 | Sónico, GR y Combinado        | 11105-11981               |
| BOR39 | Sónico, GR y Densidad neutrón | 11719-12815               |
| BOR50 | Sónico, GR y Densidad neutrón | 11095-12107               |

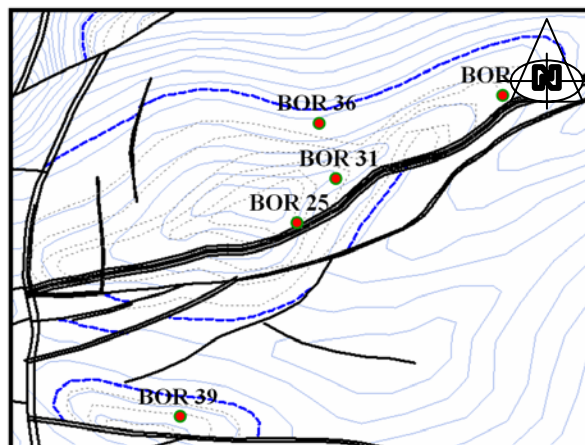


**Figura IV.2 Ubicación de los pozos de control.**

#### **4.3.4. Cálculo de la presión de sobrecarga**

La estimación de la presión de sobrecarga, se determinó por medio de los registros sínicos y de densidad neutrón en el pozo BOR31, este pozo fue seleccionado debido a que cuenta con toda la data requerida.

Dicha presión fue determinada utilizando la ecuación 2.19, Capítulo II. Donde  $p_{fi}$  se determina en forma directa del registro de densidad de pozos de correlación. En el caso de no disponer de un registro de densidad se utilizará la ecuación 2.20.

Cuando no se disponga con registros corridos hasta superficie, como es el caso de BOR31, se debe seleccionar un pozo exploratorio presente en el área de estudio (BOR2E) lo más cercano posible al pozo en estudio. Luego se selecciona un registro (sónico o de densidad) corrido en el intervalo de interés, para posteriormente realizar los cálculos de presión de sobrecarga.

#### 4.3.5. Cálculo de la presión de poro

En los últimos 25 años han aparecido muchos artículos en la literatura que tratan acerca de la detección y estimación de presiones anormales de poro. En este trabajo se ha realizado un estudio del arte, seleccionando los tres métodos más usados en la industria petrolera; el método de Eaton, Hottman y Johnson y el de profundidad equivalente, a continuación se explica en detalle cada uno:

##### Método de Eaton

Eaton utilizó una gran cantidad de datos provenientes de registros geofísicos y mediciones de presiones de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar sus ecuaciones (capítulo II). El método se explica a continuación:

1° Partiendo de la gráfica de tiempo de tránsito vs profundidad, se establece la línea de compactación de lutitas.

2° A la profundidad de interés, leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia de compactación de lutitas **tlun** y la curva graficada con los valores del registro **tlu** y la profundidad equivalente a mismo valor del tiempo de tránsito observado **Dn**.

3° Calcular la presión de poro a la profundidad de interés **D**, aplicando la ecuación 2.28 (utilizando  $\alpha=3$ ).

A continuación en la figura IV.3 se ilustra un ejemplo del gráfico de tiempo de tránsito vs profundidad del pozo BOR31.

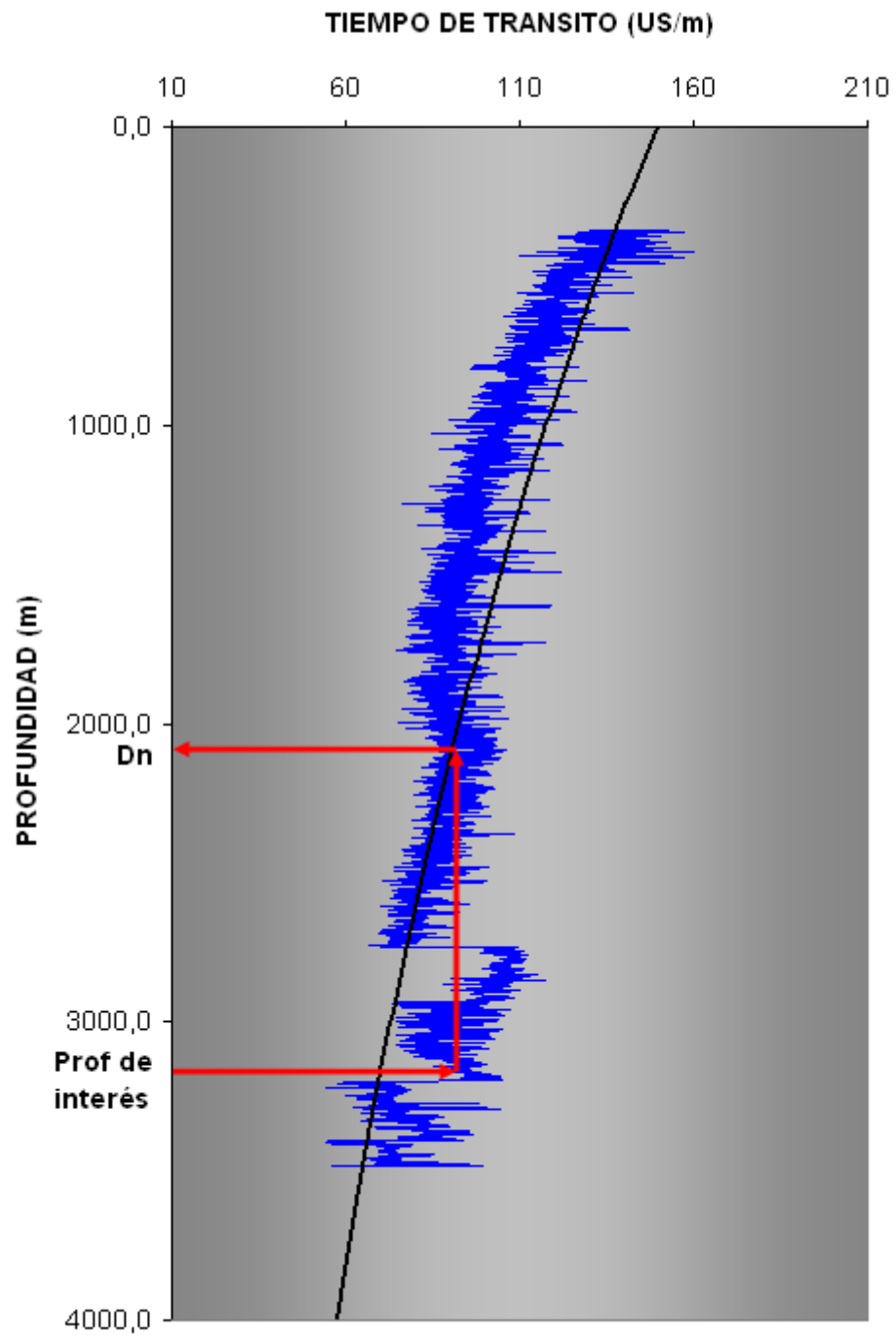


**Figura IV.3 Tiempo de tránsito vs profundidad utilizando el método de Eaton, registro  
sónico de BOR31.**

## Método de Hottman y Johnson

H&J desarrollaron dos correlaciones empíricas para la determinación de la presión de poro, usando valores del tiempo de tránsito o resistividad y presiones de formación reales medidas en formaciones del Mioceno y Oligoceno de las costas de Texas y Louisiana. A continuación se explica la metodología empleada para estimar la presión de poro:

1° Partiendo de la unión de las lecturas provenientes de registro sónico, se grafica el tiempo de tránsito vs profundidad, luego se establece la línea de compactación de lutitas (línea recta) y se extrapola hasta la profundidad total.

2° A la profundidad de interés, leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia de compactación de lutitas **tlun** y la curva graficada con los valores del registro **tlu**.

3° Luego se calcula la diferencia de lecturas de tiempo de tránsito entre los valores reales del registro y los valores leídos de la línea de tendencia de compactación extrapolada (**tlun- tlu**).

4° Con el valor obtenido en el paso anterior, se entra a la correlación de Hottman y Jonhson (figura II.8, Capítulo II) y se determina el gradiente de presión de poro.

A continuación en la figura IV.4 se ilustra un ejemplo del gráfico de tiempo de tránsito vs profundidad del pozo BOR31.

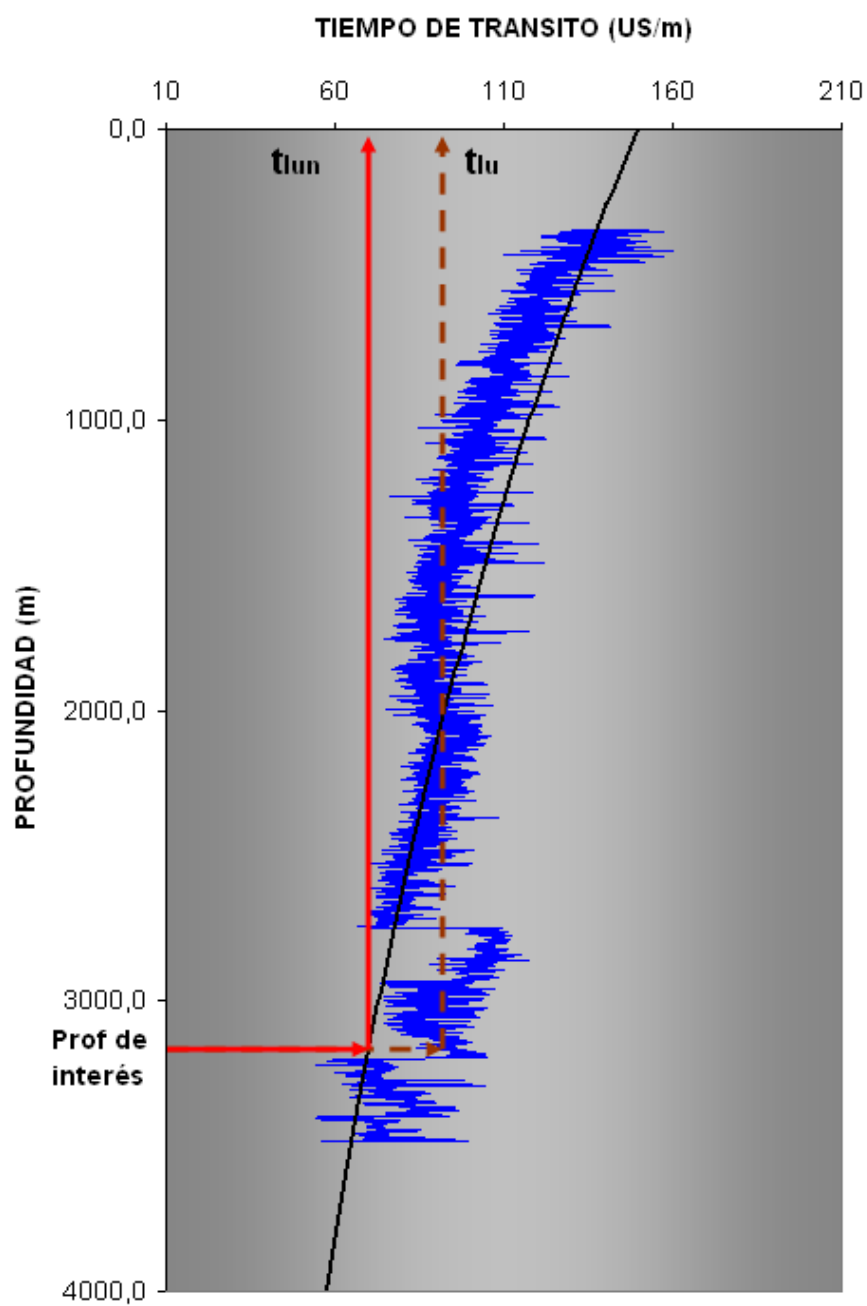


**Figura IV.4 Tiempo de tránsito vs profundidad utilizando el método de H&J, registro  
sónico de BOR31.**

### **Método de Foster y Whalen o profundidad equivalente**

Este método se basa en que formaciones con el mismo valor de la propiedad dependiente de la porosidad se encuentran bajo el mismo esfuerzo efectivo. A continuación se explica la metodología empleada:

**1º** Partiendo de la gráfica de tiempo de tránsito vs profundidad, se establece la línea de compactación de lutitas.

**2º** A la profundidad de interés **D**, leer el valor del registro **tlu**.

**3º** una vez observada la lectura, se debe trazar una línea vertical hacia arriba hasta interceptar la línea de tendencia normal y leer la profundidad correspondiente **Dn** (Ver figura IV.3).

Luego se calcula el estado de esfuerzo en la matriz a esta profundidad mediante las ecuaciones 2.29, 2.30 y 2.31 presentadas en el capítulo II.

#### **4.3.6. Cálculo de la presión de fractura**

##### **Método de Eaton**

La estimación de la presión de poro se realizó por medio de la ecuación 2.32; en función de la presión de poro (PP) y de la sobrecarga (S), previamente calculada, así como la relación de Poisson (*V*). El cálculo de la presión de fractura.

#### **4.3.7. Estudio post mortem de parámetros y secuencias operacionales utilizadas durante las pruebas de inyektividad**

En esta sección, se realizó un detallado análisis post mortem de parámetros y secuencias operacionales utilizadas durante las pruebas de inyektividad, para de esta manera determinar la razón por la cual los resultados obtenidos no cumplieron con las expectativas (altas tasas de inyección a bajas presiones).

#### **4.3.8. Estimación del índice de inyektividad**

El cálculo del índice de inyektividad se realizó considerando las tasas y presiones promedios de los períodos estables de cada una de las tasas de inyección y presión estática, aplicando la ecuación 2.41, expuesta en el Capítulo II.

A partir de ensayos de laboratorio, como la prueba de retorno de permeabilidad, se simula el flujo a través de un núcleo muestra, en condiciones de fondo, dando como resultado la información necesaria para determinar la tasa óptima a ser utilizada durante los procesos de inyección

En el caso de estudio, no se cuenta con las pruebas de laboratorio antes mencionadas, sin embargo la información necesaria para el cálculo del índice de inyektividad se tomará del análisis estadístico realizado a las pruebas de inyektividad.

#### **4.4. Revisión de la Caracterización Dinámica Existente**

##### **4.4.1. Validación del comportamiento de producción**

El análisis del comportamiento de producción se realizó en un universo de cuatro (4) yacimientos, donde se involucraron treinta y cuatro (34) pozos que fueron completados a nivel de la formación Gobernador A/B.

Para el presente estudio se integró la información suministrada por los sumarios de producción (producción mensual), libro de reservas (acumulados de fluidos de los pozos y yacimientos), carpetas de pozos (fecha de completación original, sumario de operaciones, fecha de realización de los trabajos de reacondicionamiento y servicios a pozos), fichas de pozos y las gráficas generadas con la herramienta Oil Field Manager (OFM). La finalidad es analizar y verificar la historia de producción del campo y definir la potencialidad por yacimiento.

Por medio de OFM se generaron las siguientes gráficas:

- Gráficos de tasa de petróleo, corte de agua y tasa de líquido.
- Mapas de acumulados de petróleo, agua, gas.
- Curvas de declinación.

De acuerdo a la información de producción obtenida fue posible establecer tres periodos característicos del campo, ellos son: periodo original (1997-2002), periodo de desarrollo (2002-2007) y periodo de madurez (2007-2012). El periodo original se caracterizó por los cinco primeros años de vida productiva del yacimiento, durante esta etapa únicamente se encontraba produciendo el pozo BOR7. El periodo de desarrollo, es la etapa en donde se inicia el plan de explotación del campo, durante este periodo se inicia la producción de los yacimientos BOR22, BOR19 y BOR38. Y finalmente el periodo de madurez está acotado desde el año 2007 hasta la actualidad, durante esta etapa existe la perforación y producción de nuevos pozos. Con la unión de las etapas antes mencionadas es posible establecer el comportamiento de producción experimentado en el campo Borburata.

#### 4.4.2. Validación del comportamiento de presión en el yacimiento

El comportamiento histórico de presión en el campo Borburata por Yacimiento, fue dividido en tres periodos característicos durante su vida productiva, como los son: etapa original, etapa de desarrollo y la etapa de madurez, cada una de ellas tomadas en un intervalo de 5 años.

El datum o nivel de referencia fue establecido a 10500'. Para el cálculo de la presión al datum, se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$Pd = Pm - (Gp * ((Pfm - EMR) - Datum)) \dots\dots\dots(4.1)$$

$$Gp = \frac{Pm}{Pmf - EMR} \dots\dots\dots(4.2)$$

$$Pfm = \frac{base - tope}{2} + tope \dots\dots\dots(4.3)$$

Donde:

Pd: Presión al datum, lpca.

Pm: Presión medida a la prueba, lpca.

Gp: Gradiente del pozo, lpc/pie.

Pfm: Profundidad media de las perforaciones, pies.

EMR: Elevación de la mesa rotatoria, pies.

#### **4.4.3. Evaluación de las propiedades roca-fluido y fluido-fluido**

El estudio de las propiedades roca-fluidos, fue realizado en base a la información del núcleo perteneciente al pozo BOR31, ya que dicho núcleo dispone tanto de análisis especial (propiedades avanzadas de la roca) como convencional (propiedades básicas de la roca). En la tabla B-1 de los anexos, se muestran los datos obtenidos de los análisis de permeabilidad relativa y presión capilar correspondientes a las muestras del núcleo en estudio.

#### **Regiones de Saturación**

Inicialmente se procede a definir las posibles Regiones de Saturación existentes en el yacimiento, haciendo uso de la técnica de Amafeule y Althunbay aplicando las ecuaciones 2.42, 2.43 y 2.44.

#### **Permeabilidades Relativas**

Teniendo en cuenta las muestras de núcleo correspondientes a cada región de saturación (definidas en el paso anterior), se deben normalizar las curvas de permeabilidades relativas, con el fin de llevarlas a una misma escala y poder extraer un promedio de las mismas mediante el método de mínimos cuadrados. Las ecuaciones utilizadas son 2.45, 2.46 y 2.47, expuestas en el Capítulo II.

Una vez normalizadas las curvas de permeabilidades relativas, se graficó el promedio de dichas curvas. Luego, se determinó la ecuación representativa de la curva promedio normalizada de permeabilidad relativa para cada región de saturación en función de la saturación de agua normalizada ( $S_w^*$ ). Posteriormente, se supuso valores de  $S_w^*$  para calcular los valores correspondientes a permeabilidades relativas promedio normalizadas, generando de esta forma una tabla de valores. Finalmente, se devolvieron los cambios despejando  $S_w$ ,  $K_{ro}$ , y  $K_{rw}$  de las ecuaciones 2.45, 2.46 y 2.47, respectivamente.

### **Presión Capilar**

Inicialmente se transformaron los datos de presión capilar de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento, mediante la ecuación 2.48.

Luego, se calculó la Función J de Leverett, para cada muestra de núcleo, aplicando la ecuación 2.49. Considerando las regiones de saturación definidas anteriormente, se extrajo la curva promedio de la Función J, mediante el método de mínimos cuadrados. Una vez obtenida la ecuación representativa de la curva promedio, se generó una tabla de valores con dicha ecuación y valores supuestos de saturación de agua. Finalmente se devolvió el cambio, despejando  $P_{cY}$  de la ecuación 2.48.

#### **4.4.4. Validación de las propiedades de los fluidos (parámetros PVT)**

La caracterización del crudo presente en la Formación Gobernador A/B, se realizó por medio de los análisis de Presión, Volumen y Temperatura (PVT) realizados a muestras de fluidos provenientes de los pozos BOR7, BOR16 y BOR25. Antes de utilizar los datos reportados en dicho análisis fue necesario chequear su consistencia, ya que los mismos pueden estar sujetos a errores de medida en el laboratorio. Las pruebas realizadas para validar la información fueron: prueba de linealidad de la función Y, compresibilidad, balance de materiales y desigualdad.

#### **Prueba de la linealidad de la función**

Para verificar la consistencia de los datos del laboratorio, se realizó el análisis por linealidad de la función, aplicando la ecuación 2.11 (descrita en el Capítulo II). Posteriormente se realizó un ajuste por mínimos cuadrados, calculando una función “Y” ajustada, a partir del gráfico de función “Y” vs. P. Del gráfico elaborado se observa la validez o no de los datos provenientes del laboratorio. También es posible ajustar el volumen relativo por medio de la ecuación 2.12.

Finalmente se calcula el porcentaje de error entre la función  $Y$  y  $V_r$  calculados y ajustado, el cual no debe exceder el 10%.

### **Prueba de compresibilidad**

En esta evaluación se utilizan los datos suministrados por la prueba de expansión de composición constante; inicialmente se procede a calcular la compresibilidad del petróleo por medio de la ecuación 2.13. Una vez estimada la compresibilidad del petróleo se realizó el cálculo del error, si el  $E_R$  es menor al cinco por ciento (5%), se concluye que el análisis PVT está bien realizado.

### **Prueba de desigualdad**

Este método de validación debe cumplir con la restricción establecida en el Capítulo II, para que los datos de laboratorio sean consistentes.

### **Prueba de densidad**

Para validar los análisis PVT mediante la prueba de densidad, se hizo uso de los datos obtenidos de la prueba de separadores registrados en las tablas C-4 y C-5 de los anexos, la ecuación 2.15 es aplicada para obtener la densidad del petróleo a partir de dichos datos.

#### **4.5. Estudio de los Parámetros Operacionales**

En esta sección se realizó un análisis de los parámetros empleados durante los procesos de inyección, para ello se evaluaron las condiciones bajo las cuales operan los taladros durante los procesos de inyección, todo esto se realizó con la finalidad de identificar los principales problemas operacionales.

Dicho análisis involucra desde la información concerniente al equipo de bombeo, hasta la cantidad y tipos de filtros presentes durante la operación; permitiendo de esta manera evaluar e identificar los parámetros operacionales que posiblemente se encuentren fallando y limitando las pruebas de inyectividad.

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### 5.1 Caracterización Estática del Yacimiento

##### 5.1.1. Análisis de los parámetros petrofísicos

En el campo Borburata, los pozos BOR2E y BOR31 cuentan con secciones de núcleos a nivel de todas las arenas productoras, incluyendo la Formación Gobernador, miembro A/B. Por medio de análisis convencionales de núcleo disponibles en el área de interés y de los registros eléctricos existentes, se procedió a estimar las propiedades petrofísicas para los pozos perforados en el campo. Lo que originó el siguiente promedio:

**Tabla V.1 Propiedades petrofísicas Yacimiento A/B BOR2.**

|                                | <b>ANT<br/>(pies)</b> | <b>ANP<br/>(pies)</b> | <b>Porosidad<br/>(%)</b> | <b>Sw<br/>(%)</b> | <b>Rt<br/>(ohm-m)</b> | <b>Vsh<br/>(%)</b> | <b>Permeabilidad<br/>(Md)</b> |
|--------------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------|-----------------------|--------------------|-------------------------------|
| <b>Región 1</b>                | 233                   | 49                    | 14-18                    | 20-40             | 200-800               | 3-15               | 100-800                       |
| <b>Región 2</b>                | 221                   | 31                    | 14-17                    | 30-100            | 50-1000               | 3-5                | 100-1800                      |
| <b>Región 3</b>                | 255                   | 14                    | 12-16                    | 14-30             | >300                  | 4-10               | 50-1300                       |
| <b>Promedio<br/>Yacimiento</b> | -                     | 44                    | 16                       | 31                | -                     | 7                  | 550                           |

Para validar la información petrofísica anteriormente indicada, se realizó un gráfico crossplot de tendencia de Porosidad Neutrón vs. Porosidad Densidad (Ver figura V.1), permitiendo visualizar el comportamiento de la porosidad total y la porosidad efectiva, del mismo modo a través de dicho gráfico se determinó el porcentaje de arcillosidad (Vsh). Todo esto con la finalidad de identificar cuáles de los métodos se acerca mas a los resultados obtenidos en el núcleo.

