



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“LAS PRUEBAS DE INYECTIVIDAD EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN:

INDA HERRERA DAVID ANTONIO
SOTELO CALDERÓN ALAN CAMERINO

DIRECTOR: ING. OCTAVIO STEFFANI VARGAS
DIRECTOR ADJUNTO: ING. JOSÉ MARÍA PETRÍZ MUNGUÍA

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2012



ÍNDICE

| | |
|--|------------------|
| RESUMEN..... | <u>IX</u> |
| CAPÍTULO 1. GENERALIDADES..... | 1 |
| 1.1 CONCEPTOS BÁSICOS..... | 1 |
| 1.1.1 <i>Propiedades de la roca</i> | 1 |
| 1.1.2 <i>Propiedades de los fluidos</i> | 9 |
| 1.1.3 <i>Propiedades del aceite</i> | 10 |
| 1.1.4 <i>Propiedades del gas</i> | 13 |
| 1.1.5 <i>Propiedades del agua</i> | 15 |
| 1.1.6 <i>Geles</i> | 17 |
| CAPÍTULO 2. FLUJO EN MEDIOS POROSOS..... | 19 |
| 2.1 ECUACIÓN DE DARCY..... | 19 |
| 2.2 REGÍMENES DE FLUJO..... | 21 |
| 2.2.1 <i>Flujo estacionario</i> | 22 |
| 2.2.2 <i>Flujo transitorio</i> | 23 |
| 2.2.3 <i>Flujo pseudo-estacionario</i> | 23 |
| 2.3 GEOMETRÍAS DE FLUJO..... | 24 |
| 2.3.1 <i>Flujo radial</i> | 24 |
| 2.3.2 <i>Flujo lineal y bilineal</i> | 25 |
| 2.3.3 <i>Flujo esférico y semiesférico</i> | 26 |
| 2.4 ECUACIÓN DE DIFUSIÓN..... | 27 |
| 2.5 PRUEBAS DE PRESIÓN..... | 32 |
| 2.5.1 <i>Pruebas de decremento de presión</i> | 33 |
| 2.5.2 <i>Pruebas de incremento de presión</i> | 34 |
| 2.5.3 <i>Prueba inyektividad</i> | 35 |
| 2.5.4 <i>Prueba fall-off</i> | 36 |
| 2.5.5 <i>Prueba de interferencia</i> | 37 |
| 2.5.6 <i>Prueba de pulsos</i> | 38 |
| 2.5.7 <i>Prueba de gastos escalonados (SRT)</i> | 39 |
| 2.5.8 <i>Drill stem test (DST)</i> | 40 |
| 2.6 EFECTO DEL DAÑO..... | 41 |
| 2.7 ALMACENAMIENTO..... | 42 |
| 2.8 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN..... | 43 |
| 2.9 TÉCNICAS DE INTERPRETACIÓN..... | 44 |
| 2.9.1 <i>Función derivada de la presión</i> | 45 |
| 2.9.1.1 <i>Derivada de Bourdet en tiempos tempranos</i> | 46 |
| 2.9.1.2 <i>Derivada de Bourdet en estado pseudo-estacionario</i> | 46 |
| 2.9.1.3 <i>Derivada de Bourdet y flujo radial en yacimiento infinito</i> | 47 |
| 2.9.1.4 <i>Derivada de Bourdet y los modelos de pozo y de yacimiento</i> | 48 |

| | |
|--|-----------|
| 2.9.2 Curvas tipo..... | 49 |
| 2.9.3 Análisis logarítmico..... | 49 |
| 2.10 TEORÍA DEL MODELO RADIAL COMPUESTO..... | 50 |
| 2.10.1 Comportamiento log-log..... | 51 |
| 2.10.2 Análisis especializado..... | 53 |
| 2.10.3 Efecto del almacenamiento en el pozo..... | 54 |
| 2.10.4 Evaluación del daño..... | 54 |
| 2.10.5 Extensiones del modelo compuesto..... | 55 |
| 2.10.6 Situaciones óptimas donde debería usar un modelo compuesto para describir el yacimiento. ... | 55 |
| | |
| CAPÍTULO 3. ADQUISICION DE LA INFORMACIÓN..... | 56 |
| 3.1 METODOLOGÍA FEL..... | 56 |
| 3.1.1 Elementos del FEL: Visualización, Conceptualización, Definición..... | 59 |
| 3.2 LA METODOLOGÍA FEL DENTRO DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP)..... | 60 |
| 3.2.1 Descripción de las actividades..... | 61 |
| 3.3 DISEÑO DE PRUEBAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN..... | 62 |
| 3.3.1 Consideraciones para la selección de una prueba de presión..... | 63 |
| 3.3.2 Definiendo el alcance de la prueba a desarrollar..... | 64 |
| 3.3.3 Especificaciones de la prueba..... | 65 |
| 3.3.4 Secuencia de la prueba..... | 65 |
| 3.3.5 Selección del equipo..... | 66 |
| 3.4 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA FEL A LA ADQUISICIÓN DE LA INFORMACIÓN MEDIANTE PRUEBAS DE PRESIÓN..... | 67 |
| | |
| CAPÍTULO 4. PRUEBAS DE INYECTIVIDAD..... | 70 |
| 4.1 RESEÑA DE LAS PRUEBAS DE INYECTIVIDAD..... | 70 |
| 4.2 PRUEBA FALL-OFF..... | 70 |
| 4.3 ANÁLISIS DE YACIMIENTOS CON DISTINTOS BANCOS DE FLUIDOS..... | 77 |
| 4.3.1 Método de Hazebroek, Rainbow y Matthews..... | 77 |
| 4.4 ANÁLISIS DE UN YACIMIENTO COMPUESTO DE DOS BANCOS DE FLUIDOS..... | 83 |
| 4.4.1 Metodo de Merrill, Kazemi y Gogarty..... | 84 |
| 4.4.2 Método de Muskat..... | 85 |
| 4.5 PRUEBA DE GASTOS MÚLTIPLES (MULTI RATE TEST)..... | 87 |
| 4.5.1 Prueba de gastos escalonados (step rate test)..... | 88 |
| 4.5.2 Minifrac..... | 90 |
| 4.6 GRÁFICAS DE DIAGNÓSTICO..... | 92 |
| 4.6.1 Gráfica de diagnóstico presión contra tiempo de Horner..... | 92 |
| 4.6.2 Gráfica de diagnóstico presión contra raíz cuadrada del tiempo..... | 93 |
| 4.6.3 Gráfica de diagnóstico logaritmo de presión contra logaritmo del tiempo..... | 94 |
| 4.6.4 Gráfica de diagnóstico presión contra función G..... | 95 |
| 4.7 EVALUACIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD DE UNA FRACTURA..... | 96 |

| | |
|---|------------|
| CAPÍTULO 5. APLICACIONES EN CAMPO..... | 102 |
| 5.1 PROGRAMACIÓN DE ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN DURANTE LA TERMINACIÓN DEL POZO..... | 102 |
| 5.2 RELACIÓN DE MOVILIDAD IGUAL A LA UNIDAD. | 102 |
| 5.2.1 <i>Características del campo Puma Norte</i> | 102 |
| 5.2.2 <i>Pozo Puma Norte-16</i> | 105 |
| 5.3 RELACIÓN DE MOVILIDAD DIFERENTE DE LA UNIDAD..... | 111 |
| 5.3.1 <i>Características del Campo Alacrán</i> | 111 |
| 5.3.2 <i>Pozo Alacrán-9</i> | 111 |
| 5.3.3 <i>Pozo Alacrán-55</i> | 122 |
| 5.3.4 <i>Pozo Alacrán-155</i> | 125 |
| | |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. | 128 |
| | |
| NOMENCLATURA Y SIMBOLOGIA | 129 |
| | |
| REFERENCIAS..... | 132 |

LÍSTA DE FIGURAS

| | |
|---|-----------|
| CAPÍTULO 1. GENERALIDADES..... | 1 |
| Figura 1.1. Porosidad primaria..... | 2 |
| Figura 1.2. Porosidad secundaria..... | 2 |
| Figura 1.3. Determinación de la mojabilidad mediante el ángulo de contacto..... | 4 |
| Figura 1.4. Tensión superficial..... | 4 |
| Figura 1.5. Presión capilar..... | 5 |
| Figura 1.6. Permeabilidad efectiva..... | 5 |
| Figura 1.7. Permeabilidad relativa..... | 6 |
| Figura 1.8. Correlación de Hall, correlaciona la compactación de la roca vs. la porosidad..... | 7 |
| Figura 1.9. Correlación de Hall, correlaciona la compresibilidad efectiva de la roca vs. la porosidad..... | 8 |
| Figura 1.10. Correlación de Newman..... | 9 |
| Figura 1.11. Correlación de Van der Knaap..... | 9 |
| Figura 1.12. Factor de volumen del aceite..... | 12 |
| Figura 1.13. Relación de solubilidad..... | 13 |
| Figura 1.14. Relación gas-aceite..... | 13 |
| Figura 1.15. Factor de volumen del gas..... | 15 |
| Figura 1.16. Comportamiento del factor de volumen del agua a presión constante y temperatura de yacimiento..... | 17 |
| Figura 1.17. Diagrama reológico..... | 18 |
| | |
| CAPÍTULO 2. FLUJO EN MEDIOS POROSOS..... | 19 |
| Figura 2.1. Experimento de Darcy..... | 20 |
| Figura 2.2. Regímenes de flujo durante una prueba de presión..... | 22 |
| Figura 2.3. Comportamiento típico de los distintos regímenes de flujo..... | 22 |
| Figura 2.4. Comportamiento de la presión en un estado de flujo estacionario..... | 23 |
| Figura 2.5. Comportamiento de la presión en estado transitorio..... | 23 |
| Figura 2.6. Comportamiento de la presión durante el flujo..... | 24 |
| pseudo-estacionario..... | 24 |
| Figura 2.7. Flujo radial..... | 24 |
| Figura 2.8. Vista de planta para flujo radial..... | 25 |
| Figura 2.9. Vista lateral para flujo radial..... | 25 |
| Figura 2.10. Flujo lineal..... | 26 |
| Figura 2.11. Flujo lineal ideal en una fractura..... | 26 |
| Figura 2.12. Flujo semiesférico..... | 26 |
| Figura 2.13. Flujo esférico debido a que el intervalo no está totalmente disparado..... | 27 |
| Figura 2.14. Flujo semiesférico en un pozo parcialmente penetrante..... | 27 |
| Figura 2.15. Volumen Elemental utilizado en la deducción de la ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas..... | 29 |