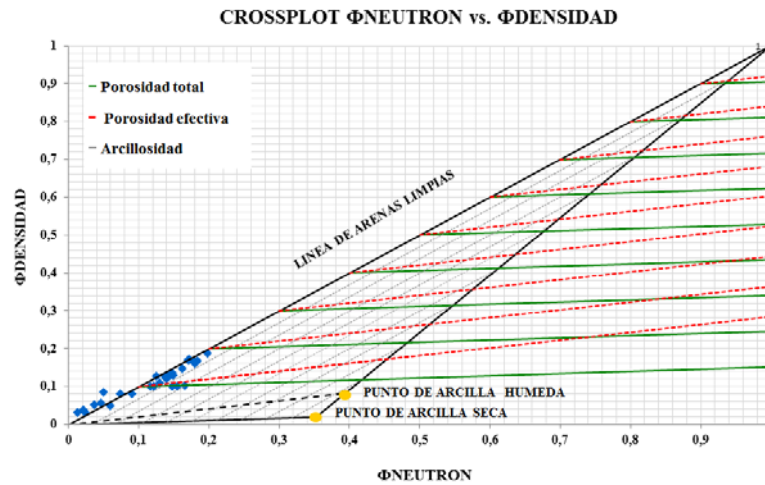


**Figura V.1 Crossplot de  $\Phi$ Neutron vs.  $\Phi$ Densidad, pozo BOR31.**

En el gráfico crossplot se verifica que el área de interés está constituida por areniscas almacenadoras de hidrocarburo (arenas limpias), mientras que las zonas con menor porosidad corresponden a lentes de arenisca calcárea, los cuales subdividen la Formación en varias capas.

En figura V.2, se muestra un gráfico de las porosidades provenientes de la toma de núcleo vs. las porosidades totales y efectivas, calculadas a partir del gráfico crossplot, observándose que la porosidad efectiva refleja el mejor ajuste de las porosidades calculadas a partir de los núcleos.

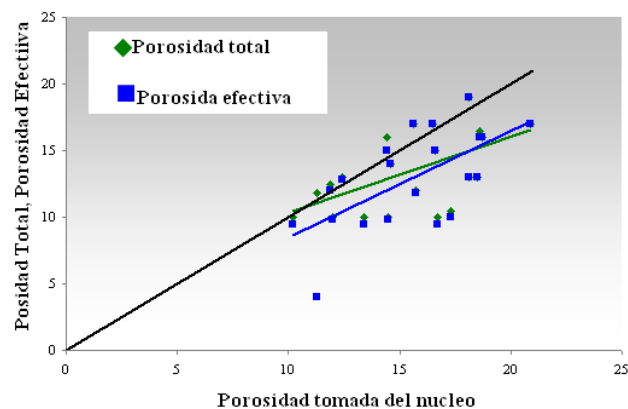


**Figura V.2 Gráfico de Porosidad del Núcleo vs. Porosidad Total y Efectiva.**

En tal sentido, se corroboró que los valores de las propiedades petrofísicas adecuadas para ser empleados en la siguiente investigación son:

**Tabla V.2 propiedades petrofísica pozo BOR31.**

| Información a partir del Crossplot |     | Información del núcleo |     |
|------------------------------------|-----|------------------------|-----|
| Porosidad (%)                      | Vsh | Porosidad (%)          | Vsh |
| 15                                 | 5   | 15-17                  | 3-4 |

Una vez definidas las características petrofísicas y mineralógicas de la Formación Gobernador, miembro A/B, se realizaron las interpretaciones (información suministrada por los registros) para cada pozo perforado en los yacimientos de interés, caracterizando de mejor manera las propiedades de calidad de roca. En las tablas A-1, A-2, A-3 y A-4 del anexo A, se presentan las estimaciones de las propiedades petrofísicas por pozo.

Posterior a la validación de la información petrofísica, se procedió a generar los mapas de isopropiedades por medio de la herramienta OFM.

Los mapas de isopropiedades se elaboran en los niveles que exista la data mínima requerida, para este caso solo el yacimiento BOR2 es el que posee la información necesaria, razón por la cual se mapearon: ANP, Porosidad y Permeabilidad. De acuerdo a los mapas elaborados, se dividió el yacimiento en tres regiones; cada región está conformada por pozos con isopropiedades (Ver figura V.3).

FECHA: 2001/03

**MAPA DE ARENA NETA PETROLIFERA**  
CAMPO BORBURATA  
FORMACION GOBERNADOR A-B  
YACIMIENTO BOR2

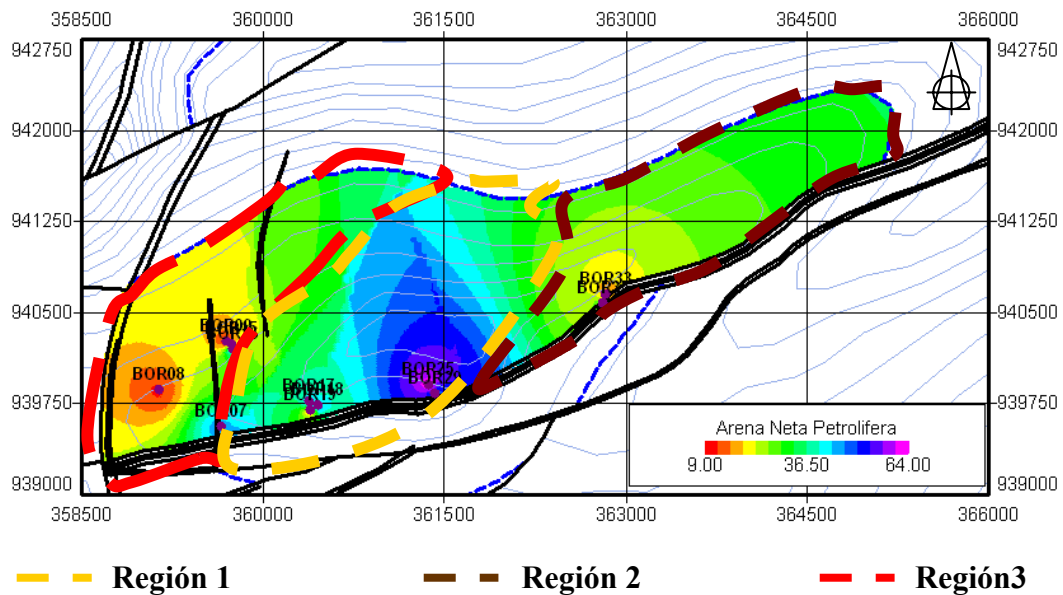


**Figura V.3. Mapa de arena neta petrolífera del Yacimiento A/B BOR2.**

En el mapa de arena neta petrolífera se identificaron tres (3) regiones, en donde se presentan espesores desde un valor mínimo de 9 pies hasta un valor máximo de 64 pies. Como puede observarse en la figura V.3, los mayores espesores de ANP se encuentran en la parte central del yacimiento, representados por la región 1 con un valor promedio de 49 pies. Dicha región está conformada por los pozos BOR7, BOR16, BOR17, BOR18, BOR24, BOR25, BOR29 Y BOR30.

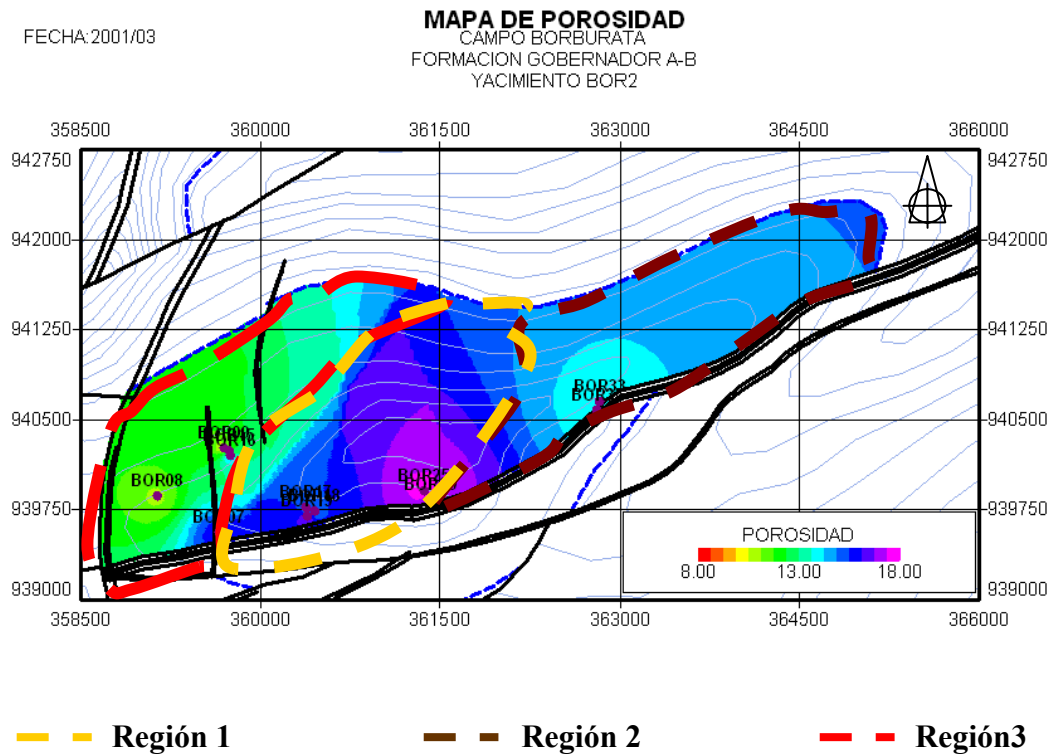


**Figura V.4 Mapa porosidad del Yacimiento A/B BOR2.**

En la figura V.4 se observa la distribución de la porosidad en el Yacimiento BOR2. De acuerdo a esto, se define la región 1 como la zona con mejores porosidades, alcanzando una porosidad máxima de 18% (pozo BOR25). La región ubicada hacia el Nor-este de la región 1, se caracteriza por presentar una porosidad comprendida entre 14-17%. Mientras que la región 3 está constituida por los pozos con menores porosidades, tal es el caso del pozo BOR15 que cuenta 12% de porosidad.

FECHA: 2001/03

**MAPA DE PERMEABILIDAD**  
CAMPO BORBURATA  
FORMACION GOBERNADOR A-B  
YACIMIENTO BOR2

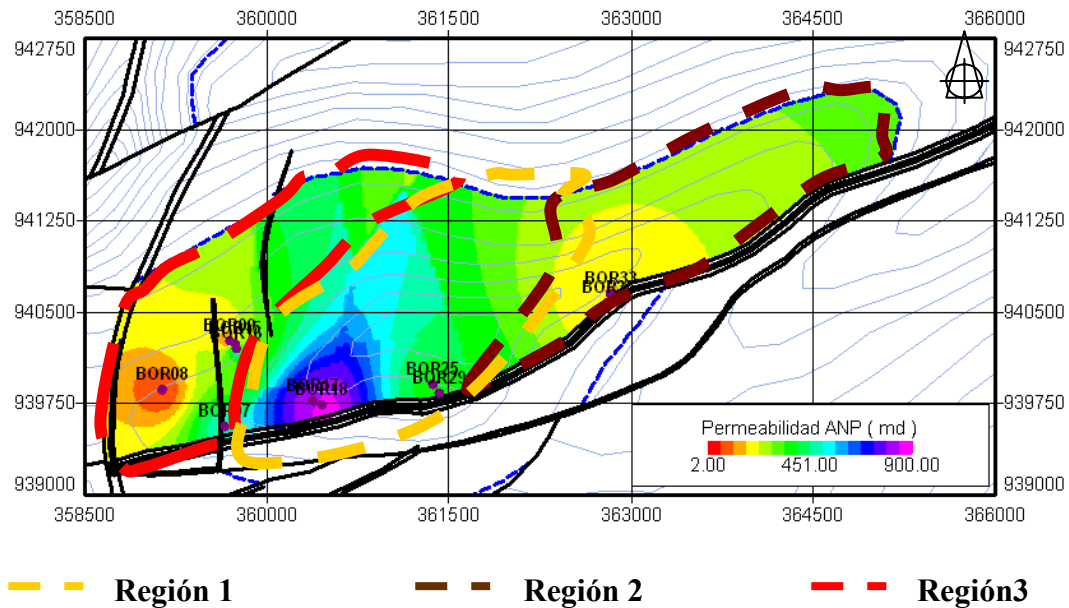


**Figura V.5 Mapa de permeabilidad del Yacimiento A/B BOR2.**

En el mapa de permeabilidad, figura V.5, se observa que hacia la parte central del yacimiento se tienen los valores más altos de permeabilidades, comprendidos entre 450-900 md. Mientras que hacia la zona Sur-Oeste de la región 1, las permeabilidades disminuyen ubicándose entre 40-200 md, como es el caso del pozo BOR9.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, se concluye que en el Yacimiento BOR2 la zona más favorable es la región 1, debido a que cuenta con las mejores propiedades petrofísica (porosidad y permeabilidad), adicionalmente se conoce que los pozos ubicados en dicha región han alcanzado excelentes resultados en cuanto a la producción de hidrocarburo (más adelante se explicará en detalle).

### 5.1.2. Estimación de presión de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura

La presión de sobrecarga es un parámetro importante para la determinación del campo de esfuerzo en sitio, para su estimación es necesario integrar un registro densidad corrido desde la superficie hasta la profundidad de interés.

El pozo candidato para realizar la estimación de presión de sobrecarga, poro y de fractura es el BOR31. El pozo en cuestión no presenta registro de densidad corrido desde la superficie hasta 1088 pies, para estos casos la teoría recomienda asumir un valor de gradiente de sobrecarga de 1 lpc/pie, sin embargo no se tomó esta suposición debido a que pueden existir diferencia con respecto a los valores reales. Por tal motivo, se tomaron los datos obtenidos del registro densidad del pozo exploratorio BOR2E desde superficie hasta 1088 pies, se realizó el cálculo de sobrecarga y posteriormente se anexaron los cálculos realizados a BOR31. La tabla V.3 muestra las presiones de sobrecarga estimadas en la zona de interés.

**Tabla V.3 Presión de sobrecarga estimada en el pozo BOR31, Formación Gobernador A/B, Campo Borburata.**

| Capa | Profundidad md<br>(pies) | Presión de<br>Sobrecarga (lpc) | Gradiente de<br>Sobrecarga (lpc/pie) |
|------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|
| 1    | 11060                    | 11261                          | 1.0182                               |
|      | 11070                    | 11271                          | 1.0182                               |
| 2    | 11080                    | 11282                          | 1.0182                               |
|      | 11090                    | 11293                          | 1.0183                               |
| 3    | 11100                    | 11303                          | 1.0183                               |
|      | 11110                    | 11313                          | 1.0183                               |
|      | 11120                    | 11324                          | 1.0184                               |
| 4    | 11150                    | 11355                          | 1.0184                               |
|      | 11200                    | 11407                          | 1.0185                               |
|      | 11250                    | 11460                          | 1.0187                               |

Una vez determinada la presión de sobrecarga, se procede al cálculo de la presión de poro. Todos los métodos para evaluar la presión de poro emplean los valores de tiempo de tránsito o de resistividad en las lutitas para definir la tendencia normal de compactación, como se muestra en la figura V.6.

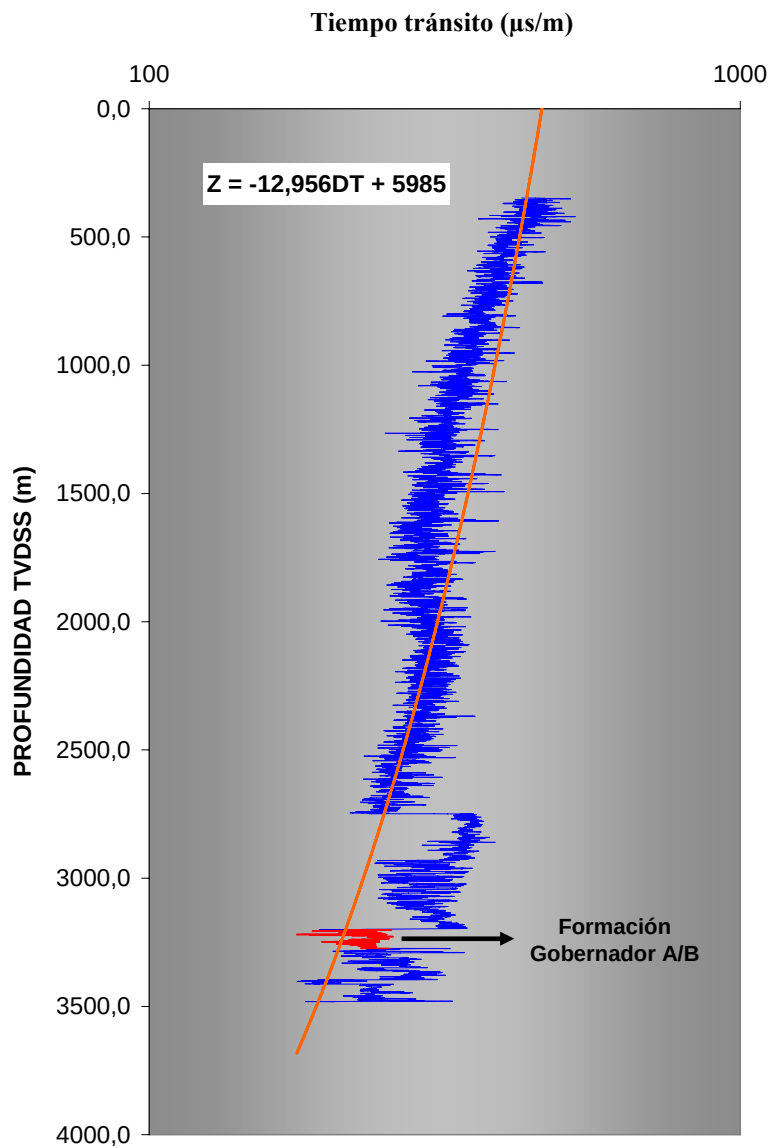


**Figura V.6 Tiempo de tránsito vs profundidad, pozo BOR31.**

Con base a lo anterior, se calculó la presión de poro a través del método de Eaton, Hottman y Johnson y profundidad equivalente. En la tabla V.4 se muestran los valores obtenidos de presión de poro estimados por cada método.

**Tabla V.4 Presión de poro estimada en el pozo BOR31, Formación Gobernador A/B, Campo Borburata.**

| <b>Capa</b> | <b>Profundidad md<br/>(pies)</b> | <b>Pp Eaton<br/>(lpc)</b> | <b>Pp H&amp;J<br/>(lpc)</b> | <b>Pp Prof Equiv.<br/>(lpc)</b> |
|-------------|----------------------------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------------|
| 1           | 11065                            | 5446                      | 7673                        | 5016                            |
|             | 11067                            | 6242                      | 8346                        | 5425                            |
| 2           | 11087                            | 5817                      | 8482                        | 5200                            |
|             | 11093                            | 5932                      | 8775                        | 5259                            |
| 3           | 11104                            | 5859                      | 8615                        | 5221                            |
| 4           | 11136                            | 6694                      | 9653                        | 5680                            |
|             | 11158                            | 6796                      | 9672                        | 5739                            |
|             | 11173                            | 6851                      | 10654                       | 5770                            |

Una vez estimadas las presiones de poro, se realizó una calibración con los valores obtenidos por el registro MDT corrido en el pozo BOR31 a la profundidad de interés. Realizada la calibración se observó cierto grado de incertidumbre proporcionada por los tres métodos, todo esto ocurre debido a que cada método está basado en datos empíricos de un área en específico.

Analizando los resultados obtenidos, se procedió a realizar un ajuste en el coeficiente utilizado en la ecuación desarrollada por Eaton, debido a que dicho exponente depende de las características mismas de la zona en estudio, y no son extrapolables de una cuenca a otra; el exponente calculado en este estudio es de 0.635, los resultados se muestran en la tabla V.5.

**Tabla V.5 Ajuste del exponente de Eaton en el pozo BOR31, Formación Gobernador A/B, Campo Borburata.**

| Capa | Profundidad (pies) | MDT (lpc) | Pp mét. Eaton (lpc) | Diferencia (lpc) | Ajuste de exponente de Eaton |
|------|--------------------|-----------|---------------------|------------------|------------------------------|
| 1    | 11065              | 4370      | 4696                | 326              | 0.635                        |
|      | 11067              | 4370      | 4696                | 326              |                              |
| 2    | 11087              | 4381      | 4707                | 326              |                              |
|      | 11093              | 4384      | 4710                | 326              |                              |
| 3    | 11104              | 4389      | 4716                | 327              |                              |
| 4    | 11136              | 4401      | 4731                | 330              |                              |
|      | 11158              | 4422      | 4743                | 321              |                              |
|      | 11173              | 4428      | 4751                | 323              |                              |

En la tabla V.5, se observa que la estimación de presión de poro para el pozo BOR31, presenta un diferencial de aproximadamente 326 lpc con respecto a la prueba MDT, a continuación se describen las posibles causas.

- Baja relación señal-ruido durante la corrida del registro sísmico.
- El fuerte comportamiento anisotrópico debido a una geología compleja puede conducir a errores a la hora de realizar un análisis geomecánico.
- Muestreo inadecuado de la información sísmica.

Finalmente se realizó el cálculo del gradiente de fractura, utilizando el método de Eaton, los resultados obtenidos son los siguientes:

**Tabla V.6 Presión de fractura estimada en el pozo BOR31, Formación Gobernador A/B, Campo Borburata.**

| <b>Capa</b> | <b>Profundidad md<br/>(pies)</b> | <b>Presión de<br/>Fractura (lpc)</b> | <b>Gradiente de<br/>Fractura (lpc/pie)</b> |
|-------------|----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------------|
| 1           | 11065                            | 5660                                 | 0.5384                                     |
|             | 10067                            | 5652                                 | 0.5375                                     |
| 2           | 11087                            | 5922                                 | 0.5341                                     |
|             | 11093                            | 6217                                 | 0.5605                                     |
| 3           | 11104                            | 6129                                 | 0.5519                                     |
| 4           | 11136                            | 5757                                 | 0.5170                                     |
|             | 11158                            | 5807                                 | 0.5205                                     |
|             | 11173                            | 5994                                 | 0.5365                                     |

### 5.1.3. Análisis de parámetros post morten y secuencias operacionales utilizadas durante pruebas de inyectividad

Desde el año 1997 hasta la actualidad se han ejecutado dieciséis (16) pruebas de inyectividad a nivel de la Formación Gobernador A/B, los resultados derivados de dichas pruebas (las tasa de inyección y presiones de inyección en superficie) no cumplieron con las expectativas buscadas, las cuales son inyectar fluido a altas tasas y baja presión de inyección. En la figura V.7 se observa la ubicación de los pozos que cuentan con pruebas de inyectividad a nivel de la formación de interés.

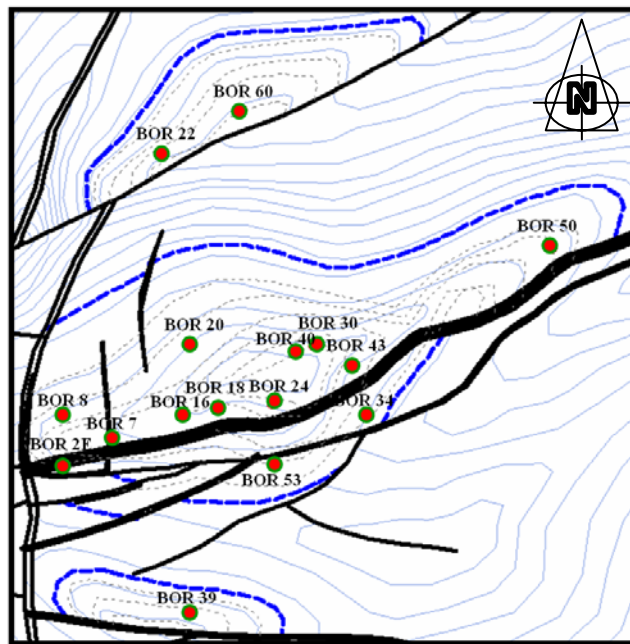


**Figura V.7 Ubicación de pozos con pruebas de inyectividad.**

Durante el análisis de las pruebas ejecutada en Borburata, Formación Gobernador A/B, se observó que solo tres pozos alcanzaron con éxito las pruebas de inyectividad. Tal es el caso del pozo BOR8, en el cual el 31 de agosto de 1997 se realizó una prueba de inyectividad observándose una máxima tasa inyectada de 2 BPM alcanzando una presión de 5300 lpc.

Con la información suministrada fue posible observar el comportamiento de la prueba de inyektividad (Ver figura V.8), en donde se establece que la presión de fractura de la formación es de 6200 lpc.

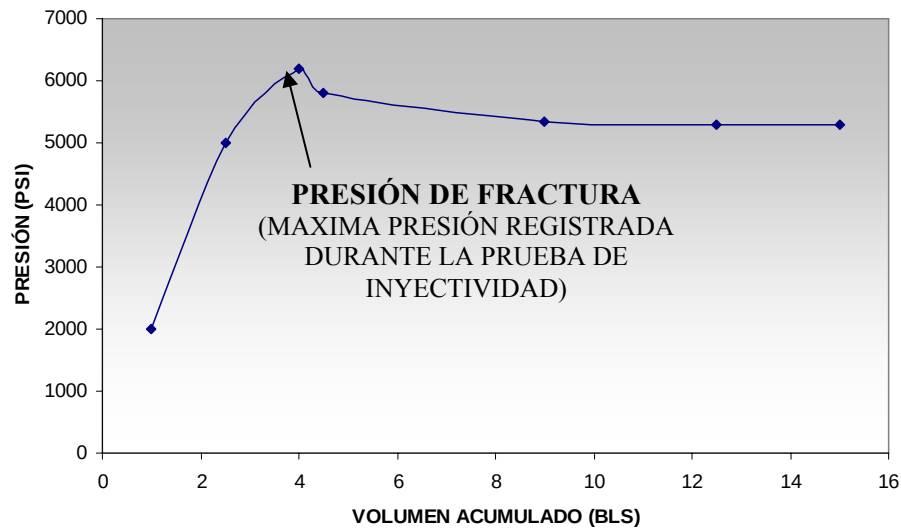


**Figura V.8 Prueba de inyektividad BOR8.**

Por otro lado, tomando en cuenta el comportamiento que se ha presentado en el campo Borburata durante las pruebas de inyektividad (presiones elevadas y no estabilizadas), a partir del año 2012 se decidió implementar una metodología en los pozos BOR20 y BOR16, la cual consistió en aplicar una estimulación a los intervalos productores.

La estimulación se realizó con la finalidad de limpiar las tuberías y romper las emulsiones presentes en el pozo. En general, la nueva metodología empleada ha sido favorable, debido a que las presiones alcanzadas fueron bajas (520 lpc para el pozo BOR16 Y 1400 lpc para el BOR20) comparadas con las otras pruebas de inyektividad ejecutadas en el campo; en particular para el pozo BOR20 se logró un aumento en el índice de productividad aunque también ocasionó que el corte de agua aumentara de 93 a 99%.

Finalmente, en la figura V.9 se presenta la estadística de las pruebas realizadas a nivel de Gobernador A/B. Como se observa, el 81% de las operaciones de inyectividad resultaron fallidas, esto debido a que generalmente los resultados obtenidos fueron bajas tasas (0.5 BPM-2.5 BPM) a elevadas e inestables presiones en superficie (4000lpc-6000lpc), con problemas operacionales como comunicación en empacadura, fallas operacionales y limitaciones por presiones de manejo del cabezal en pozo.

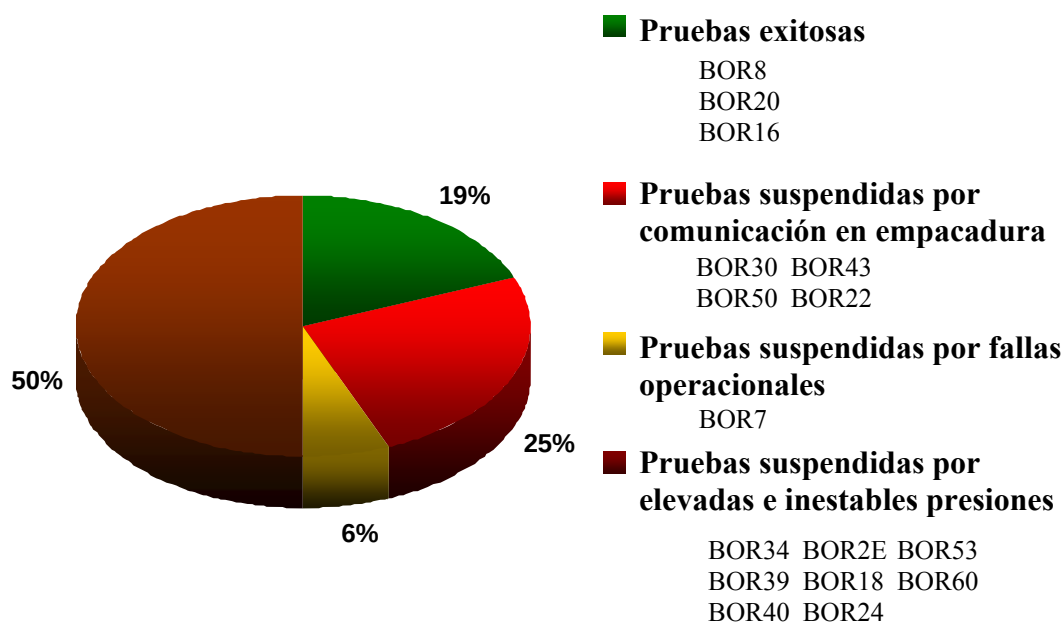


**Figura V.9 Resultados de pruebas de inyectividad, Campo Borburata, Formación Gobernador A/B.**

Con lo anteriormente descrito, se concluye que una de las limitantes existente durante la ejecución de las pruebas de inyectividad son las restricciones operacionales de los pozos en cuestión. En tal sentido, un adecuado equipo de superficie asegurará la integridad de la operación durante dicho proceso, permitiendo de esta manera alcanzar altas presiones sin correr riesgos en superficie. Del mismo modo, se requiere de un apropiado sistema de completación que evite la comunicación en empacaduras.

Del mismo modo, es importante resaltar que deben realizarse evaluaciones físico-químicas en los pozos que se deseen realizar pruebas de inyektividad, para de esta manera definir la existencia de emulsiones (como el caso de BOR20 y BOR16) y así realizar una estimulación matricial antes de ejecutar pruebas de inyección.

#### 5.1.4. Cálculo del índice de inyektividad

El campo en estudio no cuenta con pruebas de retorno de permeabilidad, por tal motivo la estimación del índice de inyektividad se realizó en base a la información suministrada por las pruebas de inyektividad y las estimaciones de la geomecánica.

La tasa de inyección se obtuvo del análisis estadístico realizado a las pruebas de inyektividad ejecutadas en la zona de interés, estableciendo una tasa máxima de 2.5 BPM (barriles por minuto). Mientras que la presión de inyección se obtuvo del promedio de la estimación de presión de formación calculada anteriormente; de acuerdo a las pruebas de inyektividad se conoce que la presión de fractura de la formación es de 6200 lpc, al comparar este dato con el promedio de la presiones de formación se establece que la presión de inyección es de 5462 lpc con un factor de seguridad de 740 lpc. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla V.7.

**Tabla V.7 Estimación del índice de inyektividad.**

| <b>Índice de inyektividad<br/>(BPD/lpc)</b> | <b>tasa de inyección<br/>(BPD)</b> | <b>Pinyección<br/>(lpc)</b> | <b>Pyacimiento<br/>(lpc)</b> |
|---------------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| 3.86                                        | 3600                               | 5462                        | 4530                         |

## 5.2. Caracterización Dinámica del Yacimiento

### 5.2.1. Análisis del comportamiento histórico de producción

El campo Borburata se encuentra constituido por cuatro (4) Formaciones; Escandalosa O, Gobernador A/B, Escandalosa P y Escandalosa R3. Este campo se caracteriza por presentar zonas de interés petrolífero, limitada por arenas intercaladas con acuíferos activos. Actualmente el campo cuenta con **325 MMBLS** de petróleo original en sitio, de los cuales **96 MMBLS** representa las reservas recuperables y **61 MMBLS** son la producción acumulada hasta la fecha (JUL-2012). La figura V.10 representa el aporte de cada formación que conforma al campo Borburata.

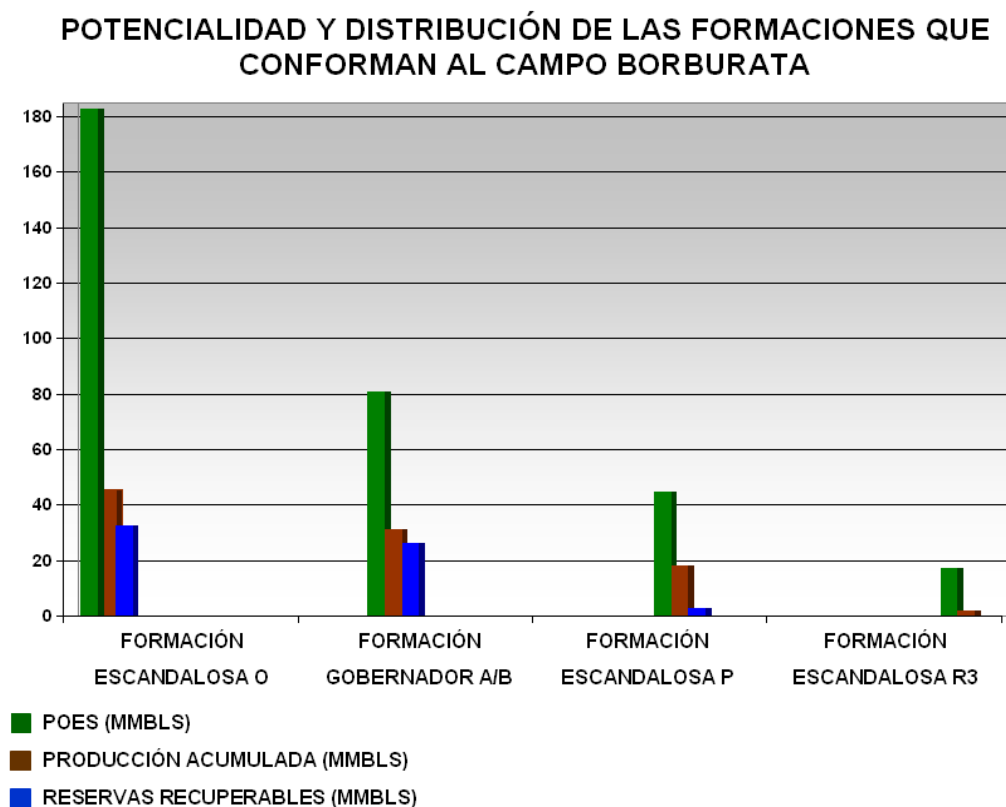


**Figura V.10 Comportamiento de cada formación perteneciente al campo Borburata.**

De acuerdo a las gráficas presentadas, la formación que representa el mayor aporte es Escandalosa O con 45.7 MMBLS de reservas recuperables, del mismo modo presenta la mayor producción acumulada con 32.7 MMBLS hasta la fecha (JUL-2012). Sin embargo este estudio va dirigido hacia la Formación Gobernador A/B, debido a su también significativo aporte al campo Borburata y a su acelerada declinación asociada a elevadas saturaciones de agua, lo que acarrea problemas durante las operaciones de explotación de petróleo; en tal sentido este trabajo se focaliza en mejorar la tasa de inyección en el campo Borburata Formación Gobernador A/B, con la finalidad de poder asegurar la aplicación de tecnologías modernas en el control de agua tal como la aplicación de geles sellantes.

La Formación Gobernador miembro A/B, a su vez se encuentra constituida por 5 yacimientos; Yacimiento BOR2, Yacimiento BOR22, Yacimiento BOR19, Yacimiento BOR38 y Yacimiento BOR1 (ver figura V.11).

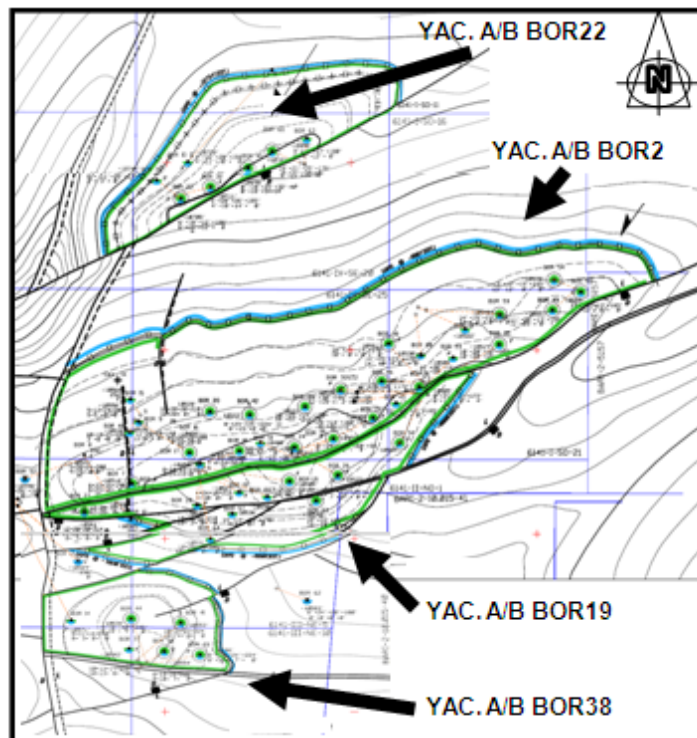


**Figura V.11 Ubicación espacial del campo Borburata.**

La Formación Gobernador A/B, cuenta con **81 MMBLS** de petróleo original en sitio (POES), con **31 MMBLS** de reservas recuperables y **5 MMBLS** reservas remanentes. En la figura V.12 se observa que el yacimiento que presentó la mayor cantidad de reservas recuperables es el BOR2 con 20 MMBLS lo que representa el 65% de las reservas recuperables; luego se encuentra el yacimiento BOR22 con 5.5 MMBLS representando un 18% de las reservas totales y luego con los menores porcentajes se encuentran BOR19, BOR38 y BOR1.

### RESERVAS RECUPERABLES INICIALES DEL CAMPO BORBURATA, FORMACIÓN GOBERNADOR A/B

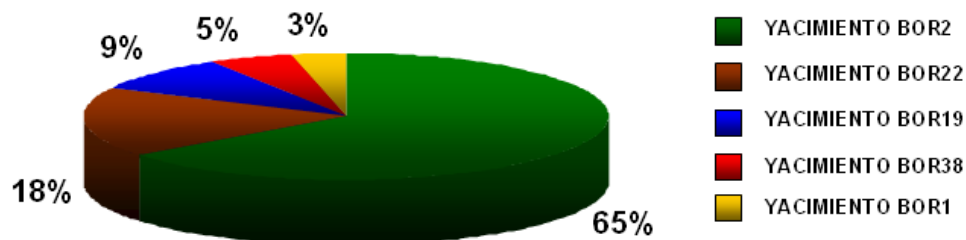


**Figura V.12 Reservas recuperables (en condición inicial) de cada arena de la Formación Gobernador A/B.**

A continuación en la figura V.13, se muestra con más detalle la potencialidad de cada yacimiento perteneciente a la formación en estudio. Se ilustra la producción acumulada hasta julio del 2012 y sus respectivas reservas recuperables, de esta manera es posible determinar las reservas remanentes recuperables, lo que a su vez representa la ventana de oportunidades, siendo éste unos de los parámetros determinantes para establecer cual de los 5 yacimientos tiene el mayor potencial para realizar este trabajo.

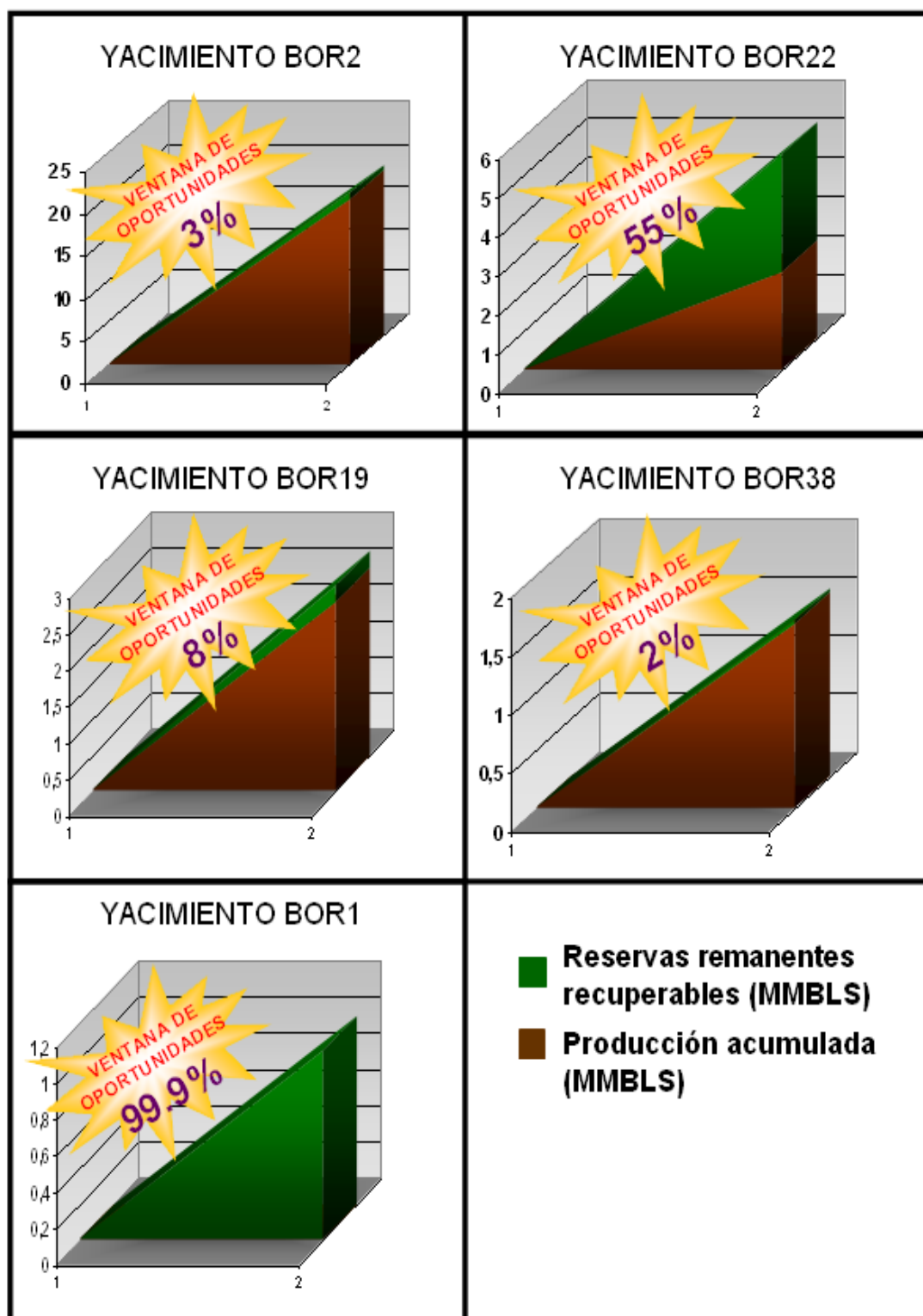


Figura V.13 Ventana de oportunidades de cada yacimiento.

En base a lo anteriormente descrito, es posible observar que el yacimiento cuya ventana de oportunidad es más significativa le corresponde a BOR1. Sin embargo de este yacimiento no se tiene información de comportamiento de producción, debido a que solo se ha perforado el pozo BOR1X y actualmente se encuentra en estado de abandono, a pesar de ello, en los sumarios de producción se encuentra establecido 1035 MBLS de reservas recuperables y 1034 MBLS de reservas remanentes recuperables.

Adicionalmente se tienen 4 yacimientos; de los cuales BOR2, BOR19 y BOR38 presentan pocas ventanas de oportunidades lo que está asociado a los altos niveles de depletación. Mientras que el yacimiento BOR22 presenta 3063 MBLS de reservas remanentes recuperables, caracterizándolo como el yacimiento de mayor potencial petrolífero recuperable, para ser sometido a trabajos de recuperación terciaria que permitan mejorar e incrementar su producción.

A continuación se realizará un estudio acerca el comportamiento de producción general del Campo Borburata, Formación Gobernador A/B y de cada uno de los yacimientos que los conforman. Dicho análisis proviene de un estudio detallado realizado a los treinta y cuatro (34) pozos que actualmente se encuentran completados a nivel de la Formación Gobernador A/B.

## Análisis del comportamiento de producción del Campo Borburata, Formación Gobernador, miembro A/B

El campo Borburata, Formación Gobernador A/B inició su plan de perforación y posterior desarrollo a partir de 1997. Posteriormente se han perforando nuevos pozos, siendo el pozo BOR63 el más reciente (diciembre del 2011). En general este campo se caracteriza por contener crudo mediano con gravedad entre 23 y 25.5 °API y una relación agua-petróleo (RAP) de 68%, siendo su principal mecanismo de producción un acuífero de fondo con alta actividad.

A continuación, se anexa la curva de producción del Campo Borburata a nivel de la Formación Gobernador, miembro A/B, en el cual se grafica los reportes de producción de cada arena que lo constituye.



**Figura V.14 Comportamiento de producción de Campo Borburata, Formación  
Gobernador A/B.**

La etapa original comenzó el 29 de mayo de 1997 con la perforación del pozo BOR7 a nivel de la Formación Gobernador A/B en el Yacimiento BOR2. En la figura V.14 se observa el comportamiento inicial del corte de agua, presentando porcentajes inferiores al 5% hasta febrero del 2008, momento en el cual se cambió el método de producción de flujo natural a BES. Durante el año 1997 hasta el año 2005, el único pozo que se encontraba produciendo en la zona de interés fue BOR7, lo que significa que durante dicho periodo la curva de producción del campo es proveniente de la producción del pozo BOR7.

La etapa de desarrollo se caracterizó por la exploración y explotación del yacimiento BOR22 y BOR19; la mayoría de los pozos completados en la Formación Gobernador A/B produjeron por flujo natural durante sus primeros años de vida productiva, ocasionando una disminución en el corte de agua y por ende un aumento en la tasa de petróleo. Posterior a ello fueron sometidos a un cambio de método de producción, de FN a BES, ocasionando el aumento en los cortes de agua. En junio del 2007, fue puesto a producción el yacimiento BOR38. Durante ese año se realizaron dos trabajos importantes de Ra/Rc en los pozos BOR7 y BOR24, los cuales lograron disminuir el corte de agua al cementar intervalos pertenecientes a capa 3 (capa con características petrofísicas distintas a capa 1 y 2, además de poseer una alta saturación de agua).