| | |
|--|----|
| Figura 2.16. Gasto típico de una prueba de decremento. Antes de realizar la medición es los datos el pozo debe estar cerrado (t de 0 a 20), la medición de los mismos inicia hasta que el pozo es abierto (t>20). | 33 |
| Figura 2.17. Historia de presión de una prueba de decremento. | 34 |
| Figura 2.18. Gasto típico de una prueba de incremento. Antes de realizar la prueba el pozo debió producir a un gasto constante cierto tiempo (t de 0 a 100) y posteriormente es cerrado para realizar las mediciones (t>100). | 35 |
| Figura 2.19. Historia de presión de una prueba de incremento. | 35 |
| Figura 2.20. Gasto típico de una prueba de inyección. La inyección del fluido debe realizarse a gasto constante. | 36 |
| Figura 2.21. Historia de presión de una prueba de inyección. | 36 |
| Figura 2.22. Gasto típico de una prueba fall-off. Después de un periodo de inyección (t de 0 a 2.5) se inicia la medición de datos a pozo cerrado (t>2.5). | 37 |
| Figura 2.23. Historia de presión de una prueba fall-off. | 37 |
| Figura 2.24. Gasto típico de una prueba de pulso para un pozo pulsante. | 38 |
| Figura 2.25. Historia de presión de una prueba de pulso para un pozo observador. | 39 |
| Figura 2.26. Gráfica de presión contra gasto de una prueba SRT. Realizada con el fin de obtener la presión de fractura. | 39 |
| Figura 2.27. Gasto típico de una prueba SRT. | 40 |
| Figura 2.28. Historia de presión de una prueba SRT. | 40 |
| Figura 2.29. Gasto típico de una prueba DST. | 41 |
| Figura 2.30. Historia de presión de una prueba DST. | 41 |
| Figura 2.31. Área de influencia del daño y su comportamiento. | 42 |
| Figura 2.32. Arreglo de pozos múltiples. | 43 |
| Figura 2.33. Ilustración grafica de una superposición simple. | 44 |
| Figura 2.34. Gráfica semilog de la derivada de Bourdet. | 45 |
| Figura 2.35. Gráfica log-log de la derivada de Bourdet. | 46 |
| Figura 2.36. Gráfica de la derivada de Bourdet con los distintos regímenes de flujo. | 48 |
| Figura 2.37. Gráfica de la derivada de Bourdet y otros modelos que no son comúnmente usados. | 49 |
| Figura 2.38. Modelo radial compuesto. | 50 |
| Figura 2.39. Perfil de de distribución de la presión para un modelo radial compuesto. | 51 |
| Figura 2.40. Respuesta de una prueba de incremento usando el modelo radial compuesto. | 52 |
| Figura 2.41. Respuesta log-log usando el modelo radial compuesto. | 52 |
| Figura 2.42. Respuesta log-log del modelo radial compuesto cuando M es distinto a D. | 53 |
| Figura 2.43. Gráfica semilog del modelo radial compuesto. | 53 |
| Figura 2.44. Influencia del efecto de almacenamiento en el modelo radial compuesto. | 54 |
| Figura 2.45. Influencia del daño en el modelo radial compuesto. | 55 |

CAPÍTULO 3. ADQUISICION DE LA INFORMACIÓN.56

| | |
|---|----|
| Figura 3.1. Ciclo de vida de un proyecto diseñado mediante la metodología FEL. | 57 |
| Figura 3.2. Modelo FEL en gerencia de proyectos | 59 |

| | |
|---|----|
| Figura 3.3. Dentro del proceso de desarrollo de un campo las pruebas de presión tienen mayor trascendencia en la caracterización de los yacimientos. | 61 |
| Figura 3.4. Secuencia a seguir para la toma de datos. | 63 |
| Figura 3.5. Diagrama de flujo para la toma de información..... | 69 |

CAPÍTULO 4. PRUEBAS DE INYECTIVIDAD.....70

| | |
|---|-----|
| Figura 4.1. Comportamiento del gasto y presión antes y después de una prueba de inyección. 72 | |
| Figura 4.2. Identificación de la pendiente por medio de la gráfica de Horner..... | 72 |
| Figura 4.3. Gráficas para la identificación de los factores de forma mostrados en la figura 4.5 mediante el método de Horner..... | 74 |
| Figura 4.4. Gráficas para la identificación de los factores de forma mostrados en la figura 4.5 mediante el método de Miller-Dyes-Hutchinson..... | 75 |
| Figura 4.5. Factores de forma para diferentes arreglos de pozo. | 76 |
| Figura 4.6. Valores de la función F contra varios valores para la relación de movilidad caso 1. . | 81 |
| Figura 4.7. Valores de la función F contra varios valores para la relación de movilidad caso 2. . | 82 |
| Figura 4.8. Esquema de múltiples bancos de fluidos. | 83 |
| Figura 4.9. Datos de presión simulados en una prueba fall-off para un sistema con dos bancos de fluidos. | 84 |
| Figura 4.10. Presión adimensional del método de Muskat para un pozo al centro de un cuadrado que tiene una frontera a presión constante. | 86 |
| Figura 4.11. Gráfica de una prueba de presión a gastos múltiples. | 87 |
| Figura 4.12. Gráfica de una prueba de presión a gastos escalonados. | 89 |
| Figura 4.13. Gráfica donde se obtienen los valores de pendiente y ordena al origen en una prueba a gastos escalonados. | 90 |
| Figura 4.14. Gráfica de una operación minifrac. | 91 |
| Figura 4.15. Gráfica de presión contra el tiempo de Horner..... | 93 |
| Figura 4.16. Gráfica de presión contra la raíz cuadrada del tiempo. | 94 |
| Figura 4.17. Gráfica del logaritmo de presión contra el logaritmo del tiempo..... | 95 |
| Figura 4.18. Gráfica de la presión contra la función G. | 96 |
| Figura 4.19. Modelo de fractura de conductividad infinita..... | 97 |
| Figura 4.20. Flujo lineal en la etapa temprana de flujo a través de una fractura. | 97 |
| Figura 4.21. Variación del área de drene cuando se presenta flujo lineal. | 98 |
| Figura 4.22. Gráfica del comportamiento de una fractura con conductividad infinita..... | 99 |
| Figura 4.23. Modelo de fractura de conductividad finita..... | 99 |
| Figura 4.24. Flujo bilineal en la etapa temprana de flujo a través de una fractura. | 99 |
| Figura 4.25. Gráfica del comportamiento de una fractura con conductividad finita. | 101 |

CAPÍTULO 5. APLICACIONES EN CAMPO.....102

| | |
|--|-----|
| Figura 5.1. Configuración estructural del campo Puma Norte..... | 103 |
| Figura 5.2. Diagrama de flujo para la programación de la toma de información. | 104 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5.3. Estado mecánico del pozo Puma Norte-16. | 106 |
| Figura 5.4. Registro estático por estaciones realizado al pozo Puma Norte-16..... | 106 |
| Figura 5.5. Registro geofísico del pozo Puma Norte-16. | 107 |
| Figura 5.6. Gráfico del comportamiento de presión durante la inyección en el pozo Puma Norte-16..... | 108 |
| Figura 5.7. Prueba fall-off del pozo Puma Norte-16..... | 109 |
| Figura 5.8. Comportamiento de la deriva de presión de la prueba de incremento de los pozos: Puma Norte-59 (izquierda) y Puma Norte-1238 (derecha). | 109 |
| Figura 5.9. Ubicación de pozos vecinos al pozo Puma Norte-16 que identificaron fronteras a presión constante..... | 110 |
| Figura 5.10. Comparación de los modelos geológicos petrofísicos, en los que se muestra la extensión de la falla identificada mediante la interpretación de la prueba fall-off en el pozo 16 y corroborada por la interpretación de las pruebas de presión en los pozos 59 y 1238 del mismo campo..... | 110 |
| Figura 5.11. Configuración estructural de la formación Cretácico en el campo Alacrán y ubicación de los pozos en estudio..... | 111 |
| Figura 5.12. Estado mecánico del pozo Alacrán-9..... | 112 |
| Figura 5.13. Registro estático por estaciones para el intervalo 6002-6045 m. | 113 |
| Figura 5.14. Resultado del trazador radioactivo, se observa por el comportamiento de la línea negra que el intervalo 5945-5985 m admitió mayor cantidad de trazador. | 114 |
| Figura 5.15. Comportamiento del pozo Alacrán-9 durante la prueba de interferencia..... | 115 |
| Figura 5.16. Registro estático por estaciones para el intervalo 5735-5790 m. | 115 |
| Figura 5.17. Registros geofísicos del pozo Alacrán-9. | 116 |
| Figura 5.18. Registro estático por estaciones para el intervalo 5890-5940 m. | 117 |
| Figura 5.19. Step rate test del intervalo 6002-6045 m..... | 118 |
| Figura 5.20. Comportamiento de presiones en la cabeza del pozo durante el minifrac del intervalo 6002-6045 m. | 118 |
| Figura 5.21. Comportamiento de la derivada de presión de la Prueba fall off en el intervalo 6002-6045 m. | 119 |
| Figura 5.22. Comportamiento de presiones en la cabeza del pozo durante el minifrac del intervalo 5945-5845 m. | 120 |
| Figura 5.23. Step rate test del intervalo 5945-5985 m..... | 120 |
| Figura 5.24. Prueba fall-off para el intervalo 5945-5985 m. | 121 |
| Figura 5.25. Comportamiento de sensor de fondo en el pozo Alacrán 9..... | 122 |
| Figura 5.26. Comportamiento de la presión en la cabeza del pozo Alacrán-55 durante el minifrac..... | 123 |
| Figura 5.27. Prueba fall-off en el pozo Alacrán-55. | 123 |
| Figura 5.28. Comportamiento de la presión en el pozo Alacrán-55..... | 124 |
| Figura 5.29. Comparativo de pruebas fall-off entre los pozos Alacrán-9 y Alacrán-55..... | 124 |
| Figura 5.30. Comportamiento de la presión en la cabeza del pozo Alacrán-155 durante el minifrac..... | 125 |
| Figura 5.31. Comportamiento registrado por el sensor de fondo durante el cierre del pozo Alacrán-155. | 126 |
| Figura 5.32. Prueba fall-off realizada al pozo Alacrán-155..... | 127 |

LISTA DE TABLAS.

| | |
|--|------------|
| CAPÍTULO 1. GENERALIDADES..... | 1 |
| Tabla 1.1. Coeficientes del agua libre de gas. | 17 |
| Tabla 1.2. Coeficientes del agua saturada de gas. | 17 |
| | |
| CAPÍTULO 4. PRUEBAS DE INYECTIVIDAD..... | 70 |
| Tabla 4.1. Función $f(\theta)$ vs. θ para calcular kh | 79 |
| | |
| CAPÍTULO 5. APLICACIONES EN CAMPO..... | 102 |
| Tabla 5.1. Características generales del campo Puma Norte..... | 103 |
| Tabla 5.2. Datos obtenidos de la prueba fall-off del pozo Puma Norte-16..... | 108 |
| Tabla 5.3. Parámetros del yacimiento y de los fluidos obtenidos de la prueba fall-off del intervalo 6002-6045 m..... | 119 |
| Tabla 5.4. Resultados obtenidos de la prueba fall-off del intervalo 5945-5985 m..... | 121 |
| Tabla 5.5. Datos obtenido de la prueba fall-off del pozo Alacrán-55 mediante el modelo radial compuesto..... | 125 |
| Tabla 5.6. Datos obtenido de la prueba fall-off del pozo Alacrán-155 mediante el modelo radial compuesto. | 127 |
| Tabla 5.7. Valores obtenido de las pruebas fall-off realizadas a todos los pozos..... | 127 |

Resumen.

La adquisición de datos en formaciones que producen a través de fracturas puede ser útil para redefinir la estrategia de producción y perforación a seguir en el desarrollo futuro de un campo; obtener esta información de pozos, que llegan a ser perforados y son catalogados como no productores, puede ser muy útil en el uso de los mismos para continuar o cancelar su perforación. Este paso es de vital importancia en tiempos actuales ya que puede proporcionar una solución factible en el momento de darle certeza a las reservas así como a la producción en zonas donde ya se dispone de información y cuyos parámetros están identificados en otros pozos dentro de la misma área, es decir, pozos análogos.

En este trabajo se presentan las pruebas *fall-off* y *Step rate* como una opción para la obtención de información adicional en este tipo de formaciones cuyo fracturamiento no es homogéneo. Las pruebas de variación de presión involucran la inyección de fluidos, a un gasto constante, de cierto volumen de fluido (generalmente agua de la perforación), los datos obtenidos mediante las mismas sirven de apoyo para caracterizar dinámicamente la zona cubierta por el radio de investigación en la prueba de estos pozos; la interpretación y análisis de esta información proporciona nuevos elementos que permitirán definir o modificar la estrategia de producción y de perforación que se debe seguir.

El Capítulo 1 se describen las propiedades petrofísicas y de los fluidos que influyen en el flujo de fluidos en el medio poroso, así como en el comportamiento integral del yacimiento, mismo que determinarán el diseño de las pruebas de presión, *fall-off* y *Step rate*.