La etapa de madurez (2008-2012), se denominó así debido a la depletación presentada en el campo, todo esto basado en que Borburata cuenta con 31 MMBLS de reservas recuperables y actualmente presenta 27 MMBLS de petróleo acumulado, indicando que solo se espera recuperar 5 MMBLS.

A continuación se presenta el análisis del comportamiento de producción por yacimiento. De acuerdo a lo establecido hasta el momento el yacimiento con mayor ventana de oportunidades es el yacimiento BOR22, luego se presentará el resto de los yacimientos siguiendo la misma secuencia.

## Análisis del comportamiento de producción del yacimiento BOR22

El yacimiento BOR22 fue descubierto en el año 2005 con la perforación del pozo BOR22, presentando un área probada de 740 acres y un volumen de 13764 acres-pies; el crudo producido se caracteriza por ser mediano, con una presión y temperatura inicial de 4530 lpc y 230 °F respectivamente, el principal mecanismo de producción es el empuje hidráulico y el método de producción es por bombeo electrosumergible.

El área probada del yacimiento BOR22 reporta un POES de 13.8 MMBLS de petróleo, con un factor de recobro de 40% originando 5.5 MMBLS de reservas recuperable, y a su vez presenta una producción acumulada de 2.5 MMBLS lo que representa 3 MMBLS en reservas remanentes de petróleo.

A continuación en la figura V.15 se muestra el comportamiento de producción presentado por el yacimiento en estudio.

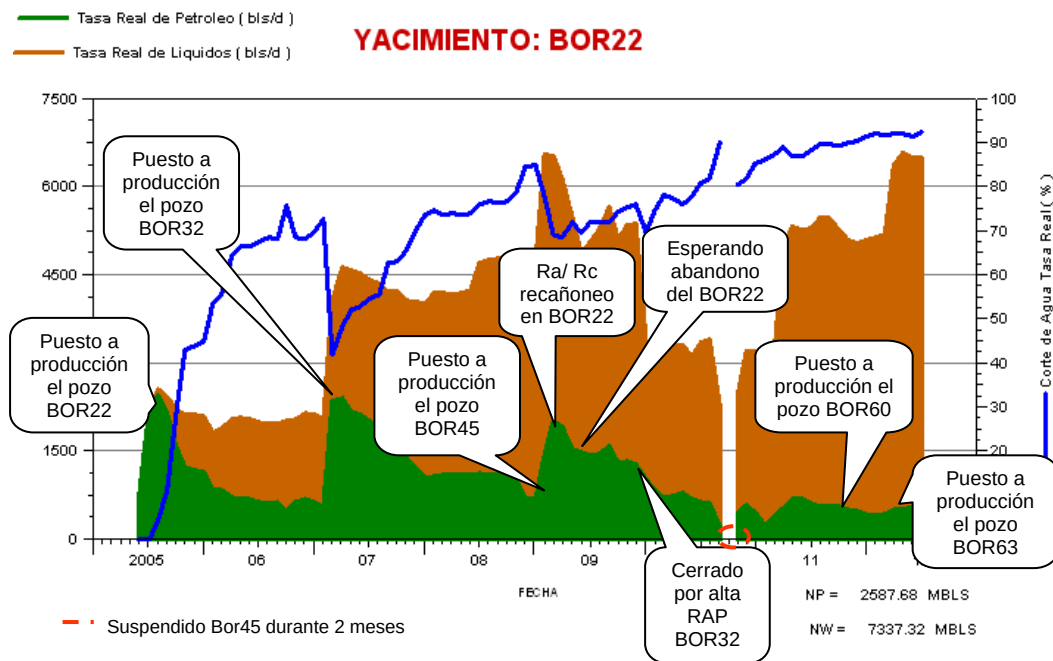


**Figura V.15 Comportamiento de producción del Yacimiento BOR22.**

El 6 de junio del 2005 fue puesto en producción el pozo **BOR22** con BES (etapa de desarrollo), siendo el primer pozo completado a nivel de la Formación Gobernador A/B. Dos años después fue puesto a producción el pozo **BOR32** por medio de bombeo electrosomergible; durante la etapa de madurez, específicamente para febrero del 2009 se realizó un trabajo de reacondicionamiento, debido a la declinación en las tasa de producción de petróleo, dicho trabajo consistió en el cierre de uno de los intervalos productores y recañoneo de los intervalos pertenecientes a capa 1 y 2; sin embargo los resultados obtenidos no fueron satisfactorios.

En enero del 2009, fue completado el pozo **BOR45**, se encuentra produciendo a nivel de capa 2, las tasas registradas son elevadas con bajo corte de agua.

Entre el 2011 y 2012 fueron perforados los pozos **BOR60** y **BOR63**. De BOR60 se conoce que las tasas obtenidas fueron bajas (inferiores a 370 BNPD) comparado con el resto de los pozos perforados en este yacimiento, y los corte de agua son altos (superiores a 82%), por lo que se puede inferir de que este pozo presente comunicación mecánica.

Por medio de las curvas de declinación (figura V.16), es posible realizar una estimación del comportamiento de producción del yacimiento de interés. La gráfica muestra la tasa de producción de petróleo contra tiempo, y el número de pozos activos en el tiempo, bajo un escenario de declinación tipo hiperbólica, (la cual es característica de yacimiento cuyo mecanismos de producción es el empuje hidráulico), donde se tiene 50 BPPD de límite económico de producción.

Para realizar el análisis de declinación es conveniente tomar un rango mínimo de dos años en los cuales no exista ni entrada ni salida de pozos, sin embargo este yacimiento en particular no presenta periodos de producción estables, por lo que se dificulta realizar una declinación confiable. La declinación fue realizada bajo el parámetro de entrada y salida de pozo. Se eligió el rango de tiempo comprendido entre Junio del 2005 hasta diciembre del 2006, debido a que con este rango se logra la mejor representación de reservas recuperables establecidas en los sumarios de producción.

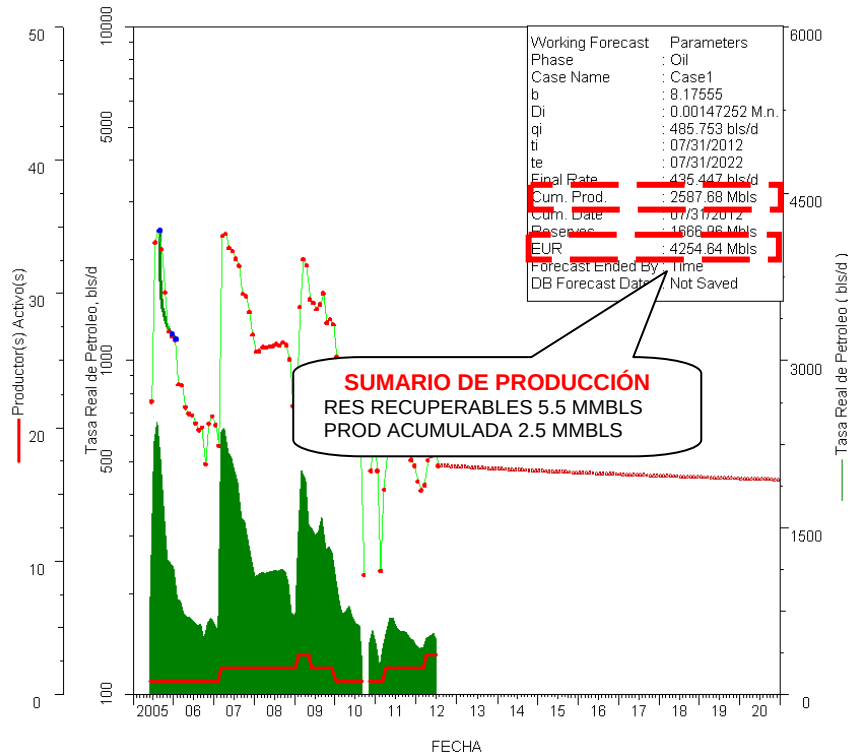


**Figura V.16 Curva de declinación del Yacimiento Bor22.**

## Análisis del comportamiento de producción del yacimiento BOR19

El yacimiento BOR19 presenta un área probada de 647 acres con un volumen de 9019 acres-pies, la presión y temperatura inicial del yacimiento son 4530 lpc y 230 °F, el crudo se caracteriza por tener una gravedad API de 25.5, lo que lo caracteriza como crudo mediano. Este yacimiento fue descubierto en septiembre del 2007 con la perforación del pozo BOR19, el cual fue completado a nivel de la Formación Escandalosa, miembro “P”.

Para este yacimiento se conoce que presenta un POES de 7 MMBLS de petróleo, presentando un factor de recobro de 40% lo que genera 2.8 MMBLS de reservas recuperables; actualmente cuenta con una producción acumulada de 2.6 MMBLS, definiendo 231 MBN de reservas remanentes.

A continuación en la figura V.17, muestra el comportamiento de producción presentado por el yacimiento en estudio.

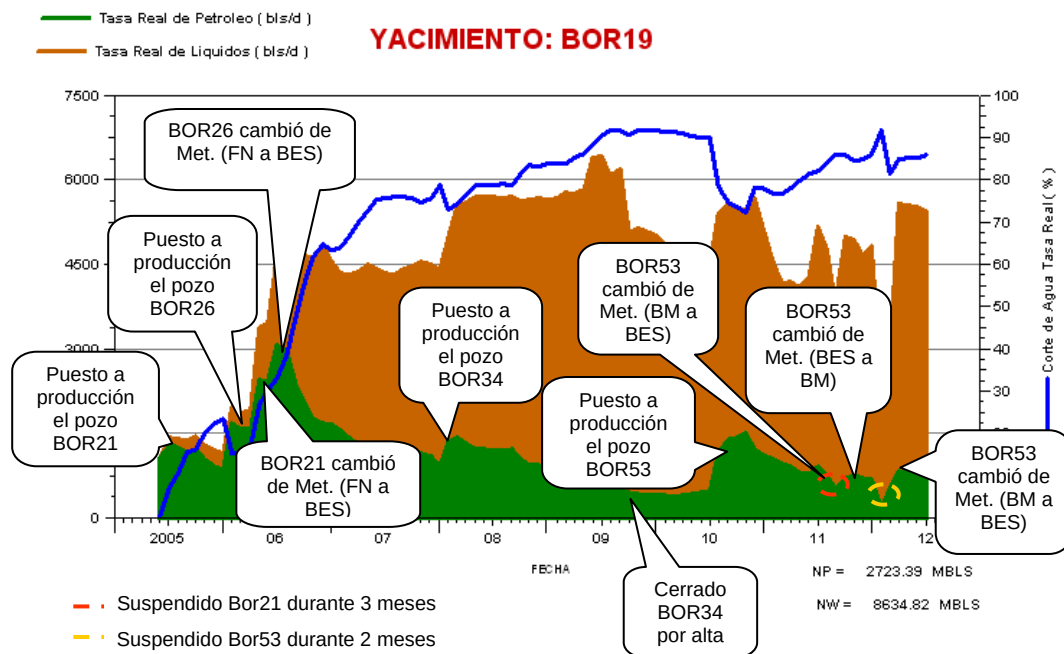


**Figura V.17 Comportamiento de producción del Yacimiento BOR19.**

Como se puede observar en la figura V.17, el yacimiento en estudio inició sus actividades durante la etapa de desarrollo. El pozo **BOR21** fue el primer pozo completado, el 18 de junio del 2005. Ocho meses después de haber iniciado la producción de este yacimiento, fue puesto a producción el pozo **BOR26**, mediante flujo natural produciendo de capa 1 y 2. Posterior a ello en ambos pozos se realizó el cambio de flujo natural a bombeo electrosumergible logrando restituir y superar las tasas alcanzadas durante su periodo inicial de producción.

En enero del 2008 (etapa de madurez), fue puesto a producción por levantamiento artificial el pozo **BOR34**, este pozo experimentó tasas iniciales bajas (461 BNPD) con un alto corte de agua (33%), posiblemente se debe a una mala cementación en la zona de interés. Aunado a lo anterior, como era de esperarse las tasas de petróleo disminuyeron en aproximadamente en un año y el corte de agua aumento hasta un 98%, razón por la cual el pozo fue cerrado (debido a su alta RAP).

Dos años después fue perforado **BOR53**, se caracterizó por producir durante un año por flujo natural; para el 2011 se realizó el cambio de método de producción a bombeo mecánico.

A continuación se generó la curva de declinación (figura V.18), permitiendo realizar una estimación del comportamiento de producción del yacimiento de interés. La gráfica muestra la tasa de producción de petróleo contra tiempo, y el numero de pozos activos en el tiempo, bajo un escenario de declinación tipo hiperbólica, (la cual es característica de yacimiento cuyo mecanismos de producción es el empuje hidráulico), donde se tiene 50 BPPD de límite económico de producción.

Para realizar el análisis de declinación, es conveniente tomar un rango mínimo de dos años en los cuales no exista ni entrada ni salida de pozos, sin embargo para este yacimiento que tiene 7 años de vida productiva, aún no ha sido posible mantener ese intervalo, es por ello, que se realizó la declinación solo bajo el parámetro de entrada y salida de pozos. Se eligió el rango de tiempo comprendido entre Enero del 2009 hasta Julio de 2009, debido a que con este rango se logra la mejor representación de reservas recuperables establecidas en los sumarios de producción.

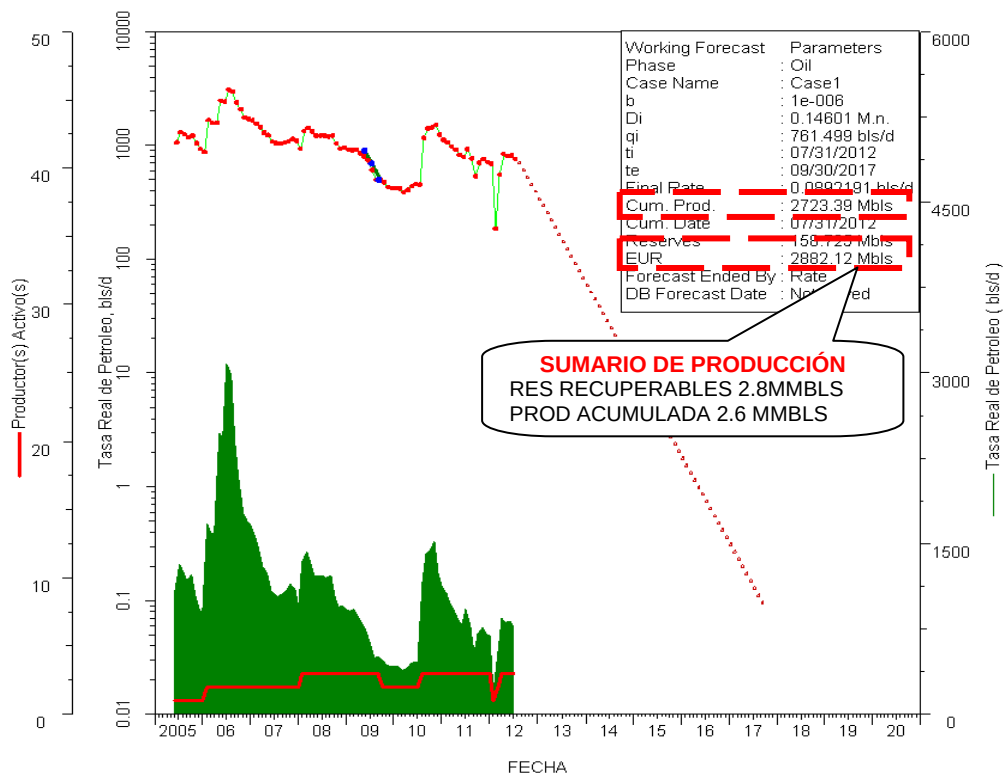


**Figura V.18 Curva de declinación del Yacimiento BOR19.**

## **Análisis del comportamiento de producción del yacimiento BOR2**

Este yacimiento fue descubierto por el pozo BOR2E en el año 1994, cuenta con un área probada de 2189 acres y un volumen de 52956 acres-pies, las condiciones iniciales de presión y temperatura fueron de 4530 lpc y 230°F respectivamente, además, se conoce que el petróleo extraído es un crudo de mediano de 25.5 °API y con una viscosidad de 2.84 cp. El principal método de producción del yacimiento en estudio es el bombeo electro sumergible, a excepción del pozo BOR59 el cual es bombeado por cabillas con unidad eléctrica.

El Yacimiento A/B BOR 2 presenta un POES de 50 MMBLS de petróleo, con 40% de factor de recobro, por lo tanto 20 MMBLS son reservas recuperables, mientras que la producción acumulada es de 19.4 MMBLS y 615 MBLS pertenecen a las reservas remanentes.

A continuación en la figura V.19, se muestra el comportamiento de producción presentado por el yacimiento en estudio. Como se puede observar la vida productiva de este campo a nivel de la Formación Gobernador miembro A/B inicio con la perforación del pozo **BOR7** en mayo de 1997 (periodo original). Durante un periodo de un año y medio estuvo fluyendo de forma natural, periodo en el cual las tasas obtenidas fueron altas pero variantes alcanzando su máxima tasa de 1920 BNPD en enero del 1998. En el año 1999 se decide cambiar de método de producción a levantamiento artificial e inyectó surfactante con la finalidad de incrementar la producción, los objetivos planteados fueron alcanzados.

El plan de perforación de pozos para este yacimiento inició en el 2002, con la perforación y completación del pozo **BOR16**, el cual se caracterizó por presentar una completación sencilla. Durante su primer año y medio de producción fluye de manera natural a través de capa 1, luego se cambió a levantamiento por bombeo electrosumergible.

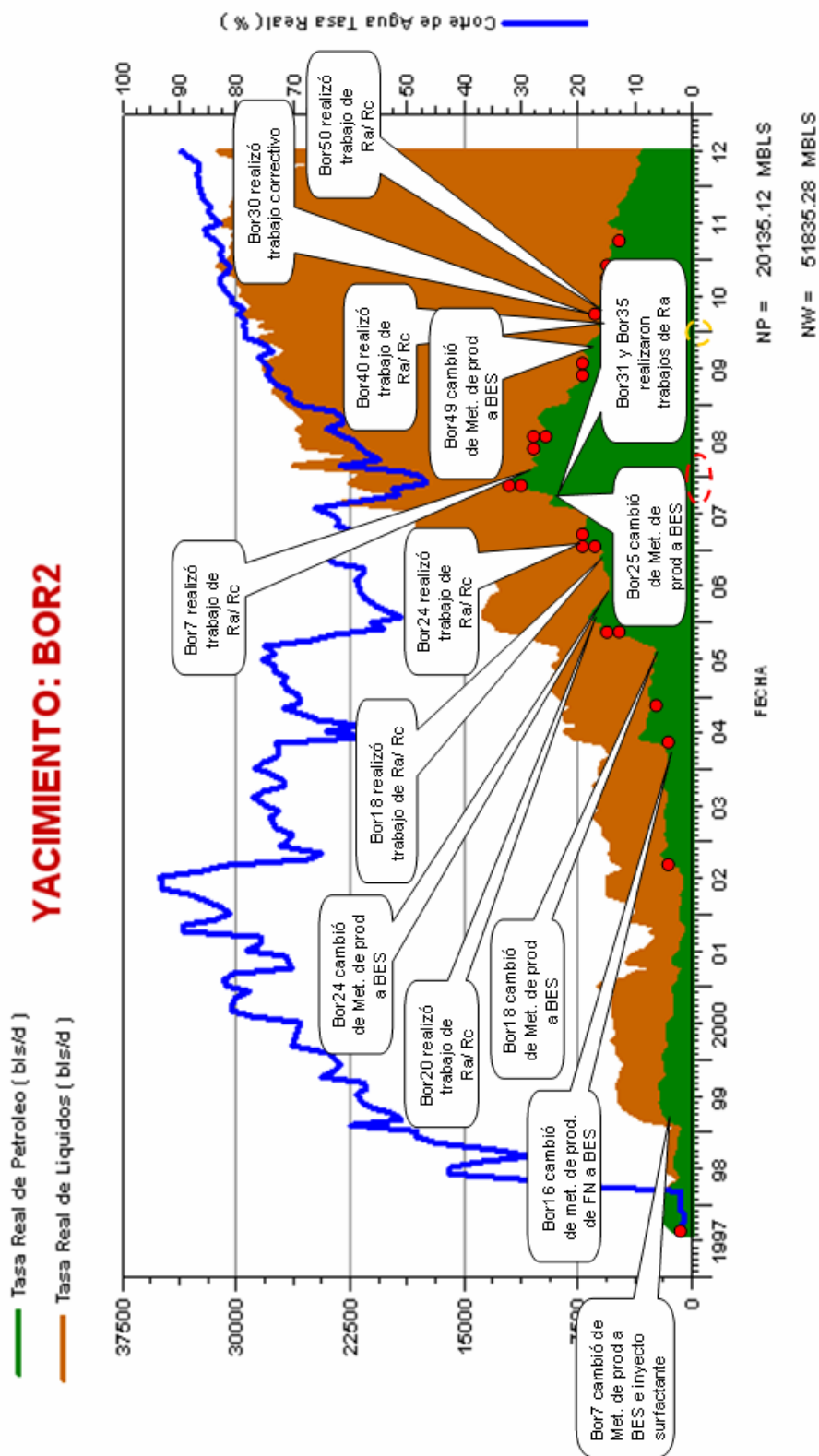


Figura V.19 Comportamiento de producción del Yacimiento BOR2.

El periodo de desarrollo inicio el 19 de marzo del 2004, con la completación del pozo **BOR18**, su mecanismo inicial de producción fue por flujo natural. El corte de agua aumentó en 5 meses hasta posicionarse en un 40% de AyS; resultando anormal este comportamiento, al compararlo con otros pozos que durante su primera etapa de producción por flujo natural logran mantener valores muy bajos de producción de agua (valores contemplados entre 1-5%). En el año 2005 se realizó el cambio del método de producción a BES.

En diciembre del 2004 fue perforado el pozo **BOR20**, dicho pozo fue cañoneado a nivel de capa 3, y fue completado con bombeo electrosumergible.

El 13 de octubre del 2005 el pozo **BOR24** fue puesto a producción por flujo natural, el año siguiente fue realizado el cambio de método de producción a BES. A finales del 2008 se le realizó un trabajo de reacondicionamiento, en el cual cementaron dos intervalos productores pertenecientes a capa 3, sin embargo las tasas no aumentaron pero se mantuvieron en un rango de 500-200 BNPD, posterior a ello decae la producción de petróleo y se decide cerrar el pozo durante dos meses por alta RAP.

En diciembre del 2005 fue completado el pozo **BOR25**, el cual se caracterizó por presentar elevadas tasas de producción mediante el flujo natural, dichas tasas se encuentran en un rango de 2045 y 1925 BNPD con un corte de agua máximo de 33%; por lo que se considera que este pozo alcanzó excelentes resultados volumétricos a nivel de la Formación Gobernador A/B. Dos años después se cambió de flujo natural a bombeo electro sumergible.

El pozo **BOR29** fue completado en febrero del 2007, fluyendo de manera natural hasta noviembre del mismo año en donde se realizó el cambio de método de producción de FN a BES, originando un aumento progresivo en la producción de agua (de 18% a 96%). Durante el mismo año el pozo **BOR31** se encontraba completado de manera dual, produciendo de Escandalosa P y Gobernador A/B; cuatro

meses después se realizó un trabajo de reacondicionamiento en el pozo, aislando el intervalo productor perteneciente a la formación Escandalosa P.

El 22 de junio del 2007 fue completado el **BOR35**. Inicialmente se encontraba fluyendo por el anular de la Formación "Gob A/B" y por el tubing con el equipo de BES por la Formación "Escandalosa O". Para agosto del mismo año se realizó un trabajo de reacondicionamiento temporal, el cual consistió en abandonar el intervalo productor perteneciente a la Formación Escandalosa "O", de esta manera se incrementó la producción de petróleo.