El Capítulo 2 hace una revisión breve de las ecuaciones básicas en el flujo de fluidos a través de medios porosos, así mismo se mencionan las características de cada tipo de flujo; se hace un resumen de la información básica a considerar durante una prueba de presión y qué tipo de datos arrojan las mismas. Se hizo una pequeña reseña del uso de la derivada en las pruebas de presión además de su comportamiento, haciendo énfasis de su uso en las pruebas *fall-off*. También se realiza una descripción de los diferentes tipos de pruebas usadas en la industria. Se describe el modelo de flujo radial compuesto y se muestran las situaciones bajo las cuales es posible utilizarlo, los parámetros que se pueden obtener de este tipo de análisis, así como los casos donde se usa el modelo radial compuesto y las consideraciones del mismo.

El Capítulo 3 presenta una breve descripción de la metodología denominada *Front End Loading* (FEL) y su importancia en la planeación y diseño de la toma de información, entre ella, las pruebas de presión cuya interpretación permite caracterizar dinámicamente el yacimiento. Esta metodología de trabajo es utilizada ampliamente por las compañías líderes de la industria petrolera; también se incluye la metodología de trabajo, consideraciones al momento de seleccionar el tipo de prueba, todo ello con el fin de facilitar la toma de datos durante una prueba de presión así como su posterior análisis.

El Capítulo 4 se menciona la metodología de análisis de los datos de presión producción/inyección recopilados durante las pruebas, haciendo énfasis en los métodos semilogarítmicos y las consideraciones de cada uno de estos. Además se presenta la metodología de análisis para los casos cuando se tiene relaciones de movilidad igual a la unidad y cuando es diferente de esta.

En este mismo capítulo se hace una recomendación sobre la metodología sugerida para analizar una prueba *fall-off*, se presenta también las gráficas log-log para el análisis e interpretación de estas pruebas y los principales parámetros que surgen de la interpretación, adicionalmente se presentan extensiones del modelo radial compuesto y las situaciones óptimas donde este modelo arroja buenos resultados.

El Capítulo 5 presenta algunos casos de campo, en los cuales se mostrarán los beneficios operativos al aplicar los resultados obtenidos del análisis e interpretación de la información, así como resaltar su importancia en la definición de la estrategia de explotación y desarrollo de los campos. Analizar e interpretar los datos obtenidos en este tipo de pozos ayuda a darle mayor certeza a la información que ya se ha conseguido en pozos productores en el mismo intervalo pero en diferente ubicación.

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES.

1.1 Conceptos básicos.

Conocer y describir las propiedades de la roca y del fluido del yacimiento es una parte importante en la etapa de explotación del mismo, debido a que la representación de la forma en la que se da el flujo de fluidos del yacimiento al pozo depende en gran medida del conocimiento de las variables que interactúan en este proceso. Por tal motivo, es necesario comprender como se obtienen, calculan y afectan estas propiedades con la finalidad de alterarlas o mantenerlas para cumplir con los objetivos específicos de un plan de explotación.

1.1.1 Propiedades de la roca.

Porosidad: Es la medida en que una roca es capaz de almacenar y contener fluidos. Cuantitativamente, la porosidad es la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca. Esta propiedad tan importante en la roca es determinada matemáticamente por la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{\text{volumen poroso}}{\text{volumen de la roca}} \quad (1.1)$$

Donde ϕ es la porosidad.

Conforme los sedimentos son depositados y las rocas empiezan a formarse, algunos espacios vacíos empiezan a desarrollarse y otros se aíslan debido a la cementación excesiva de la roca, generando que un porcentaje de los poros están interconectados y otro porcentaje esté completamente aislado, obteniendo así dos tipos de porosidad:

- Porosidad absoluta.
- Porosidad efectiva.

Porosidad absoluta: Es definida como la relación del espacio poroso total de la roca con respecto al volumen total de la misma, generalmente es expresada en fracción o porcentaje. La porosidad absoluta es generalmente calculada con la expresión siguiente:

$$\phi_a = \frac{\text{volumen poroso total}}{\text{volumen de la roca}} \quad (1.2)$$

Dado que el volumen poroso total es igual al volumen de la roca menos el volumen de grano, se puede considerar la siguiente ecuación:

$$\phi_a = \frac{\text{volumen de la roca} - \text{volumen de grano}}{\text{volumen de la roca}} \quad (1.3)$$

Donde ϕ_a es la porosidad absoluta.

Una roca podría tener una porosidad absoluta considerablemente grande, pero los poros podrían no estar interconectados, en consecuencia el flujo de fluidos sería muy pobre.

Porosidad efectiva: es el porcentaje de espacio poroso interconectado, con respecto al volumen total de la roca, es decir:

$$\phi_e = \frac{\text{volumen poroso conectado}}{\text{volumen de la roca}} \quad (1.4)$$

Donde ϕ_e es la porosidad efectiva.

Este parámetro es de vital importancia en la explotación de los yacimientos para cálculos en los cuales interviene el almacenamiento de los fluidos, ya que representa el volumen de poros interconectados que contienen hidrocarburos y que podrían ser recuperables. La porosidad también puede ser clasificada de acuerdo a su origen como primaria y secundaria.

Porosidad primaria: Esta porosidad resulta al originarse la formación geológica de las rocas, esta se da antes y durante el depósito de los sedimentos. Como por ejemplo los poros en las arenas son de porosidad primaria.

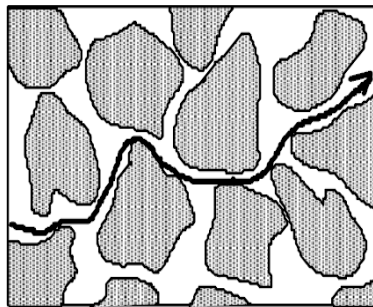


Figura 1.1. Porosidad primaria.

Porosidad secundaria: Se denomina así a cualquier abertura que se produzca posterior a la formación de la roca, se debe a procesos químicos o físicos que afectan o modifican a la roca ya formada. Un ejemplo de ella son las fracturas y cavidades de disolución (vúgulos) en rocas carbonatadas.