En julio del 2007 fue completado **BOR30** con BES, la producción inicial se caracterizó por presentar altos valores de corte de agua (superiores a 90%) y problemas de arenamiento. El 25 octubre del mismo año fue completado el pozo **BOR36**, fluyendo por bombeo electro sumergible.

**BOR40** fue completado el 08 de junio del 2008 con BES, de acuerdo a la producción presentada se observa una disminución abrupta de la producción de petróleo, la cual fue de 946 BNPD a 31 BNPD con tan solo 7 meses de producción, mientras que la producción de agua se incrementó de 25% a 97% durante el mismo intervalo de tiempo. Debido a este comportamiento, se infiere que el pozo estaba presentando comunicación mecánica, por tal motivo fue necesario realizar un trabajo de reacondicionamiento el 17 de febrero del 2010.

En junio del 2008 también fue puesto a producción **BOR42**, este pozo presentó un corto periodo de producción, debido a que fue suspendido por problemas mecánicos.

El 17 de octubre del 2008 **BOR46** se encontraba completado en la formación Gobernador, capa 1 con BES. Durante 4 años no se ha realizado cambio de BES, a pesar de disminuir la producción de petróleo.

**BOR49** fue completado en capa 2 en junio del 2009, su inicial mecanismo de producción fue por flujo natural, dos meses después se realizó un servicio que consistió en cambiar de flujo natural a BES, obteniéndose una la tasa de petróleo estable por 3 meses en los cuales se mantiene superior a 700 BNPD, luego decrece hasta situarse actualmente en 163 BNPD, mientras que el corte de agua alcanza el 91% de saturación.

**BOR50** fue completado el 07 de octubre del 2009 con BES, durante sus primeros 4 meses se caracterizó por presentar elevados cortes de agua, los cuales se localizaron en un rango comprendido entre 26 y 78%, mientras que la tasa inicial de producción de petróleo fue de 1302 BNPD y decae en 4 meses a 305 BNPD. En abril del 2010 BOR50 fue sometido a un trabajo correctivo, el cual consistió en una recementación con la finalidad de corregir la comunicación mecánica por detrás del revestidor.

**BOR54** fue completado con BES el 27 de enero del 2009, su vida productiva se caracterizó por presentar muy buena producción inicial durante sus 6 primeros meses, manteniéndose en un rango de 1257 a 816 BNPD. Mientras que el pozo **BOR43** fue completado en junio del mismo año, presentando tasas bajas de 215 BNPD, al contrario el corte de agua ha sido alto de 75 %, presentando un continuo aumento.

**BOR59** fue completado en octubre del 2010, a nivel de la formación Gobernador A/B capa 1, completado con bombeo mecánico.

El pozo es el más recientemente perforado en el Yacimiento BOR2 es el **BOR61**, completado en abril del 2011. El comportamiento de producción de este pozo en general ha sido bueno, debido a que ha presentado una alta producción en su corto periodo de vida, logrando superar el volumen de petróleo acumulado de pozos que presentan más años de producción además ha logrado mantener estable el corte de agua.

Por medio de las curvas de declinación (figura V.20), se realizó una estimación del comportamiento del yacimiento en estudio. La gráfica presentada a continuación muestra la tasa de producción real vs tiempo con el número de pozos activos en el tiempo, todo estos parámetros bajo un escenario de declinación tipo hiperbólica, donde 50 BPPD son el Límite Económico de producción para el yacimiento.

Para realizar el análisis de declinación, es conveniente tomar un rango mínimo de dos años en los cuales no exista ni entrada ni salida de pozos, así mismo se recomienda tomar periodos de estudios actuales debido a que generan información de producción mas confiable. En el caso del yacimiento BOR2 se tomará un periodo comprendido entre junio del 2009 hasta junio del 2002, debido a que es la curva que presenta el mejor ajuste al compara la reservas recuperables establecidas en los sumarios de producción.

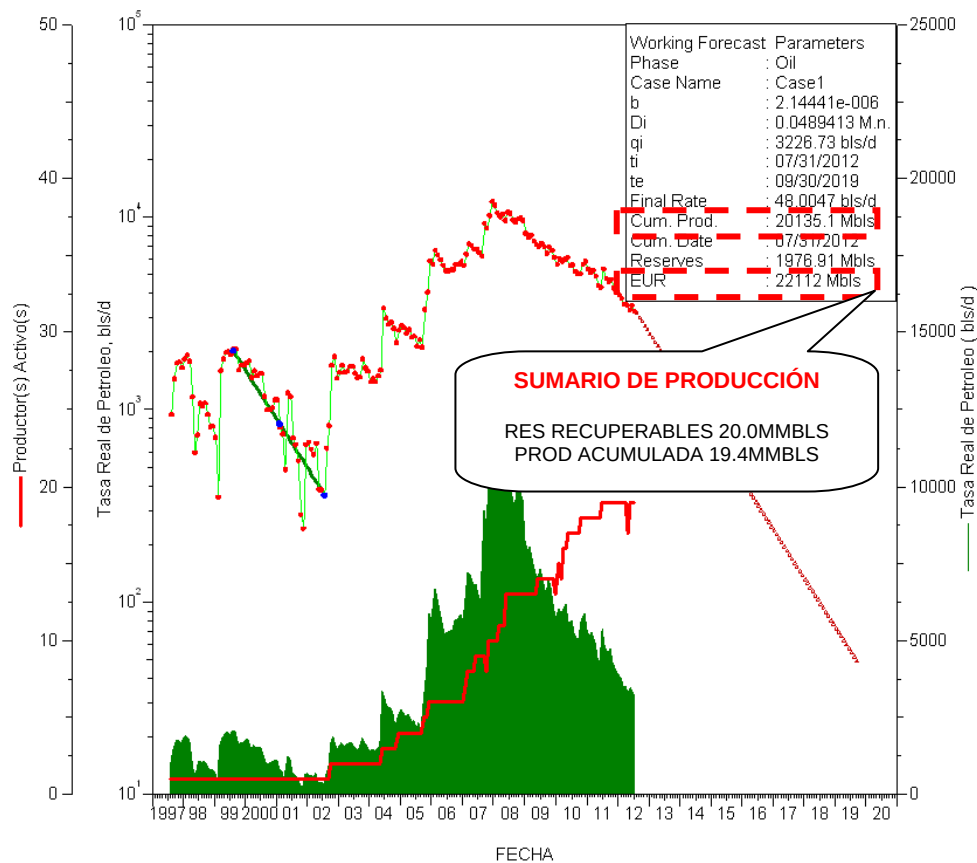


**Figura V.20 Curva de declinación del Yacimiento BOR2.**

## Análisis del comportamiento de producción del yacimiento BOR38

El BOR38 fue el pozo descubridor del Yacimiento BOR38, el cual presenta un área probada de 539 acres con un volumen asociado de 7272 acres-pies; las condiciones iniciales de presión y temperatura fueron de 4530 lpc y 272°F respectivamente.

El yacimiento BOR38 se caracteriza por presentar 4.5 MMBLS de petróleo original en sitio, además se conoce que el yacimiento en cuestión presenta un factor de recobro de 35% originando que 1.6 MMBLS sean las reservas recuperables. La producción acumulada del Yacimiento BOR38 es de 1.6 MMBLS lo que significa que solo 33 MBLS son de reserva remanentes, representando la cantidad más baja de reservas remanentes de los 4 yacimiento presentes en el campo Borburata Formación Gobernador, A/B, razón por la cual se observa que la mayoría de los pozos completados en este yacimiento se encuentren 98% saturados por agua.

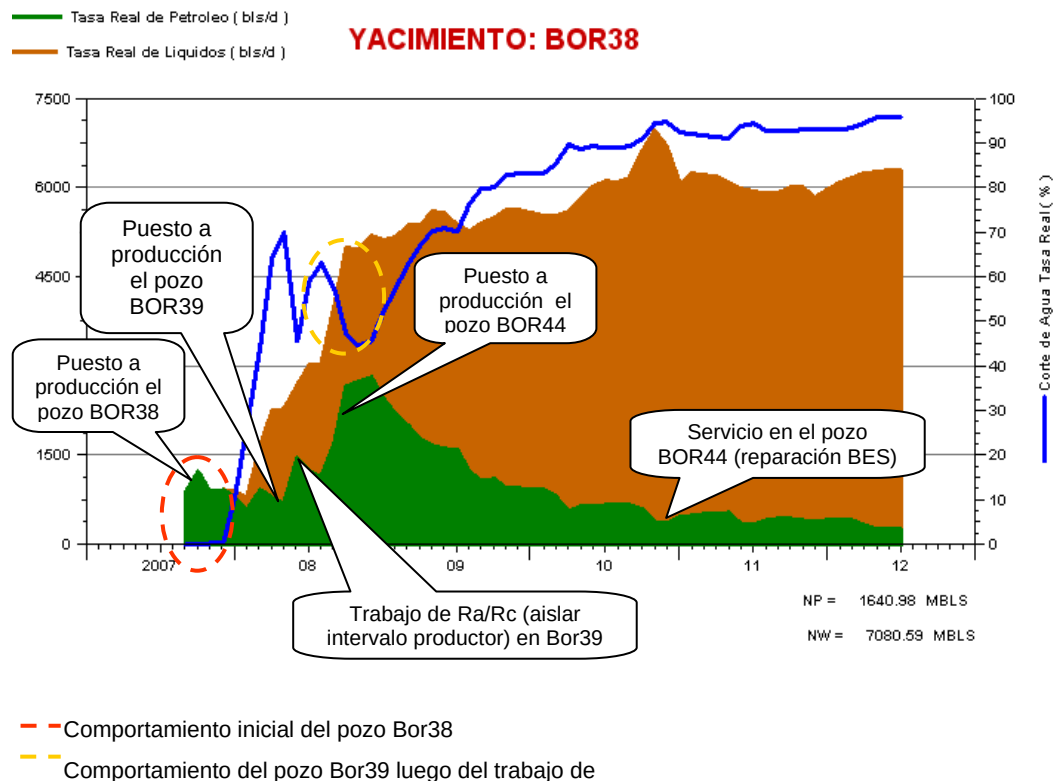


**Figura V.21 Comportamiento de producción del Yacimiento BOR38.**

La figura V.21, muestra el comportamiento de producción presentado por el yacimiento en estudio, el cual inició su vida productiva el 21 de septiembre del 2007 con el pozo **BOR38** durante el periodo desarrollo; dicho pozo se encontraba produciendo de capa 1 y 2 con BES.

Posterior a ello fueron perforados y puestos a producción en el 2008, los pozos **BOR39** y **BOR41**. El pozo BOR39 fue completado con BES; debido a que experimentó tasas bajas se decidió realizar un reacondicionamiento, cementando el intervalo cañoneado en capa 3 y dejando en producción el intervalo perforado en capa 2, lográndose disminuir la saturación de agua y aumentar las tasas de producción. BOR41 al momento de ser perforado, se observó en él, un severo daño a nivel de la formación objetivo y pese a realizarse trabajos de estimulación las respuestas obtenidas no permitieron su optima completación, razón por la cual actualmente se encuentra suspendido.

Dos meses después fue completado en la Formación Gobernador A/B a nivel de capa 2 el pozo **BOR44**. Durante los 10 primeros meses la tasa se logró mantener por encima de los 1000 BNPD con cortes de aguas inferiores al 49%, luego comienza a declinar, y es a finales del 2010 cuando la tasa alcanza 239 BNPD que se realiza un servicio para reemplazar la BES lo que permite restituir la tasa a 328 BNPD y mantenerla dentro de un rango estable que a su vez mantiene controlada la producción de agua en 91% AyS.

Por medio de las curvas de declinación (figura V.22), se puede realizar una estimación acerca del comportamiento del yacimiento de interés. En la gráfica presentada a continuación muestra la tasa de producción real vs tiempo con número de pozos activos en el tiempo, todos estos parámetros bajo un escenario de declinación tipo hiperbólica, donde se tiene 50 BBPPD como Límite Económico de producción para el yacimiento (límite establecido en los sumarios de producción).

Para realizar el análisis de declinación, es conveniente tomar un rango mínimo de dos años en los cuales no exista ni entrada ni salida de pozos, por tal motivo se estableció el rango desde octubre del 2008 hasta octubre del 2010, además de ser el intervalo que mejor se ajusta al valor de reservas recuperables establecidas en los sumarios de producción.

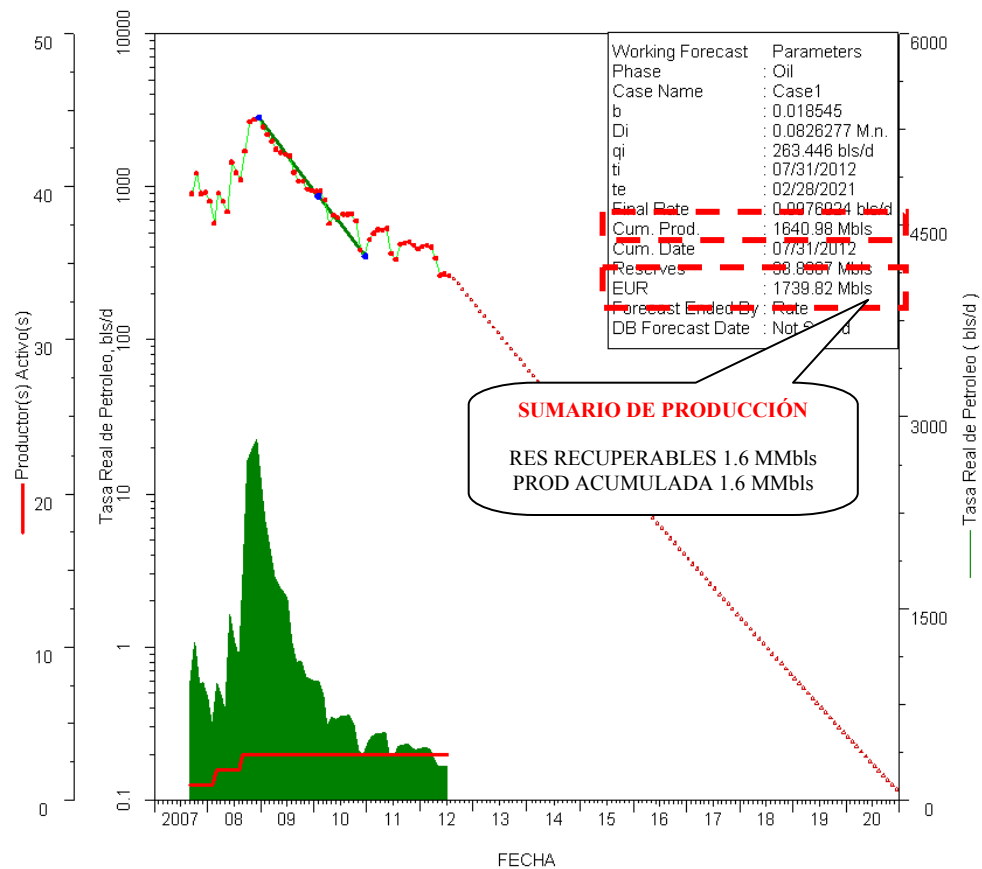


**Figura V.22 Curva de declinación del Yacimiento BOR38.**

### **5.2.2. Análisis del comportamiento histórico de presión**

Un adecuado análisis acerca del comportamiento de presión, permite establecer uno de los para parámetros más importantes para el control y seguimiento de la vida productiva del yacimiento. A continuación se presenta el estudio del comportamiento de presión por yacimiento para el campo Borburata, Formación Gobernador A/B.

#### **Yacimiento A/B BOR 2**

Su etapa original, comprendida entre 1994-1999, inició con el primer pozo descubridor BOR2E, durante la evaluación del pozo descubridor del Yacimiento “A/B BOR 2”, se midieron valores de presión original para cada uno de los horizontes probados a partir de pruebas DST. Para la Formación Gobernador A/B se observó una presión de 4500 lpca a una profundidad promedio de 10586’ (TVDSS), que llevada al datum de referencia (10500’) resulta una presión inicial de 4481 lpca. En Agosto de 1997 se realizó una prueba de restauración de presión (tipo Build Up) en el pozo BOR7 (Gobernador “A/B”), arrojando una Presión de 4530 lpca @ 10500’. Considerando la exactitud de la prueba Build Up realizada en el pozo BOR7 y que para la fecha a la cual fue evaluado el pozo BOR7 no se había iniciado la explotación del yacimiento (condiciones iniciales), se decidió considerar como presión inicial del yacimiento A/B BOR2, el valor de 4530 lpca @ 10500’ (Datum), el cual se encuentra como dato oficial.

La etapa de desarrollo se inició con la completación del pozo BOR7, posteriormente fueron evaluados y completados otros pozos; entre los cuales se encuentra el pozo BOR16 donde se realizó una prueba de presión tipo Build Up, en octubre del 2002, arrojando una presión de 4511 lpca que llevadas al datum (10500’) equivale a 4502 lpca. Del mismo modo, en BOR17 se realizó una prueba SFT en agosto del 2003, en la cual se obtiene una presión de 4434 lpca que llevadas al datum de referencia (10500’) representa 4425 lpca. Durante el 2004 se realizaron dos pruebas de presión en el pozo BOR18, una de ellas fue una prueba de restauración (Build Up) y la otra

fue una prueba RDT, obteniéndose unas presiones al datum de 4436 lpca y 4451 lpca respectivamente.

La etapa de madurez estará comprendida entre el año 2004 hasta la actualidad (2013). Durante este periodo se han realizado seis (6) pruebas de presión, en los pozos: BOR25, BOR31, BOR35, BOR42, BOR50 y BOR58.

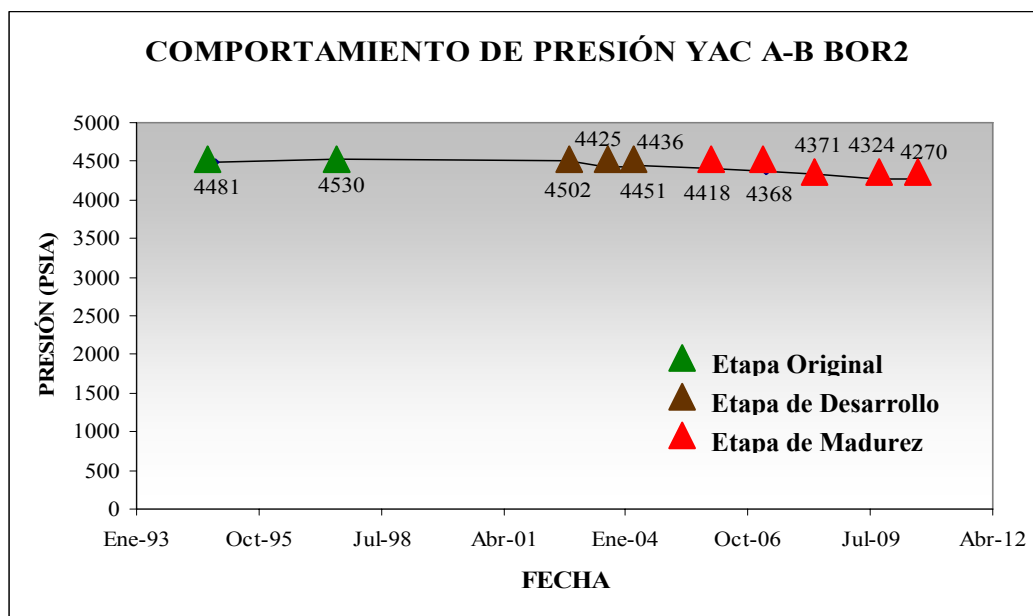


**Figura V.23 Comportamiento histórico de presión del Yacimiento BOR2.**

En base a este análisis, se definió como presión actual 4270 lpca, lo que representa una caída de presión durante toda la historia de explotación de 260 lpca, es decir, que la energía del yacimiento declina a razón de 15.5 lpca por cada MMBN de petróleo producido, considerando un acumulado de crudo de 16.8 MMBN (Julio / 2010). El comportamiento ilustrado en la figura V.23 es típico de los yacimientos tradicionales de la cuenca Barinas-Apure, el cual es debido al fuerte empuje hidráulico ejercido por un acuífero de acción infinita que actúa como mecanismo producción principal.

En la tabla V.8 se muestra un resumen de las presiones obtenidas durante las diferentes etapas.

**Tabla V.8 Presiones medidas a nivel del Yacimiento A/B BOR2.**

|                                 | <b>Pozo</b> | <b>Fecha</b> | <b>Prueba</b> | <b>Presión<br/>Medida,<br/>lpca</b> | <b>Datum<br/>pies</b> | <b>Presión al<br/>datum,<br/>lpca</b> |
|---------------------------------|-------------|--------------|---------------|-------------------------------------|-----------------------|---------------------------------------|
| <b>Etapas<br/>original</b>      | BOR-2E      | Nov-94       | DST           | 4515                                | -10500                | 4481                                  |
|                                 | BOR-7       | Ago-97       | Build Up      | 4545                                | -10500                | 4530                                  |
| <b>Etapas de<br/>desarrollo</b> | BOR-16      | Oct-02       | Build Up      | 4511                                | -10500                | 4502                                  |
|                                 | BOR-17      | Ago-03       | SFT           | 4434                                | -10500                | 4425                                  |
|                                 | BOR-18      | Mar-04       | Build Up      | 4443                                | -10500                | 4436                                  |
|                                 | BOR-18      | Mar-04       | RDT           | 4452                                | -10500                | 4451                                  |
| <b>Etapas de<br/>maduración</b> | BOR-25      | Nov-05       | SFT           | 4414                                | -10500                | 4418                                  |
|                                 | BOR-31      | Mar-07       | MDT           | 4393                                | -10500                | 4371                                  |
|                                 | BOR-35      | May-07       | MDT           | 4393                                | -10500                | 4368                                  |
|                                 | BOR-42      | May-08       | MDT           | 4353                                | -10500                | 4324                                  |
|                                 | BOR-50      | Sep-09       | MDT           | 4309                                | -10500                | 4270                                  |
|                                 | BOR-58      | Jul-10       | MDT           | 4302                                | -10500                | 4270                                  |

## **Yacimiento A/B BOR 22**

En junio del 2005 fue perforado el primer pozo perteneciente al Yacimiento A/B BOR22, el pozo BOR22. En dicho pozo se corrió un registro MDT, el perfil de presiones registrado muestra una presión original promedio de 4530 lpca a nivel de la Formación Gobernador. Los puntos registrados corresponden a un gradiente de presión similar con valor de 0.387 evidenciado por el comportamiento lineal de los puntos (Ver tabla V.9). Es importante destacar, que se obtuvo la misma presión original del yacimiento A/B BOR2 (obtenida mediante una prueba de restauración de presión en el pozo BOR7).

**Tabla V.9 Puntos de presión tomados con registro MDT, Pozo BOR22.**

| <b>Profundidad (pies)</b> | <b>Presión (lpc)</b> | <b>Temperatura (°F)</b> |
|---------------------------|----------------------|-------------------------|
| 11280.10                  | 4528.2               | 248.17                  |
| 11294.10                  | 4520.18              | 254.44                  |
| 11300.20                  | 4522.52              | 260.01                  |
| 11306.00                  | 4524.78              | 264.34                  |
| 11320.00                  | 4529.39              | 261.09                  |
| 11324.00                  | 4530.67              | 261.34                  |
| 11352.00                  | 4541.08              | 261.82                  |
| 11358.00                  | 4543.35              | 261.85                  |

Actualmente, no se han tomado medidas de presión del yacimiento A/B BOR 22, sin embargo, fue posible realizar una estimación haciendo uso de un nivel estático tomado en el pozo BOR45 en Febrero de 2012, la presión actual calculada resultó en el orden de 4189 lpca equivalente a un nivel de fluido de 785 pies y un corte de agua de 95%.

#### **Yacimiento A/B BOR19**

Durante la etapa original del yacimiento A/B BOR19, no se tomó registro de presión, en el pozo BOR19 (pozo descubridor) ni en el pozo BOR21 (primer productor del yacimiento), por lo que se asumió como presión original para este yacimiento, el valor correspondiente al Yacimiento A/B BOR2: 4530 lpca; teniendo en cuenta que estos dos yacimientos son vecinos separados solo por una falla, además presentan características muy similares desde el punto de vista de propiedades petrofísicas y de fluidos.

En enero del 2006, posterior a la perforación y completación del pozo BOR21, fue perforado el pozo BOR26, al mismo se le realizó una prueba SFT, la cual arrojó una presión medida de 4440 lpca (llevada al datum equivale a 4420 lpca). La prueba mas reciente fue tomada en septiembre del 2009, en el pozo BOR19ST, obteniéndose una presión al datum de 4363 lpca.

**Tabla V.10 Presiones medidas a nivel del Yacimiento A/B BOR19.**

|                        | Pozo     | Fecha  | Prueba   | Presión Medida, lpca | Datum, pies | Presión al datum, lpca |
|------------------------|----------|--------|----------|----------------------|-------------|------------------------|
| <b>Etapas Original</b> | BOR-7    | Ago-97 | Build Up | 4545                 | -10500      | 4530                   |
|                        | BOR-26   | Ene-06 | SFT      | 4440                 | -10500      | 4420                   |
|                        | BOR-19ST | Sep-07 | MDT      | 4384                 | -10500      | 4363                   |

En la figura V.24, se aprecia el comportamiento de presión respecto tiempo del Yacimiento A/B BOR19, donde se observa el mantenimiento energético característico de la Formación Gobernador. La presión actual es de 4363 lpca, representando una caída de presión durante toda la historia de explotación (2005-2007) de 167 lpca.

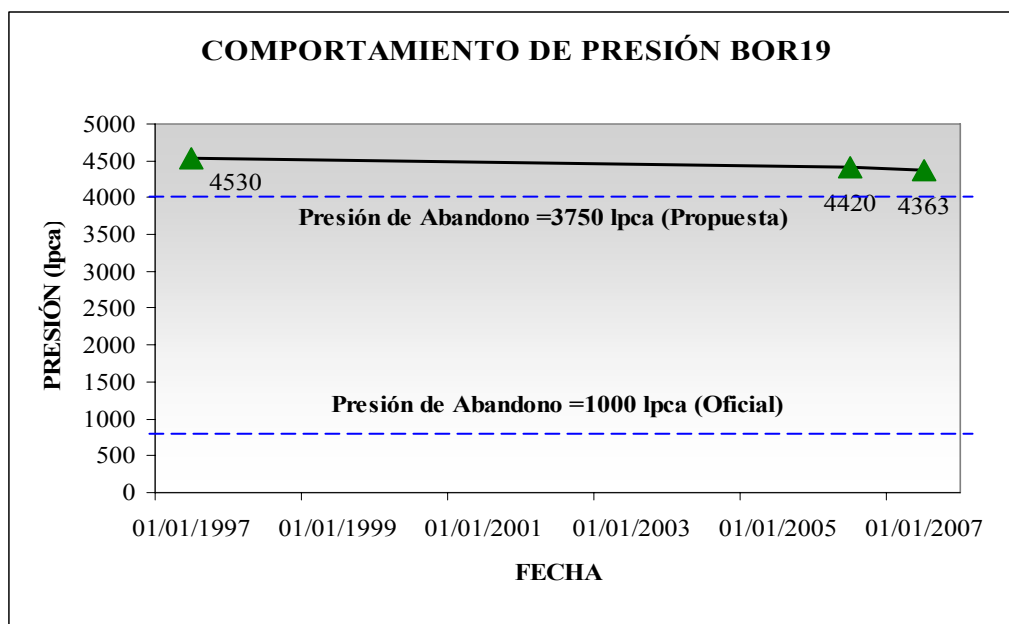


**Figura V.24 Comportamiento histórico de Presión del Yacimiento BOR19.**

### **Yacimiento A/B BOR38**

El yacimiento BOR38 fue perforado por primera vez en septiembre del 2007. Durante la evaluación del pozo BOR38, descubridor del yacimiento A/B BOR38, no se tomó ningún registro de presión, por lo que se asumió como presión original para este yacimiento, el valor correspondiente al Yacimiento A/B BOR2: 4530 lpca; teniendo en cuenta que estos dos yacimientos son vecinos, además presentan características muy similares desde el punto de vista de propiedades petrofísicas y de fluidos. Hasta la fecha, solo se ha realizado una prueba de presión (BOR39) en este yacimiento, arrojando una presión de 4365 lpc que llevada al datum representa 4331 lpca. En la tabla V.11 se muestran las presiones medidas en el yacimiento BOR38.

**Tabla V.11 Presiones medidas a nivel del Yacimiento A/B BOR38.**

|                            | <b>Pozo</b> | <b>Fecha</b> | <b>Prueba</b> | <b>Presión<br/>Medida,<br/>lpca</b> | <b>Datum,<br/>pies</b> | <b>Presión al<br/>datum,<br/>lpca</b> |
|----------------------------|-------------|--------------|---------------|-------------------------------------|------------------------|---------------------------------------|
| <b>Etapas<br/>original</b> | BOR-7       | Ago-97       | Build Up      | 4545                                | -10500                 | 4530                                  |
|                            | BOR-39      | Mar-08       | MDT           | 4365                                | -10500                 | 4331                                  |

### 5.2.3. Análisis de la propiedades roca-fluido y fluido-fluido

En las figuras B-1 y B-2 de los anexos, se muestran la confrontación de las muestras de núcleo del pozo BOR31, según las curvas de permeabilidades relativas y presión capilar, donde se observa diversos valores de saturación de agua inicial e irreducible, permeabilidades relativas y variedad de tendencia de mojabilidad, resultando difícil decidir cual de dichos comportamientos es el representativo para el yacimiento. Por lo que se aplicó la técnica de Amaefule y Althunbay, donde se determinó el Indicador de Zona de Flujo (FZI) con el fin acercarnos más a la heterogeneidad del yacimiento.

De acuerdo a la metodología explicada en el capítulo anterior, se realizó la estimación de los FZI para las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar. En la figura V.25 se establecen dos zonas de flujo características del yacimiento para las curvas de permeabilidades relativas.

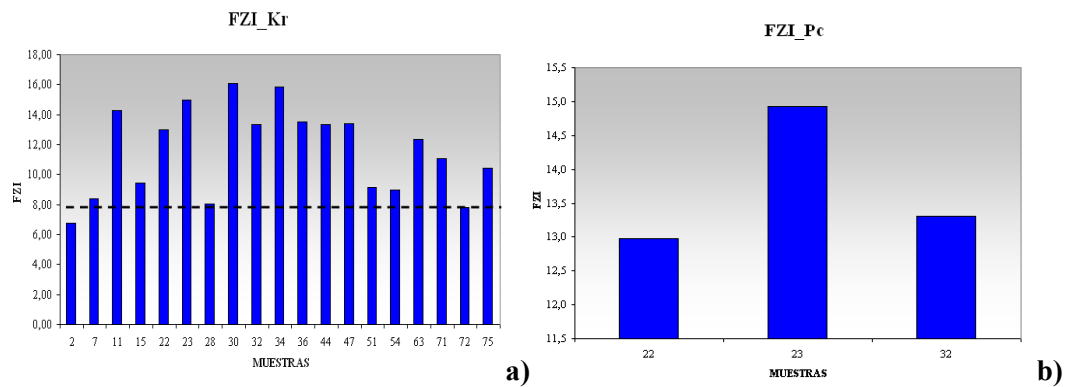


Figura V.25 FZI a partir de: a) Pruebas de Kr, b) Pruebas de Pc.

- Región de Saturación 1:  $FZI \leq 8$
- Región de Saturación 2:  $FZI > 8$

Una vez establecidas las muestras de núcleo correspondientes a cada región de saturación, se normalizaron y promediaron las curvas de permeabilidades relativas (Ver figura V.26).

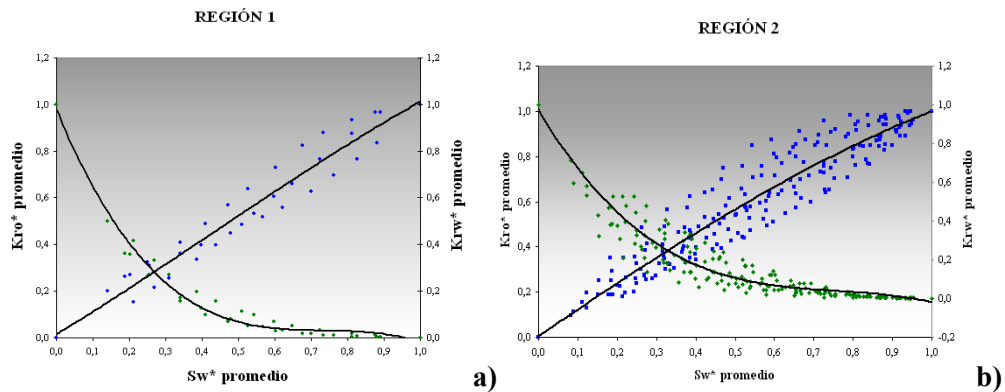


**Figura V. 26 Promedio de las curvas de permeabilidades relativas normalizadas para:**  
a) región 1, b) región 2.

Finalmente, en la figura V.27 se muestran las curvas de permeabilidades relativas características del Yacimiento BOR2, en donde se observa que las dos regiones de saturación están constituidas por una roca con tendencia a ser mojada preferiblemente por petróleo, a pesar que algunas muestras de núcleo mostraron Humectabilidad diferente.

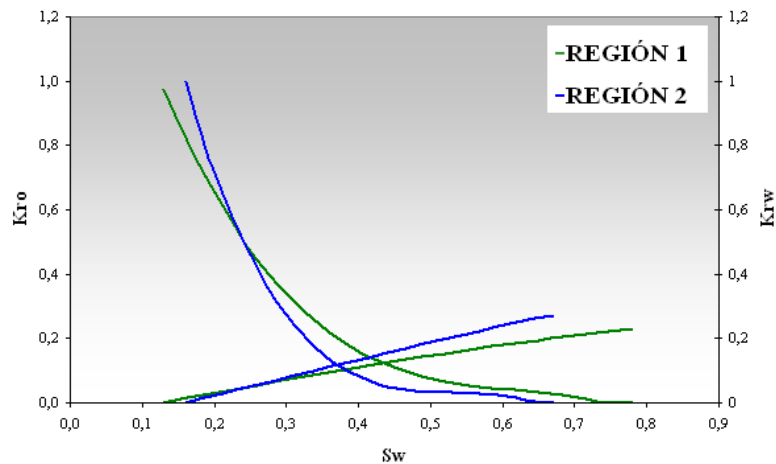


**Figura V.27 curvas de permeabilidades relativas del yacimiento A/B BOR2.**

Con respecto a la curva de presión capilar, como se observó en la figura V.10 las muestras analizadas son representativas de una misma región de saturación.

De acuerdo a la metodología empleada en el capítulo anterior, se realizó la curva de presión capilar característica del yacimiento (Ver Figura V.28), donde se observa un valor de saturación de agua irreducible cercano al 10%.

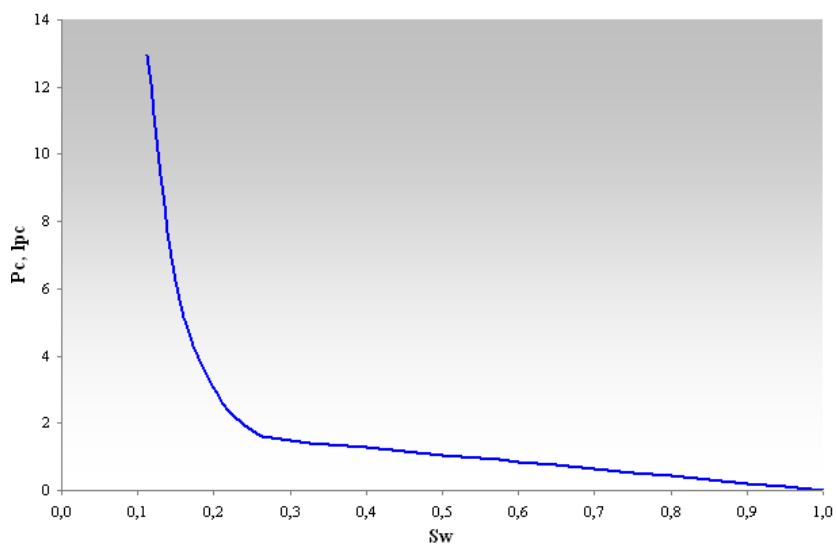


**Figura V.28** Curva de presión capilar del yacimiento A/B BOR2.

#### 5.2.4. Análisis de las propiedades de los fluidos (parámetros PVT)

Se realizó la validación de los PVT existente en la Formación Gobernador A/B del campo Borburata a los pozos BOR7, BOR16 y BOR25, todos pertenecientes al yacimiento BOR2. Dado que los pozos perforados en los yacimientos “A/B BOR19”, “A/B BOR 22” y “A/B BOR38” no disponen de análisis PVT para la caracterización de las propiedades de los fluidos presentes en el espacio poroso de esta arena, se consideró representativo los análisis PVT tomados en los tres (3) pozos mencionados con anterioridad.

Inicialmente se realizó la validación de la prueba de expansión a composición constante aplicando la **prueba de linealidad de la función Y**. En la figura V.29 se observa que la gráfica Y vs. P de los pozos BOR16 y BOR25 no presenta alguna desviación notable de la línea recta, por lo que se considera que las mediciones de laboratorio son representativas de las reales. Mientras que para el caso del pozo BOR7, el comportamiento no es lineal por lo que se consideró no valida dicha prueba.

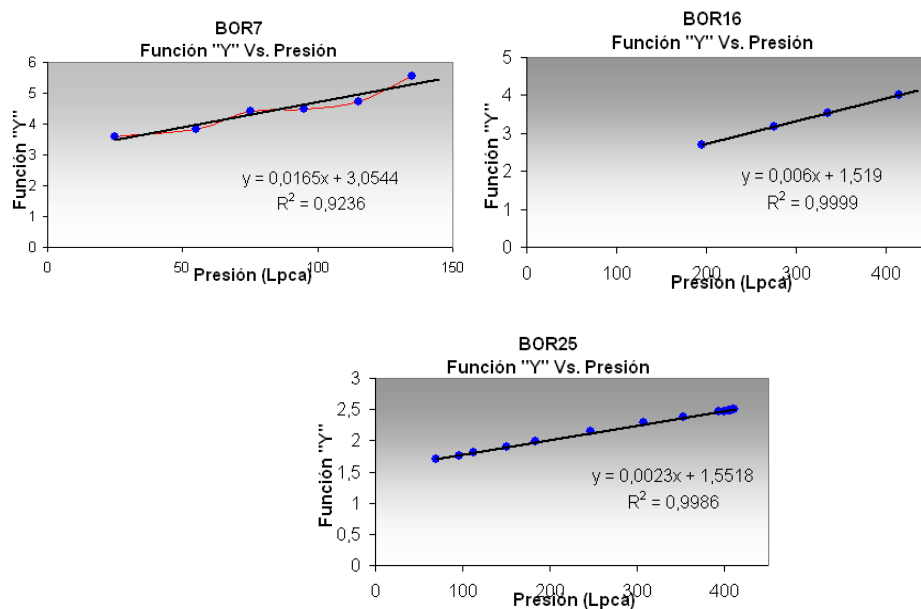


**Figura V.29 Representación gráfica de Y vs. P, pozos BOR7, BOR16 y BOR25.**

En las tablas C-1, C-2 y C-3 de los anexos, se presentan la estimación del error de la función Y para obtener una mejor consistencia en los resultados obtenidos.

También se realizó la validación de la prueba de expansión a composición constante aplicando la **prueba de compresibilidad**. En la figura V.30 se observa que al realizar la validación por este método los datos de laboratorio del pozo BOR7 son validos, según el procedimiento descrito en el Capítulo IV, en el cual se explica que la gráfica de compresibilidad del petróleo debe presentar un comportamiento no lineal para considerarse correcta.

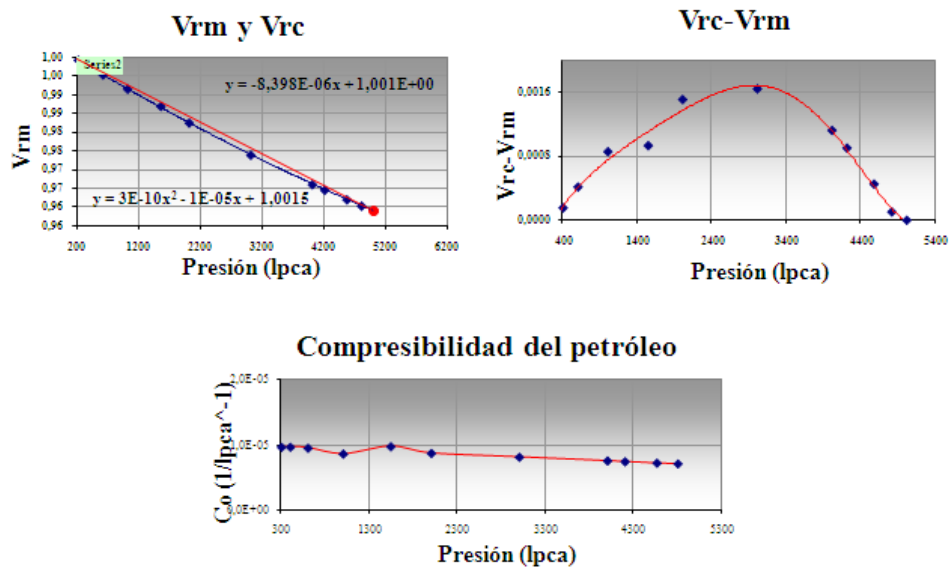


**Figura V.30 Validación de datos PVT con la prueba de compresibilidad, pozo BOR7.**

Para el caso de los pozos BOR16 y BOR25, ésta prueba indicó que la compresibilidad determinada en el laboratorio no fue estimada de forma correcta. Los resultados del análisis de compresibilidad de ambos pozos se muestran en las figuras C-1 y C-2 de los anexos.

La **prueba de densidad** se realizó para validar prueba del separador. Dicha prueba arrojó un error absoluto entre la densidad de la liberación diferencial y la calculada a partir de los datos de la prueba de separador de 2.09% para el pozo BOR7 y 0.08% para el pozo BOR16, resultando consistentes los datos obtenidos por laboratorio.

De acuerdo a la **prueba de desigualdad**, las pruebas PVT resultaron consistentes para los pozos BOR16 y BOR25 debido a que cumplieron con la restricción previamente explicada en el Capítulo II; sin embargo, para el pozo BOR7 este análisis descarta los datos obtenidos del análisis de liberación diferencial (Ver tablas C-6 de los anexos).

**Tabla V.12 Prueba de desigualdad, pozo BOR16.**

| <b>Presión<br/>(Lpc)</b> | <b><math>\Delta p</math>-Int<br/>(lpca)</b> | <b>Rs<br/>(PCN/BN)</b> | <b>Bo<br/>(BY/BN)</b> | <b>Bg<br/>(PCY/PCN)</b> |
|--------------------------|---------------------------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 435                      | -                                           | 60                     | 1.14670               | -                       |
| 375                      | 60                                          | 55                     | 1.13590               | 0.0535                  |
| 315                      | 60                                          | 50                     | 1.12810               | 0.0640                  |
| 215                      | 100                                         | 40                     | 1.11640               | 0.0945                  |
| 175                      | 40                                          | 35                     | 1.11080               | 0.1165                  |
| 115                      | 60                                          | 26                     | 1.09970               | 0.1782                  |
| 75                       | 40                                          | 18                     | 1.08640               | 0.2741                  |
| 45                       | 30                                          | 8                      | 1.07090               | 0.4580                  |
| 15                       | 30                                          | 0                      | 1.05910               | 1.3778                  |

| <b><math>\Delta Bob/\Delta P</math></b> | <b><math>Bg\Delta Rsd/\Delta P</math></b> | <b>Cond&gt;0</b> | <b>Ugas (CPS)</b> | <b>Z</b> |
|-----------------------------------------|-------------------------------------------|------------------|-------------------|----------|
| 0.000180                                | 0.000794                                  | 0.000614         | 0.014640          | 0.9698   |
| 0.000130                                | 0.000950                                  | 0.000820         | 0.014570          | 0.9743   |
| 0.000117                                | 0.001683                                  | 0.001566         | 0.014460          | 0.9819   |
| 0.000140                                | 0.002593                                  | 0.002453         | 0.014420          | 0.9851   |
| 0.000185                                | 0.004760                                  | 0.004575         | 0.014350          | 0.9900   |
| 0.000332                                | 0.009763                                  | 0.009431         | 0.014310          | 0.9934   |
| 0.000517                                | 0.027189                                  | 0.026672         | 0.014270          | 0.9960   |
| 0.000393                                | 0.065434                                  | 0.065041         | 0.014230          | 0.9987   |

**Tabla V.13 Prueba de desigualdad, pozo BOR25.**

| <b>Presión<br/>(Lpc)</b>                       | <b><math>\Delta p</math>-Int<br/>(lpca)</b>    | <b>Rs<br/>(PCN/BN)</b> | <b>Bo<br/>(BY/BN)</b> | <b>Bg<br/>(PCY/PCN)</b> |
|------------------------------------------------|------------------------------------------------|------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 412                                            | -                                              | 73                     | 1.114                 | -                       |
| 300                                            | 112                                            | 56                     | 1.106                 | 0.05951                 |
| 200                                            | 100                                            | 42                     | 1.099                 | 0.08765                 |
| 100                                            | 100                                            | 24                     | 1.090                 | 0.16550                 |
|                                                |                                                |                        |                       |                         |
| <b><math>\Delta \text{Bob}/\Delta P</math></b> | <b><math>B_g \Delta R_{sd}/\Delta P</math></b> | <b>Cond&gt;0</b>       | <b>Ugas (CPS)</b>     | <b>Z</b>                |
| 0.000070                                       | 0.001609                                       | 0.001538               | 0.0133                | 0.9698                  |
| 0.000071                                       | 0.002185                                       | 0.002115               | 0.0129                | 0.9743                  |
| 0.000094                                       | 0.005305                                       | 0.005211               | 0.0121                | 0.9819                  |

En la tabla V.14 se muestra un resumen, de las pruebas de consistencia realizadas a los PVT existentes en el área de estudio. Puede observarse que los análisis PVT del pozo BOR7 no cumplen con dos de las pruebas aplicadas, por lo cual fue descartado para efecto de este estudio.

**Tabla V.14 Resultados obtenidos de las pruebas de consistencia.**

| <b>Pozo</b>                    | <b>Tlab (°F)</b>   | <b>°API</b>            | <b>Pb (lpca)</b> | <b>Rsi (PCN/BN)</b> |
|--------------------------------|--------------------|------------------------|------------------|---------------------|
| BOR7                           | 274                | 25.6                   | 145              | 25                  |
| BOR16                          | 272                | 25.5                   | 435              | 60                  |
| BOR25                          | 230                | 25.4                   | 427              | 90                  |
| <b>PRUEBAS DE CONSISTENCIA</b> |                    |                        |                  |                     |
| <b>Pozo</b>                    | <b>Función “Y”</b> | <b>Compresibilidad</b> | <b>Densidad</b>  | <b>Desigualdad</b>  |
| BOR7                           | NO                 | SI                     | SI               | NO                  |
| BOR16                          | SI                 | NO                     | SI               | SI                  |
| BOR25                          | SI                 | NO                     | -                | SI                  |

En el caso de los análisis realizados en el pozo BOR25, presentan incertidumbre debido a que la temperatura bajo la cual se realizaron los experimentos en el laboratorio (230°F) es inferior a la temperatura del yacimiento (272°F).