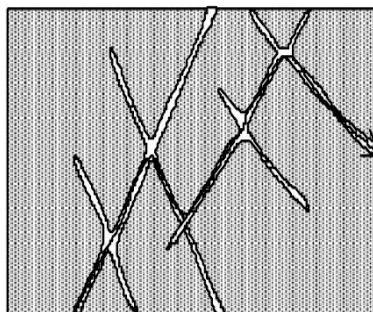


Figura 1.2. Porosidad secundaria.

Saturación: Es definida como una fracción o porcentaje del volumen poroso ocupado por un fluido, en particular (aceite, gas o agua). Esta propiedad es expresada matemáticamente por la siguiente relación:

$$S_f = \frac{\text{volumen total del fluido}}{\text{volumen de poro}} \quad (1.5)$$

Donde f puede ser aceite, gas o agua.

Todos los valores de saturación están basados en el volumen de poro y no en el grosor del yacimiento. La saturación de cada fase individual, se encuentra en un rango del 0 a 1. Por definición la suma de todas las saturaciones debe ser la unidad, por lo tanto:

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

Se cree que los fluidos contenidos en los yacimientos han alcanzado un estado de equilibrio y por lo tanto, se separan de acuerdo a su densidad. Además donde se encuentran los contactos, habrá agua congénita distribuida a través de las zonas de gas y aceite. Las fuerzas que retienen el agua en las zonas de aceite y gas son llamadas fuerzas capilares, y actúan únicamente en los poros o en espacios capilares. La saturación congénita de agua es muy importante debido a que reduce la cantidad de espacio disponible para el aceite y/o el gas. Esta no se encuentra uniformemente distribuida en el yacimiento, ya que varía con la permeabilidad, litología y la cercanía con el contacto de agua.

Saturación crítica de aceite (S_{oc}): Para que la fase de aceite fluya, la saturación de aceite debe exceder un cierto valor el cual se denomina saturación crítica de aceite, que es cuando el fluido puede comenzar a desplazarse por el espacio poroso.

Saturación de aceite remanente: Posterior a un periodo de explotación, habrá un porcentaje de aceite que permanece en el yacimiento y puede ser caracterizado cuantitativamente por un valor llamado saturación de aceite remanente. Este término es asociado cuando la fase no mojante es desplazada por la fase mojante.

Saturación de aceite móvil (S_{om}): Es definida como la fracción del volumen de poro ocupado por el aceite y que puede ser desplazado, es expresado por la siguiente ecuación:

$$S_{om} = S_{wc} + S_{oc} \quad (1.6)$$

Donde:

S_{om} = saturación de aceite móvil.

S_{wc} = saturación de agua congénita.

S_{oc} = saturación de aceite crítica.

Saturación crítica de gas: Mientras que la presión del yacimiento declina por debajo de la presión de burbuja, se libera el gas disuelto en el aceite y éste expulsa a la fase aceite del poro y consecuentemente la saturación del gas aumenta.

La fase gaseosa permanecerá inmóvil hasta que la saturación alcanza un cierto valor, llamado saturación crítica de gas, en la cual el gas comenzará a moverse.

Saturación crítica de agua: Es el valor en el cual, la fase de agua que está en el yacimiento, empieza a moverse.

Mojabilidad: Es definida como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible. La tendencia de un líquido a extenderse en la superficie de un sólido es un indicador de las características de mojabilidad.

Esta tendencia a extenderse puede ser expresada, midiendo el ángulo de contacto de la interfase con la superficie, el cual siempre es medido del vector a la cima dentro del fluido más denso y es llamado ángulo de contacto θ . Mientras el ángulo de contacto disminuye, la mojabilidad aumenta y viceversa.

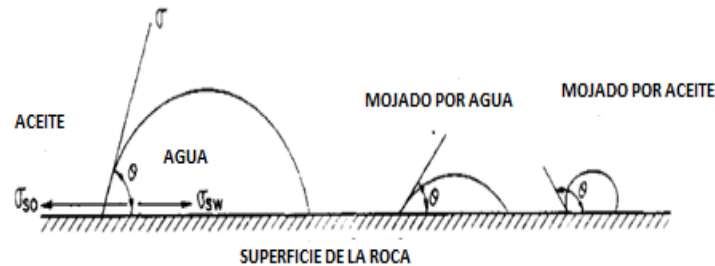


Figura 1.3. Determinación de la mojabilidad mediante el ángulo de contacto.

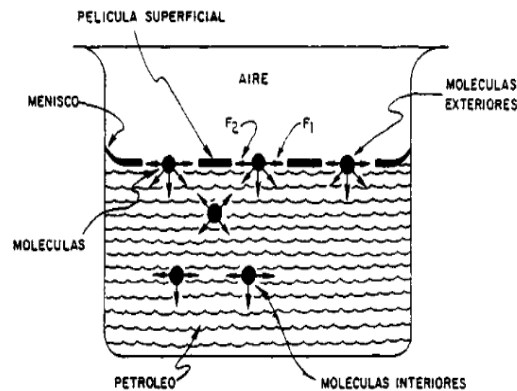


Figura 1.4. Tensión superficial.

Tensión superficial e interfacial: Cuando trabajamos con sistemas multifásicos, es necesario considerar los efectos de las fuerzas entre dos fluidos inmiscibles cuando estos están en contacto. Cuando estos dos fluidos son uno líquido y el otro gas, se llaman tensión superficial y es usado para describir las fuerzas que actúan en la interface.

Cuanto la interfase es entre dos líquidos, las fuerzas que interactúan entre ellos son llamadas tensión interfacial. La superficie de los líquidos es comúnmente cubierta con lo que pareciera una película delgada. Aunque aparentemente esta película posea poca fuerza, sin embargo actúa como una membrana delgada la cual se resiste al rompimiento. Se cree que esta es causada por la atracción de moléculas en un sistema. Todas las moléculas son atraídas una con otra en proporción al producto de sus masas y es inverso a la raíz cuadrada de la distancia entre ellas.

Presión capilar: Las fuerzas capilares en un yacimiento son el resultado de la combinación de los efectos de las tensiones superficiales e interfaciales de la roca y los fluidos, el tamaño de poro, la geometría, y las características de mojabilidad del sistema. Esto se presenta si los fluidos son el aceite y el agua, gas y agua (e incluso aire), o el aceite y el gas. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad en la presión entre estos y depende de la curvatura de la interface que los separa. Esta diferencia entre las presiones es lo que se llama presión capilar.

Presión capilar = (presión de la fase no mojante) – (presión de la fase mojante).

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (1.7)$$

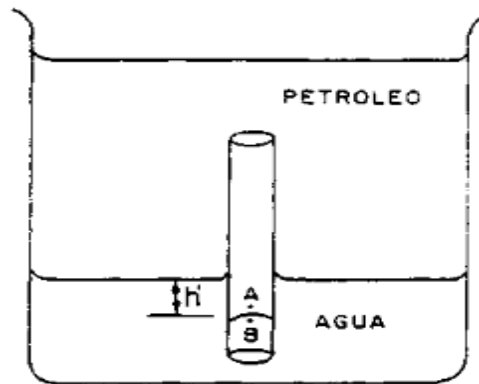


Figura 1.5. Presión capilar.

Físicamente la presión capilar o capilaridad puede definirse como la capacidad del medio para succionar a los fluidos que se encuentran contenidos en el espacio poroso, debido a los cambios de presión que se presentan en la interfase de estos.

Permeabilidad: Es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación de permitir el paso de un fluido. La permeabilidad de la roca, es una propiedad importante debido a que controla la dirección del flujo de los fluidos en el yacimiento.

Permeabilidad absoluta: Es la propiedad de la roca que permite el paso de los fluidos a través de ella cuando está saturada al 100% del mismo fluido.

Permeabilidad efectiva: Es la permeabilidad referida a un fluido en específico, el cual es capaz de moverse a través de los poros cuando el medio no está saturado al 100% del mismo fluido.

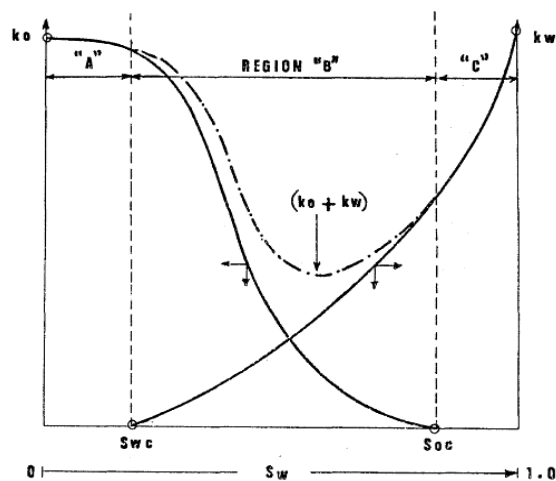


Figura 1.6. Permeabilidad efectiva.

Permeabilidad relativa: Es la relación de permeabilidades de todos los fluidos que se encuentran en el yacimiento referidas a la permeabilidad de la roca.

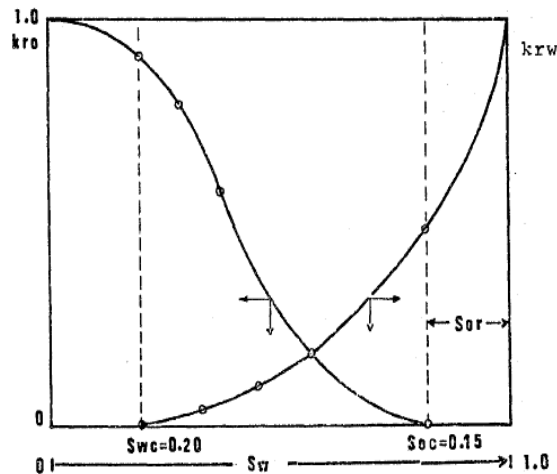


Figura 1.7. Permeabilidad relativa.

Compresibilidad de la roca: Es una presión de sobrecarga causada por el peso de las formaciones suprayacentes. La sobrecarga varía dependiendo del área, la profundidad, la estructura interna de la roca, la consolidación de la formación y el contenido de fluidos (si es que existe). La profundidad de la formación es el factor más importante, ya que típicamente el valor de la presión de sobrecarga es aproximadamente una unidad de presión por una unidad de longitud (unidades de campo). El peso de la sobrecarga aplica una fuerza compresiva al yacimiento, la presión de sobrecarga no es transmitida por los fluidos en los espacios porosos. La diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión interna del poro es conocida como presión de sobrecarga efectiva. Mientras se reduce la presión en el yacimiento, la presión de poro baja y por lo tanto la presión del volumen total de roca del yacimiento es reducido. Los granos de arena en los espacios porosos se expanden. Estos dos cambios tienden a reducir el espacio poroso y por lo tanto la porosidad de la roca. La compresibilidad disminuye con el incremento de la presión de sobrecarga efectiva y el decremento de la porosidad.

Geertsma¹ mencionó que hay tres tipos diferentes de compresibilidades que deben ser distinguidos en las rocas:

- Compresibilidad de la matriz de la roca: Es definida como el cambio fraccional en el volumen de roca sólida (granos) por una unidad de presión. Matemáticamente, el coeficiente de compresibilidad de la roca es:

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{\partial V_r}{\partial p} \right)_T \quad (1.8)$$

Donde:

C_r = compresibilidad de la matriz de roca.
 V_r = volumen de sólidos.

- Compresibilidad del volumen de roca: es definida como el cambio fraccional en el volumen total de la roca por unida de presión. Es definida de la siguiente manera:

$$C_b = -\frac{1}{V_B} \left(\frac{\partial V_B}{\partial p} \right)_T \quad (1.9)$$

Donde:

p = presión de poro.

C_b = compresibilidad del volumen total de la roca.

V_B = volumen total de la roca.