De esta manera, por medio de los criterios de representatividad y consistencia se establecen como válidos los datos arrojados por el análisis PVT del pozo BOR16, determinando así las propiedades de los fluidos contenidos en los yacimientos en estudio.

**Tabla V.15 Propiedades de los fluidos en función del PVT del pozo BOR16.**

| Tyac<br>(°F) | $\beta_{ob}$<br>(BY/BN) | $\beta_{oi}$<br>@ 4530 lpca<br>(BY/BN) | Pb<br>(lpca) | $\mu_{ob}$<br>(cps) | Rsi<br>(PC/BN) | °API | $\gamma_{gs}$ | $\gamma_o$ |
|--------------|-------------------------|----------------------------------------|--------------|---------------------|----------------|------|---------------|------------|
| 272          | 1.1467                  | 1.1079                                 | 435          | 2.844               | 60             | 25.5 | 0.7847        | 0.9018     |

Una vez validado el análisis PVT puede compararse la presión de burbujeo reportada por la prueba PVT del pozo BOR16 (Pb: 435 lpca) con la presión actual del yacimiento A/B BOR2 (P: 4408 lpca). Se puede observar que estamos en presencia de un yacimiento subsaturado ( $P_y > P_b$ ). Aprovechando esta característica, se realizó el gráfico del comportamiento de la Relación Gas – Petróleo (Ver figura V.31) para verificar su tendencia constante hacia el valor de Rsi (PCN/BN) obtenido en el Análisis PVT (60 PCN/BN).

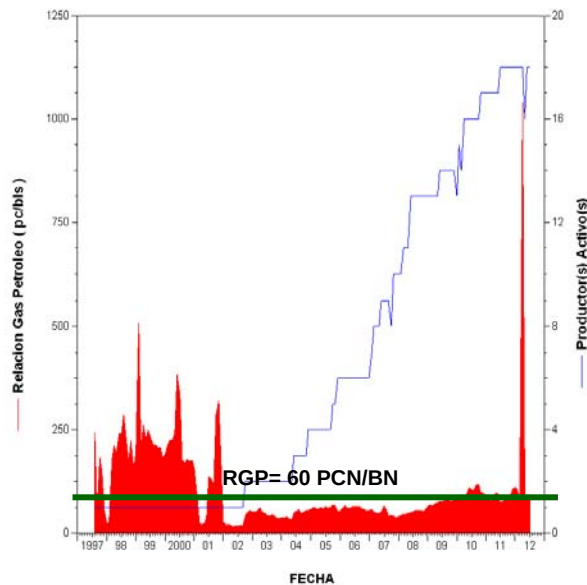


**Figura V.31 Validación del análisis PVT (pozo BOR16) con data de producción.**

### 5.3. Análisis de los Parámetros Operacionales

El objetivo principal de este análisis, es establecer los parámetros operacionales más adecuados para alcanzar la mayor eficiencia durante el proceso de inyección.

Durante las actividades de reacondicionamiento en el Campo Borburata, se utilizan taladros con las siguientes características:

**Tabla V.16 Parámetros operacionales del taladro CPV-18.**

|                |                                                                                                                                                                                                                                                                           |
|----------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Tanques        | -Un tanque "Activo", con capacidad de 250 Bls.<br>-Un tanque de "Píldora", con capacidad de 80 Bls.<br>-Dos tanques de "Reserva", con capacidades de 420 Y 500 Bls.                                                                                                       |
| Bombas triplex | Marca Gardner Denver 750 HP, tipo PZ8.<br>Pistones de 4-1/2" x 8" de carrera.<br>Caudal máximo 450 GPM.<br>Presión máxima de 5000 PSI.<br>Pequeño filtro para sólidos en la succión de la Bomba (Se realiza limpieza de la placa con orificios cada dos trabajos a pozo). |
| Filtros        | Posee una Unidad de Filtrado (poco utilizada), en la línea de descarga de la bomba.                                                                                                                                                                                       |

**Tabla V.17 Parámetros operacionales del taladro CPV-19.**

|                |                                                                                                                                                                                                                                                                              |
|----------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Tanques        | -Un tanque "Activo", con capacidad de 220 Bls.<br>-Un tanque de "Píldora" con capacidad de 60 Bls.<br>-Un tanque de mezclado, con capacidad de 362 Bls.<br>-Un tanque de "Reserva", con capacidad de 500 Bls.                                                                |
| Bombas triplex | Marca Gardner Denver 750 HP, tipo PZ8.<br>Pistones de 4-1/2" x 8" de carrera.<br>Caudal máximo 400 GPM.<br>Presión máxima de 5000 PSI.<br>Pequeño filtro para sólidos en la succión de la Bomba<br>(Se realiza limpieza de la placa con orificios cada dos trabajos a pozo). |
| Filtros        | No posee sistema de filtrado del fluido que se bombea al pozo.                                                                                                                                                                                                               |

A continuación se realizó un estudio, acerca de los factores operacionales que deben ser tomados en cuenta al momento de realizar trabajos de reacondicionamiento.

### **Limpieza de tanques**

El agua de control puede arrastrar óxido, escamas, sólidos, entre otros, ocasionando que dichas partículas se queden adheridas a la pared del tanque, por lo cual un adecuado plan de limpieza es esencial para garantizar la calidad del agua de inyección.

Según la información suministrada por el Ingeniero de Perforación, se conoce que los tanques se limpian cada vez que termina un trabajo de reacondicionamiento, en tal sentido es recomendable limpiarlos también antes de iniciar un proceso de inyección.

### **Capacidad de las bombas**

Otro parámetro importante viene determinado por la **presión de bombeo y tasa de inyección**, ambos factores son dependientes de la capacidad de la bomba. La bomba debe poseer la capacidad necesaria para bombear la mínima tasa y/o mínima presión, al igual que debe ser capaz de trabajar con las máximas tasas y presiones requeridas durante las pruebas de inyektividad que se deseen ejecutar.

En las tablas V.16 y V.17, se muestran los caudales y presiones máximas que pueden ser alcanzadas durante el proceso de inyección. Al comparar estos valores con las presiones de fracturas estimadas (6200 lpc), se evidencia la necesidad de emplear equipos de bombeo con mayor capacidad de inyección que permita concluir las pruebas de inyektividad.

Con respecto a la capacidad mínima de la tasa de bombeo, no se obtuvo información, sin embargo es importante destacar que, dicho parámetro influye en la capacidad del pozo de recibir el fluido inyectado, ya que cuando se inician las pruebas de inyectividad con caudales muy altos aumentará la probabilidad de superar las velocidades críticas de flujo, lo que significa el inicio de migración de finos, daño de permeabilidad y canalización de agua en el medio poroso ocasionando de esta manera un aumento progresivo en la presión de inyección.

### **Unidad de filtrado**

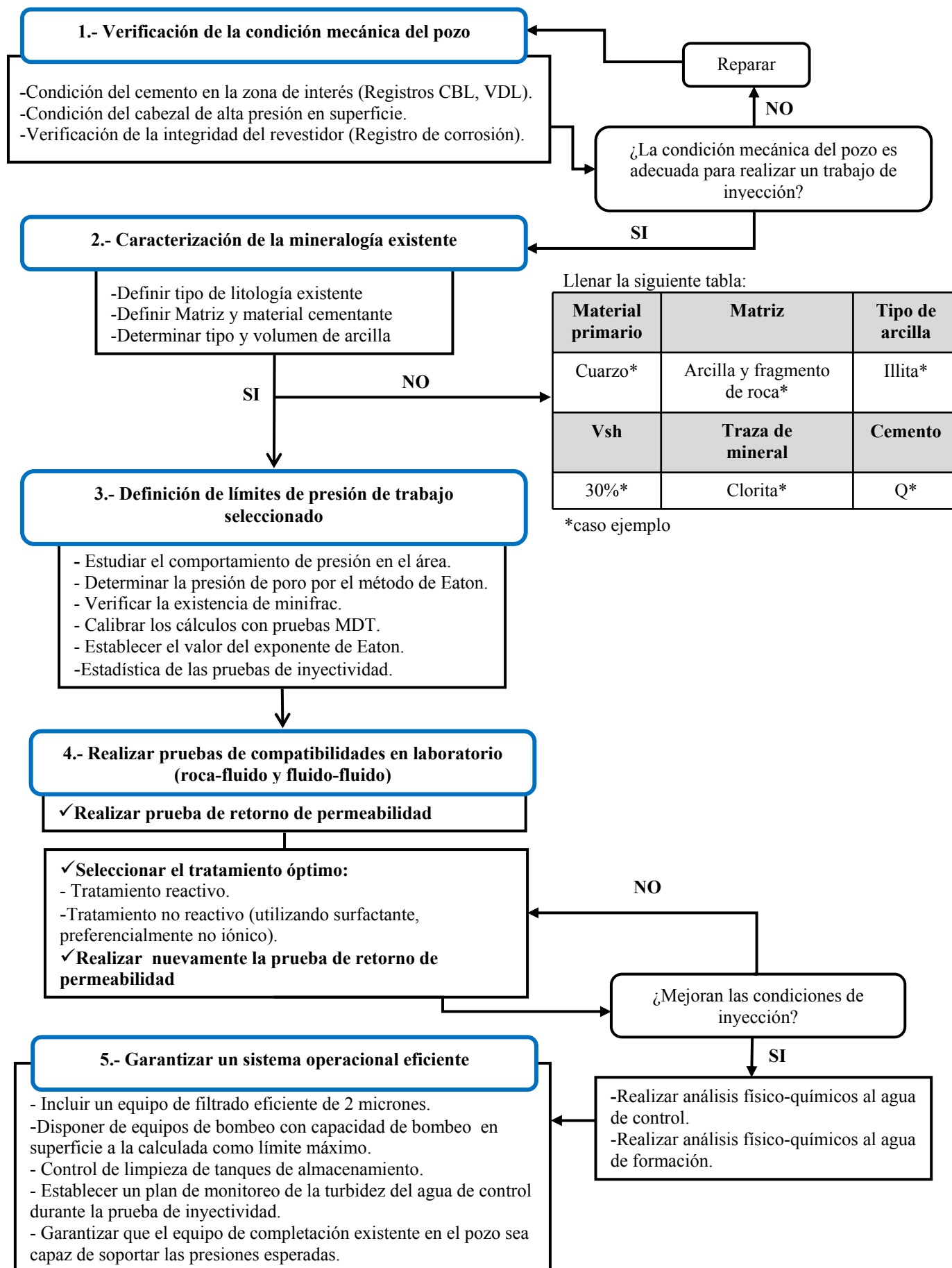
Antes de llevar a cabo una prueba de inyectividad, se recomienda realizar un análisis de agua de control, proporcionando así información acerca de la cantidad y tamaño de sólidos disueltos, todo esto la finalidad de establecer el tamaño y tipo de filtro a utilizar durante los procesos de inyección.

Según la información expuesta en las tablas V.16 y V.17, se observa las unidades de filtrado son muy poco utilizadas o en algunos casos no existe ningún tipo de control. En tal sentido, se deben colocar filtros al momento de transportar el agua proveniente de la fuente natural al tanque de alimentación, y luego colocar una segunda unidad del filtrado de la línea de descarga hacia el pozo. Del mismo modo, es importante resaltar que la unidad de filtrado necesita de un plan de control de calidad y mantenimiento, que asegure su óptimo desempeño.

### **Calidad del agua de control**

Mientras mejor sea el proceso que asegure la calidad del agua de control, mayor es la probabilidad de éxito del proceso de inyección. Cabe acotar que el grado de calidad también depende de las características del yacimiento y el fluido contenido en él. Por lo tanto, es de gran importancia tener conocimiento acerca de la transmisibilidad de la formación candidata, así como también es necesario realizar un estudio acerca de la compatibilidad entre el fluido de formación y el fluido de inyección.

## **Metodología de Inyección donde se Integren las Variables Asociadas a la Inyectividad del**



## CONCLUSIONES

- En el área en estudio se pudo verificar que la aplicación del método crossplot, se ajusta al promedio existente de las propiedades de porosidad y  $V_{sh}$  de los análisis de núcleos.
- El método utilizado para estimar la presión de poro que presentó mayor cercanía con los resultados de presión de los MDT fue el de Eaton, ajustando el exponente al valor de 0.635.
- El límite de presión máxima de trabajo estimada con la data disponible para el Campo Borburata es de 5600 lpc en formación con un factor de seguridad de 41%.
- El índice de inyectividad estimado para el Campo Borburata, Formación Gobernador A//B es de 2.71 BPD/lpc.
- Después de revisar y analizar las estadísticas de las pruebas de inyectividad, se determinó que un porcentaje importante de las pruebas no exitosas estuvo vinculado a fallas mecánicas en los pozos intervenidos, principalmente en la empacadura utilizada.
- Todo trabajo de inyectividad debe poseer un tratamiento indicado por ensayos de laboratorio, como pruebas de desplazamiento en el medio poroso, evaluando la interacción roca-fluido y fluido-fluido.
- El campo Borburata está conformado por cinco (5) yacimientos, siendo el yacimiento BOR22 el que posee la mayor volumetría de reservas recuperables en la actualidad.

- A través de los análisis realizados al comportamiento de presión del campo, se observó que el comportamiento experimentado durante su vida productiva, es característico de yacimientos que cuentan con la presencia de acuíferos activos.
- La técnica de Amafeule y Althumbay permitió establecer las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares de la zona en estudio.
- Por medio de los análisis PVT se establece que las pruebas de laboratorio realizadas al pozo BOR16 es la que mejor se adapta a la caracterización de los fluido presentes en el Campo Borburata, Formación Gobernador A/B.

## RECOMENDACIONES

- Es importante generar registros pseudo sónicos de datos sísmicos, para tener un mayor control areal y vertical en cuanto al comportamiento de su presión, manteniendo un estricto control entre la calibración señal-ruido.
- Realizar la toma de pruebas MDT, que permitan ajustar aun más la presión de poro aplicando la correlación de Eaton.
- Es conveniente disponer de una prueba minifrac en el Yacimiento BOR22 debido a su potencialidad, lo cual permitirá cotejar el valor actual disponible.
- Realizar un estudio sedimentológico de los núcleos disponibles, con el fin de caracterizar petrográficamente el intervalo de interés del Yacimiento BOR22.
- Los trabajos de inyección programados deben disponer de un tanque de trabajo adicional a los existentes en la cabria, con la finalidad de asegurar un mayor control de limpieza en los fluidos de trabajo.
- Disponer de un sistema de filtrado adecuado a los requerimientos obtenidos de las pruebas de laboratorio.
- Ejecutar un plan de explotación y producción del yacimiento BOR1, con el fin de observar cómo será su comportamiento de producción y adicionalmente evaluar su potencialidad al ejecutar trabajos de inyección de geles.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Alkhatha`ami, Mohammad. (2005). Permeability, Porosity & Skin factor. Riyadh, Arabia Saudita.
- [2] S.I. Cenit del petróleo. [Documento en Línea]. Disponible en: <http://www.cenit-del-petroleo.com/>. [Consulta: 2013, enero 20].
- [3] Azuaje, E. Ingeniería de yacimiento II- Clases N°12. 2006 sem-3. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [4] Damas, J. (2006). Modelo dinámico del yacimiento P-SIN-1, Formación Escandalosa miembro “P 1/””, Campo Hato Cinco, Estado Barinas, Cuenca Barinas-Apure. Trabajo Especial de Grado. Instituto Universitario Santiago Mariño. Barinas, Venezuela.
- [5] SMOLEN, J. (1996) Cased Hole and Production Log Evaluation. PennWell Publishing Company, Tulsa; 365p.
- [6] Gerencia de ingeniería. (s.f). Guía para la determinación de geopresiones. Disponible en: <http://escueladeperfora.files.wordpress.com/2011/09/guia-para-la-presdicion-de-geopresiones.pdf>. [Consulta: 2012, noviembre 20].
- [7] Böckh Alberto. (2001). Aplicaciones geomecánicas en la estabilidad del hoyo durante la perforación de lutitas en los campos Borburata y Bejucal, U.E Barinas. Trabajo Especial de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- [8] Cermeño R., Héctor A. (2005). Interpretación de datos de pruebas de pozos en reservorios naturalmente fracturados. Trabajo Especial de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú.

[9] Fekete Associates Inc. (2012). Pruebas minifract. [Documento en Línea]. Disponible en: <http://www.fekete.com/SAN/TheoryAndEquations/WellTestTheoryEquations/Minifrac.htm>. [Consulta: 2012, enero 20].

[10] PDVSA exploración y producción, División Centro Sur, Distrito Barinas, Superintendencia de yacimientos y estudios integrados. (2008). Informe técnico de reserva, revisión geológica de los yacimientos A,B BOR2, A,B BOR 19, A,B BOR22 pertenecientes a la Formación Gobernador Campo Borburata. Barinas, Venezuela.

[11] PDVSA exploración y producción, División Centro Sur, Distrito Barinas, Superintendencia de yacimientos Barinas. (2007). C.O Meting BOR31. Barinas, Venezuela.

[12] Castillo R., Libsen M. (2003). Análisis de prospectividad de los yacimientos del Miembro Masparrito a nivel de las arenas ma-1, ma-2, ma-3 y ma-4 Campo Mingo-Cuenca Barinas. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz, Venezuela.

## **BIBLIOGRAFÍA**

Alvarado E. y Poquiomia W. “Determinación de la Permeabilidad y Unidades de Flujo Mediante la Técnica de Amaefule y Althunbay”, Maracaibo, Febrero de 1997.

Almenar P., Alejandra M. (2004). Caracterización geomecánica mediante registros de pozos de los yacimientos del miembro morichal formación oficina, área o-16 del campo cerro negro, PDVSA-biton, faja petrolífera del Orinoco. Trabajo Especial de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Azancot R., Annalyn J. (2003). Cálculo de porosidad y propiedades geomecánicas en formaciones laminadas mediante registros acústicos procesados con diferente resolución vertical. Trabajo Especial de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Böckh Alberto. (2001). Aplicaciones geomecánicas en la estabilidad del hoyo durante la perforación de lutitas en los campos Borburata y Bejucal, U.E Barinas. Trabajo Especial de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Casal., Barbara. (2002). Estado del arte en la determinación de espesores de secciones erosionadas por medio de registros de pozo. Trabajo Especial de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Castillo R., Libsen M. (2003). Análisis de prospectividad de los yacimientos del Miembro Masparrito a nivel de las arenas ma-1, ma-2, ma-3 y ma-4 Campo Mingo-Cuenca Barinas. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Puerto la Cruz, Venezuela.

Chakao, Yoshida. Shoichi, Ikeda. y Ben, Eaton (1996). An investigative study of recent technologies used for prediction, detection, and evaluation of abnormal formation pressure and fracture pressure in North and South America. Society of Petroleum Engineers, IADC/SPE 36381 . [Documento en Línea]. Disponible en: <http://www.spe.org/publications/> [Consulta: 2012, octubre 29].

E.R. Parriag (1971). Prediction of fracture gradients in Samaan field. Society of Petroleum Engineers, SPE 5950. [Documento en Línea]. Disponible en: <http://www.spe.org/publications/> [Consulta: 2012, septiembre 5].

Kimberly M., Kumar y otros (2006). Pore pressure prediction using an Eaton's approach for PS-waves. International Petroleum Technology Conference IPTC 15508.

Orij, Boniface y Ogbonna Joel (2012). A new fracture gradient prediction technique that shows good resultsn gulf of guinea. Society of Petroleum Engineers, SPE 161209. [Documento en Línea]. Disponible en: <http://www.spe.org/publications/> [Consulta: 2012, septiembre 5].

Pérez O., Ronald A. (2003). Importancia de la anisotropía, en la caracterización de yacimientos de hidrocarburos y en la optimización del recobro final. Trabajo Especial de Grado. Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.

Subrahmanyam Pachineelam y otros (2011). Evaluation of stress anisotropy of the formation by utilizing dipole shear sonic imager (DIS\*), formation micro imager (FMI\*) and density llog- A case study on Kanawara field, South Cambay basin, India. Society of Petroleum Engineers, SPE 161209. [Documento en Línea]. Disponible en: <http://www.spe.org/publications/> [Consulta: 2012, septiembre 5].

# ANEXOS

# **ANEXO A**

## **Propiedades petrofísicas**

**Tabla A-1 Propiedades petrofísicas Yacimiento A/B BOR2.**

|                   | <b>POZO</b>  | <b>ANT</b><br><b>(pies)</b> | <b>ANP</b><br><b>(pies)</b> | <b>Φ</b><br><b>(%)</b> | <b>Sw</b><br><b>(%)</b> | <b>Rt</b><br><b>(ohm-m)</b> | <b>Vsh</b><br><b>(%)</b> | <b>K</b><br><b>(Md)</b> |
|-------------------|--------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------------|--------------------------|-------------------------|
| <b>REGIÓN 1</b>   | Bor7         | 235                         | 45                          | 14                     | 30                      | -                           | 5                        | 100-150                 |
|                   | Bor16        | 256                         | 48                          | 15                     | 35                      | >250                        | 8                        | 400-1000                |
|                   | Bor17        | 278                         | 44                          | 15                     | 30                      | -                           | 9                        | 200-800                 |
|                   | Bor18        | 253                         | 48                          | 15                     | 20                      | 2000                        | 10                       | 100-900                 |
|                   | Bor24        | 251                         | 54                          | 18                     | 30                      | 200-800                     | 9                        | 200-800                 |
|                   | <b>Bor25</b> | <b>248</b>                  | <b>64</b>                   | <b>18</b>              | <b>25</b>               | <b>100-800</b>              | <b>9</b>                 | <b>100-600</b>          |
|                   | Bor29        | 264                         | 46                          | 17                     | 25                      | 200-800                     | 3--5                     | 400-800                 |
|                   | Bor30        | 80                          | 42                          | 15                     | 40                      | -                           | 10--15                   | 300                     |
| <b>REGIÓN 2</b>   | Bor31        | 220                         | 36                          | 16-17                  | 30                      | 100-800                     | 3--4                     | 400-600                 |
|                   | Bor33        | 215                         | 39                          | 17-18                  | 30                      | 100-800                     | 3--4                     | 300-500                 |
|                   | Bor35        | 278                         | 48                          | 18                     | 30                      | 200-400                     | 3                        | 300-400                 |
|                   | Bor40        | 224                         | 34                          | 15-17                  | 40-100                  | 100-200                     | 03-Oct                   | 100-250                 |
|                   | Bor42        | 270                         | 23                          | 14-15                  | 40-100                  | 100-200                     | 03-May                   | 200-300                 |
|                   | Bor43        | 235                         | 38                          | 14--18                 | 40-100                  | 150-250                     | 03-Jun                   | 100-300                 |
|                   | Bor46        | 219                         | 27                          | 14-17                  | 30-100                  | 100-300                     | 03-May                   | 150-500                 |
|                   | Bor49        | 207                         | 36                          | 14-17                  | 40-100                  | 200-1000                    | 05-Dic                   | 300-600                 |
|                   | Bor50        | 218                         | 26                          | 14-16                  | 25-100                  | 200-1000                    | 03-Jul                   | 200-600                 |
|                   | Bor54        | 132                         | 25                          | 15-17                  | Ago-75                  | 50-1000                     | 05-Ago                   | 600-1800                |
|                   | Bor59        | 218                         | 14                          | 12-16                  | 80-100                  | 20-80                       | 03-Sep                   | 100-1000                |
| <b>REGIÓN 3</b>   | Bor2E        | 266                         | 9                           | 16                     | 14                      | >300                        | 6                        | 500-1100                |
|                   | Bor8         | 261                         | 24                          | 17                     | 27                      | >300                        | 9                        | 1000-1300               |
|                   | Bor9         | 243                         | 17                          | 15                     | 30                      | -                           | 7                        | 40-200                  |
|                   | Bor15        | 282                         | 10                          | 12                     | 30                      | -                           | 7                        | 40-200                  |
|                   | Bor20        | 260                         | 30                          | 16                     | 35                      | 100-800                     | 10                       | 100-400                 |
|                   | Bor27        | -                           | 0                           | 15                     | 85                      | -                           | 5                        | 100                     |
|                   | Bor28        | -                           | 9                           | 15                     | 85                      | -                           | 4                        | 80-100                  |
|                   | Bor36        | 218                         | 10                          | 15-16                  | 30                      | 40-100                      | 10                       | 50-200                  |
| <b>PROMEDIO</b>   |              | -                           | 44                          | 16                     | 31                      | -                           | 7                        | 550                     |
| <b>YACIMIENTO</b> |              |                             |                             |                        |                         |                             |                          |                         |

**Tabla A-2 Propiedades petrofísicas Yacimiento A/B BOR19.**

| <b>POZO</b>                          | <b>ANT</b><br><b>(pies)</b> | <b>ANP</b><br><b>(pies)</b> | <b>Φ</b><br><b>(%)</b> | <b>Sw</b><br><b>(%)</b> | <b>Rt</b><br><b>(ohm-m)</b> | <b>Vsh</b><br><b>(%)</b> | <b>K</b><br><b>(Md)</b> |
|--------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Bor21                                | 84                          | 62                          | 16                     | 20-40                   | 100-500                     | -                        | 80-1000                 |
| Bor26                                | -                           | 22                          | 16-18                  | 20-40                   | 100-700                     | -                        | 100-300                 |
| Bor34                                | 222                         | 14                          | 15-18                  | 50-100                  | -                           | -                        | 100-200                 |
| Bor53                                | 45                          | 8                           | 16                     | 45-80                   | 50-80                       | 3                        | 100-200                 |
| <b>PROMEDIO</b><br><b>YACIMIENTO</b> | -                           | 24                          | 17                     | 30                      | -                           | 8                        | 550                     |

**Tabla A-3 Propiedades petrofísicas Yacimiento A/B BOR22.**

| <b>POZO</b>                          | <b>ANT</b><br><b>(pies)</b> | <b>ANP</b><br><b>(pies)</b> | <b>Φ</b><br><b>(%)</b> | <b>Sw</b><br><b>(%)</b> | <b>Rt</b><br><b>(ohm-m)</b> | <b>Vsh</b><br><b>(%)</b> | <b>K</b><br><b>(Md)</b> |
|--------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Bor22                                | 202                         | 36                          | 18                     | 15-75                   | 80-2000                     | -                        | 20-1000                 |
| Bor32                                | 237                         | 36                          | 16-17                  | 20-30                   | 100-800                     | 3-6                      | 100-200                 |
| Bor23                                | 217                         | 5                           | 15                     | 85                      | 40-180                      | 10                       | 100                     |
| Bor45                                | 42                          | 18                          | 6-17                   | -                       | -                           | 10-20                    | 300-500                 |
| Bor60                                | 234                         | 46                          | 6-18                   | 15-100                  | 40-800                      | 7-10                     | 200-2000                |
| Bor63                                | 47                          | 18                          | 6-16                   | 26-48                   | 60-400                      | 3-12                     | 200-1700                |
| <b>PROMEDIO</b><br><b>YACIMIENTO</b> | -                           | 36                          | 18                     | 25                      | -                           | 10                       | 400                     |

**Tabla A-4 Propiedades petrofísicas Yacimiento A/B BOR38.**

| <b>POZO</b>                          | <b>ANT</b><br><b>(pies)</b> | <b>ANP</b><br><b>(pies)</b> | <b>Φ</b><br><b>(%)</b> | <b>Sw</b><br><b>(%)</b> | <b>Rt</b><br><b>(ohm-m)</b> | <b>Vsh</b><br><b>(%)</b> | <b>K</b><br><b>(Md)</b> |
|--------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------------|-----------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Bor38                                | 266                         | 25                          | 16                     | 35                      | -                           | 4                        | 250                     |
| Bor39                                | 267                         | 22                          | 14-18                  | 45-100                  | 20-200                      | 3-10                     | 150-350                 |
| Bor44                                | 292                         | 26                          | 8--16                  | 25-100                  | 60-1000                     | 3-5                      | 20-300                  |
| Bor41                                | 45                          | 8                           | 16                     | 45-80                   | 50-80                       | 3                        | 100-200                 |
| <b>PROMEDIO</b><br><b>YACIMIENTO</b> | -                           | 22                          | 15                     | 40                      | -                           | 3                        | 217                     |

# **ANEXO B**

**Propiedades roca-fluido y fluido-fluido**

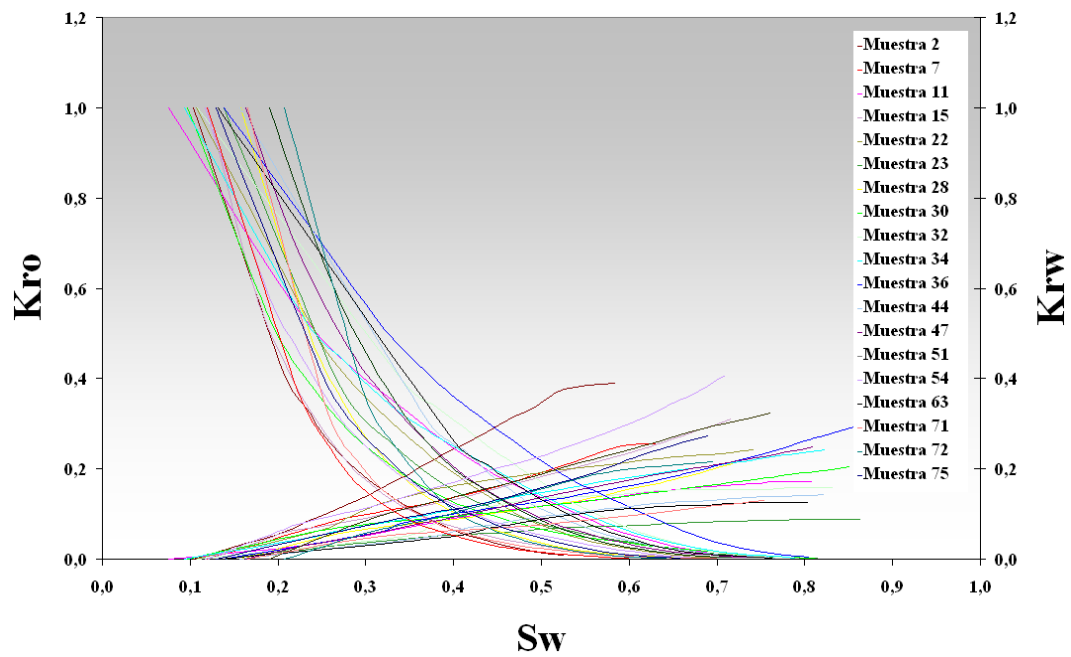


Figura B-1 Curvas de permeabilidades relativas del núcleo del pozo BOR31.

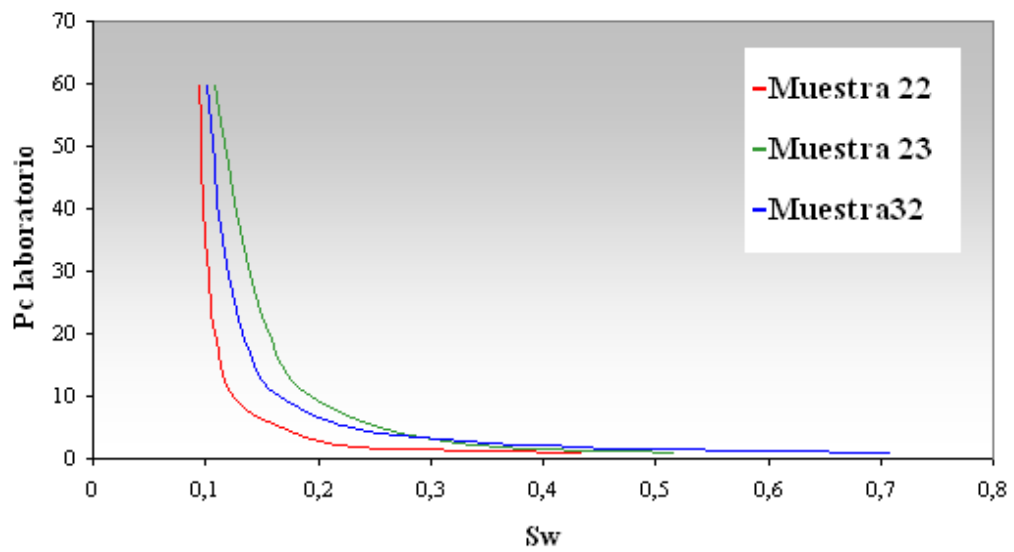


Figura B-2 Curvas de presión capilar del núcleo del pozo BOR31.

**Tabla B-1 Datos del análisis especial de núcleo, pozo BOR31.**

| <b>Muestras con Pruebas de Permeabilidades Relativas</b> |                               |               |
|----------------------------------------------------------|-------------------------------|---------------|
| Nº de muestra                                            | Permeabilidad, md Klinkenberg | Porosidad (%) |
| 2                                                        | 421                           | 18,2          |
| 7                                                        | 337                           | 15,0          |
| 11                                                       | 2227                          | 19,2          |
| 15                                                       | 542                           | 16,2          |
| 22                                                       | 1100                          | 16,5          |
| 23                                                       | 1612                          | 17,0          |
| 28                                                       | 256                           | 14,3          |
| 30                                                       | 1735                          | 16,6          |
| 32                                                       | 1361                          | 17,3          |
| 34                                                       | 2907                          | 19,5          |
| 36                                                       | 1255                          | 16,8          |
| 44                                                       | 1269                          | 16,9          |
| 47                                                       | 580                           | 13,4          |
| 51                                                       | 344                           | 14,4          |
| 54                                                       | 528                           | 16,5          |
| 63                                                       | 1471                          | 18,5          |
| 71                                                       | 267                           | 11,9          |
| 72                                                       | 142                           | 12,1          |
| 75                                                       | 594                           | 15,6          |

| <b>Muestras con Pruebas de Presión Capilar</b> |                               |               |
|------------------------------------------------|-------------------------------|---------------|
| Nº de muestra                                  | Permeabilidad, md Klinkenberg | Porosidad (%) |
| 22                                             | 1100                          | 16,5          |
| 23                                             | 1612                          | 17,0          |
| 32                                             | 1361                          | 17,3          |

# **ANEXO C**

## **Propiedades PVT**

Figura C-1 Validación de datos PVT con la prueba de compresibilidad, pozo BOR16.

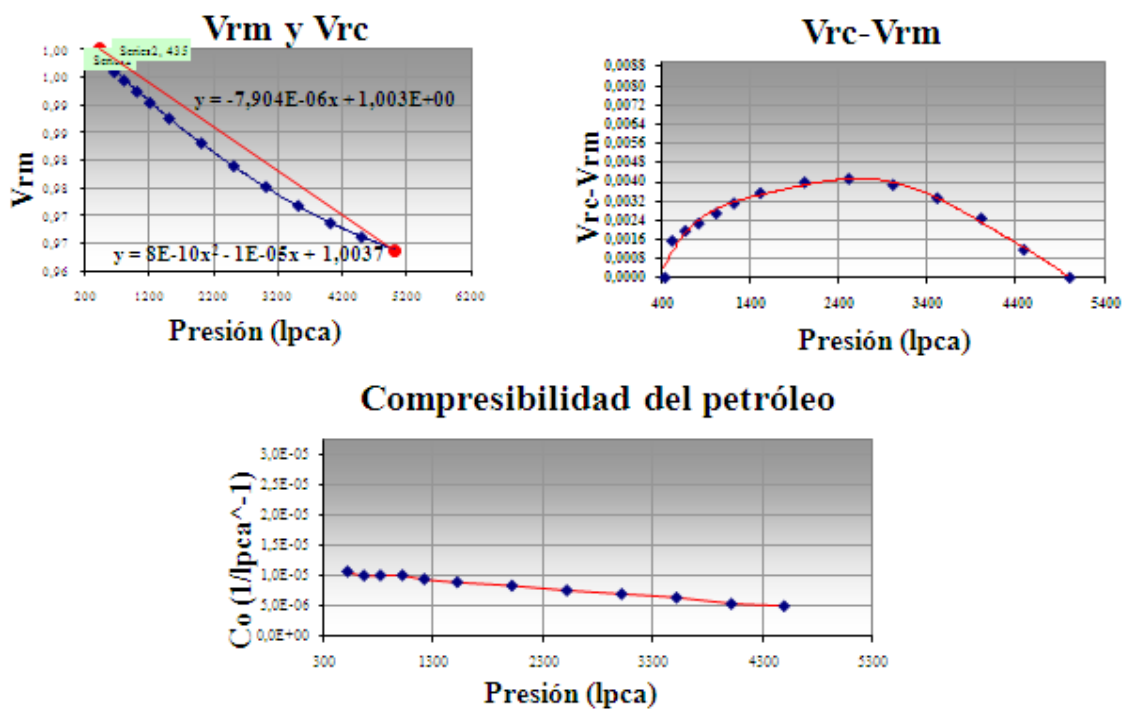


Figura C-2 Validación de datos PVT con la prueba de compresibilidad, pozo BOR25.

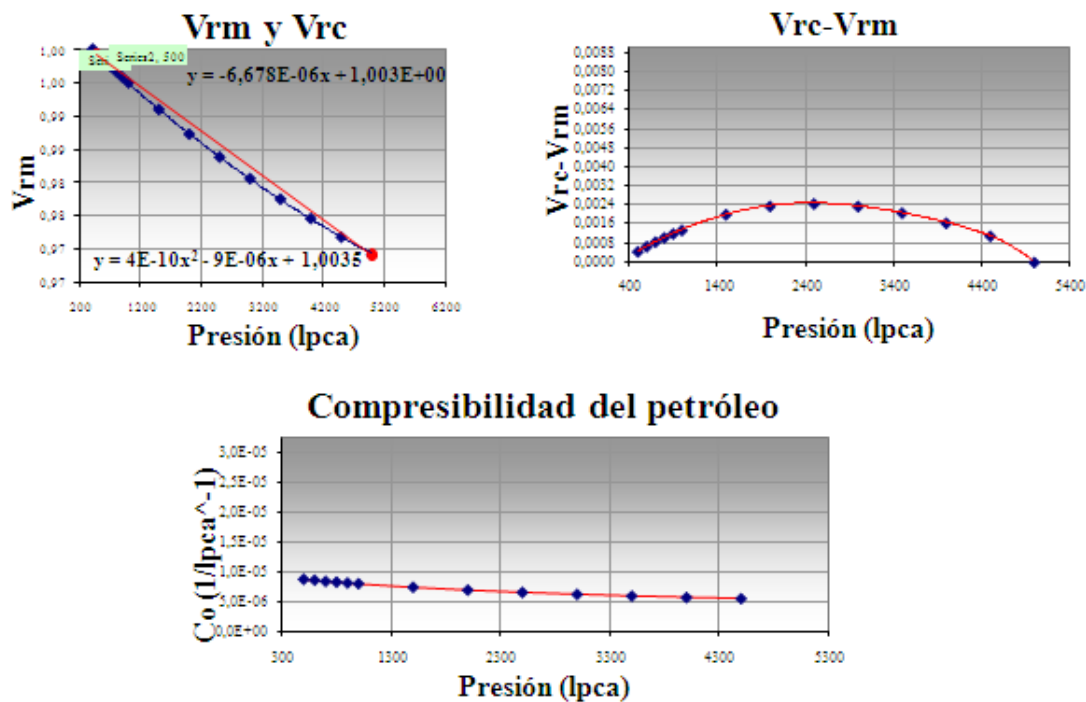


**Tabla C-1 Validación por linealidad de la función “Y”, pozo BOR7.**

| <b>Presión<br/>(lpca)</b> | <b>Vol.<br/>relativo</b> | <b>Función<br/>"Y"</b> | <b>Función<br/>"Y"<br/>ajustada</b> | <b>%Error (y)</b> | <b>Vr.<br/>ajustado</b> |
|---------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------------|
| 135                       | 1,0134                   | 5,5445                 | 5,2819                              | 4,74              | 1,0134                  |
| 115                       | 1,0551                   | 4,7345                 | 4,9519                              | 4,59              | 1,0551                  |
| 95                        | 1,1173                   | 4,4877                 | 4,6219                              | 2,99              | 1,1173                  |
| 75                        | 1,2121                   | 4,3998                 | 4,2919                              | 2,45              | 1,2121                  |
| 55                        | 1,4279                   | 3,8245                 | 3,9619                              | 3,59              | 1,4279                  |
| 25                        | 2,3328                   | 3,6014                 | 3,4669                              | 3,73              | 2,3328                  |

**Tabla C-2 Validación por linealidad de la función “Y”, pozo BOR16.**

| <b>Presión<br/>(lpca)</b> | <b>Vol.<br/>relativo</b> | <b>Función<br/>"Y"</b> | <b>Función<br/>"Y"<br/>ajustada</b> | <b>%Error (y)</b> | <b>Vr.<br/>ajustado</b> |
|---------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------------------|-------------------|-------------------------|
| 415                       | 1,01200                  | 4,0161                 | 4,009                               | 0,18              | 1,0120                  |
| 335                       | 1,08420                  | 3,5452                 | 3,529                               | 0,46              | 1,0842                  |
| 275                       | 1,18300                  | 3,1793                 | 3,169                               | 0,33              | 1,1830                  |
| 195                       | 1,45740                  | 2,6908                 | 2,689                               | 0,07              | 1,4574                  |

**Tabla C-3 Validación por linealidad de la función “Y”, pozo BOR25.**

| <b>Presión<br/>(lpca)</b> | <b>Vol.<br/>relativo</b> | <b>Función<br/>"Y"</b> | <b>Función<br/>"Y"<br/>ajustada</b> | <b>%Error<br/>(y)</b> | <b>Vr.<br/>ajustado</b> |
|---------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------------------|-----------------------|-------------------------|
| 410                       | 1,0020                   | 2,4970                 | 2,4948                              | 0,09                  | 1,0020                  |
| 409                       | 1,0029                   | 2,4951                 | 2,4925                              | 0,10                  | 1,0029                  |
| 407                       | 1,0049                   | 2,4912                 | 2,4879                              | 0,13                  | 1,0049                  |
| 404                       | 1,0080                   | 2,4853                 | 2,481                               | 0,17                  | 1,0080                  |
| 399                       | 1,0132                   | 2,4755                 | 2,4695                              | 0,24                  | 1,0132                  |
| 393                       | 1,0196                   | 2,4636                 | 2,4557                              | 0,32                  | 1,0196                  |
| 353                       | 1,0702                   | 2,3825                 | 2,3637                              | 0,79                  | 1,0702                  |
| 307                       | 1,1497                   | 2,2847                 | 2,2579                              | 1,17                  | 1,1497                  |
| 247                       | 1,3109                   | 2,1485                 | 2,1199                              | 1,33                  | 1,3109                  |
| 183                       | 1,6285                   | 1,9910                 | 1,9727                              | 0,92                  | 1,6285                  |
| 151                       | 1,9062                   | 1,9074                 | 1,8991                              | 0,44                  | 1,9062                  |
| 112                       | 2,4853                   | 1,8034                 | 1,8094                              | 0,33                  | 2,4853                  |
| 96                        | 2,8683                   | 1,7618                 | 1,7726                              | 0,61                  | 2,8683                  |
| 69                        | 3,9232                   | 1,7006                 | 1,7105                              | 0,58                  | 3,9232                  |

**Tabla C-4 Validación de datos PVT con la prueba de densidad, pozo BOR7.**

|                                          |                 |
|------------------------------------------|-----------------|
| <b>Prueba de liberacion diferencial:</b> |                 |
| Den-odb (gr/cc) :                        | 0,7601          |
| <b>Prueba del separador:</b>             |                 |
| Temperatura (°F):                        | 97              |
| Presión (Lpca):                          | 70              |
| Bofb (BY/BN):                            | 1,16346         |
| Rs (PCN/BN):                             |                 |
| En el Separador:                         | 15              |
| En el Tanque:                            | 0               |
| Gravedad Especifica del Gas:             |                 |
| En el Separador:                         | 0,7947          |
| En el Tanque:                            | 0,863           |
| °API (crudo del tanque):                 | 25,6            |
|                                          |                 |
| <b>Den-ofb (lb/BY) =</b>                 | <b>271,7368</b> |
| <b>Den-ofb (gr/cc) =</b>                 | <b>0,7760</b>   |
|                                          |                 |
| <b>% Diferencia:</b>                     | <b>2,09</b>     |

**Tabla C-5 Validación de datos PVT con la prueba de densidad, pozo BOR25.**

|                                          |                 |
|------------------------------------------|-----------------|
| <b>Prueba de liberacion diferencial:</b> |                 |
| Den-odb (gr/cc) :                        | 0,8285          |
| <b>Prueba del separador:</b>             |                 |
| Temperatura (°F):                        | 90              |
| Presión (Lpca):                          | 30              |
| Bofb (BY/BN):                            | 1,0984          |
| Rs (PCN/BN):                             |                 |
| En el Separador:                         | 39              |
| En el Tanque:                            | 13              |
| Gravedad Especifica del Gas:             |                 |
| En el Separador:                         | 0,7378          |
| En el Tanque:                            | 0,7847          |
| °API (crudo del tanque):                 | 25,5            |
|                                          |                 |
| <b>Den-ofb (lb/BY) =</b>                 | <b>289,8951</b> |
| <b>Den-ofb (gr/cc) =</b>                 | <b>0,8279</b>   |
|                                          |                 |
| <b>% Diferencia:</b>                     | <b>0,08</b>     |

**Tabla C-6 Prueba de desigualdad, pozo BOR7.**

| <b>Presión<br/>(Lpc)</b>                   | <b><math>\Delta p</math>-Int<br/>(lpca)</b>    | <b>Rs<br/>(PCN/BN)</b> | <b>Bo<br/>(BY/BN)</b>        | <b>Bg<br/>(PCY/PCN)</b> |
|--------------------------------------------|------------------------------------------------|------------------------|------------------------------|-------------------------|
| 145                                        |                                                | 0                      | 1,20405                      |                         |
| 115                                        | 30                                             | 3                      | 1,19304                      | 0,178686                |
| 85                                         | 30                                             | 8                      | 1,17920                      | 0,242192                |
| 55                                         | 30                                             | 15                     | 1,14884                      | 0,375089                |
| 15                                         | 40                                             | 25                     | 1,08830                      | 1,380032                |
|                                            |                                                |                        |                              |                         |
| <b><math>\Delta B_{ob}/\Delta P</math></b> | <b><math>B_g \Delta R_{sd}/\Delta P</math></b> | <b>Cond&gt;0</b>       | <b>U<sub>gas</sub> (CPS)</b> | <b>Z</b>                |
| 0,000367                                   | -0,003182                                      | -0,003549              | 0,0143                       | 0,9896                  |
| 0,000461                                   | -0,007189                                      | -0,007650              | 0,0142                       | 0,9914                  |
| 0,001012                                   | -0,015587                                      | -0,016599              | 0,0140                       | 0,9935                  |
| 0,001514                                   | -0,061444                                      | -0,062957              | 0,0138                       | 0,9969                  |