- Compresibilidad del poro: la compresibilidad del poro es definida como el cambio fraccional en el volumen de poros de la roca por unidad de presión y es dado por la siguiente relación:

$$C_p = \frac{-1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad (1.10)$$

Donde:

p = presión de poro.

C_p = coeficiente de compresibilidad del poro.

V_p = volumen de poro.

Correlaciones para la obtención de la compresibilidad.

- Correlación de Hall²: Mediante resultados experimentales, obtenidos a partir de varios análisis realizados a distintas formaciones, se ha logrado establecer una relación entre la compresibilidad del poro y la porosidad, y entre la compresibilidad de la roca y la porosidad. En ausencia de una compactación horizontal no habrá deformación y por ende la compresibilidad efectiva de la roca del yacimiento, cuando el yacimiento este en explotación puede ser expresado mediante la siguiente expresión:

$$\frac{1}{V_p} \frac{dV_p}{dp} \cong \frac{1}{2} \frac{C_B}{\Phi} = \frac{1}{2} C_p \quad (1.11)$$

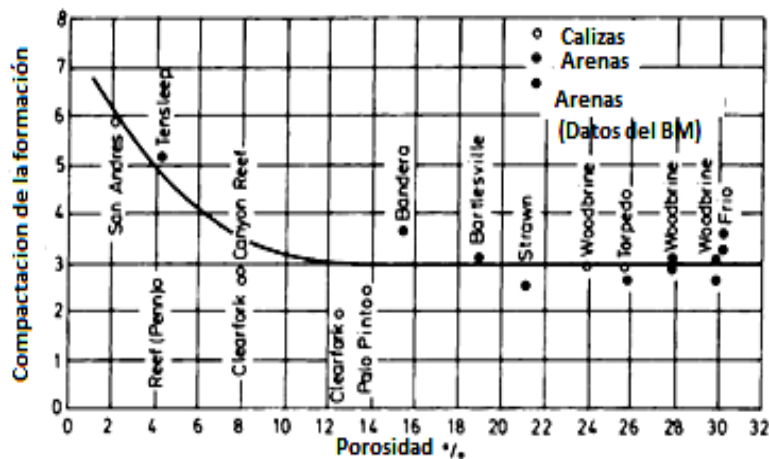


Figura 1.8. Correlación de Hall, correlaciona la compactación de la roca vs. la porosidad.

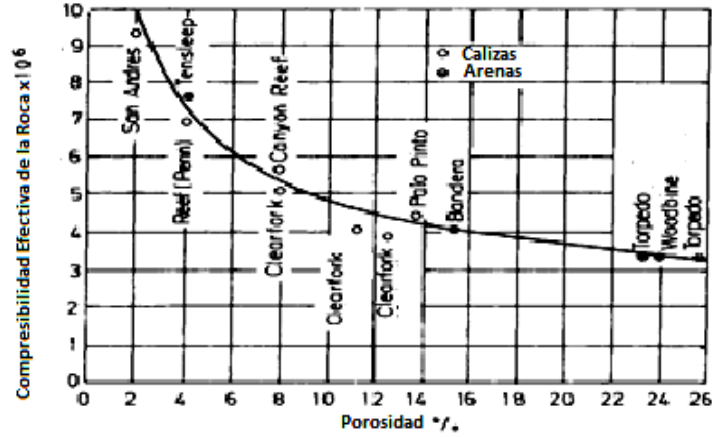


Figura 1.9. Correlación de Hall, correlaciona la compresibilidad efectiva de la roca vs. la porosidad.

- Correlación de Newman³: al igual que Hall, Newman resumió sus observaciones obtenidas con base en sus experimentos, en los resultados que presentó sobre sus observó gran dispersión entre los datos. Es importante notar que la porosidad en esta correlación está dada en valores decimales entre 0.0 y 1.0.

Para calizas consolidadas:

$$c_r = e^{(4.026 - 23.07\phi + 44.28\phi^2)} 10^{-6} \quad (1.12)$$

Para arenas consolidadas:

$$c_r = e^{(5.118 - 26.26\phi + 63.98\phi^2)} 10^{-6} \quad (1.13)$$

Para arenas no consolidadas:

Para $\phi \geq 0.2$.

$$c_r = e^{(34.012[\phi - 0.2])} 10^{-6} \quad (1.14)$$

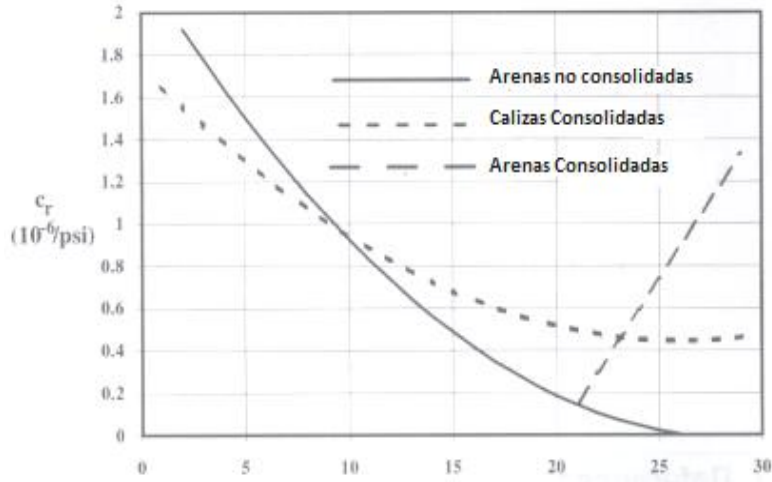


Figura 1.10. Correlación de Newman.

- Correlación de Van der Knaap y Van der Vlis⁴: la compresibilidad del volumen poroso en arcillas y arenas no consolidadas, decae conforme se incrementa la presión de sobrecarga. De sus estudios, estos autores concluyeron que las capas de arenas y arcillas se compactan casi al mismo ritmo, la única diferencia radica que debido a la baja permeabilidad al agua de la arcilla previene que se tenga una compactación instantánea.

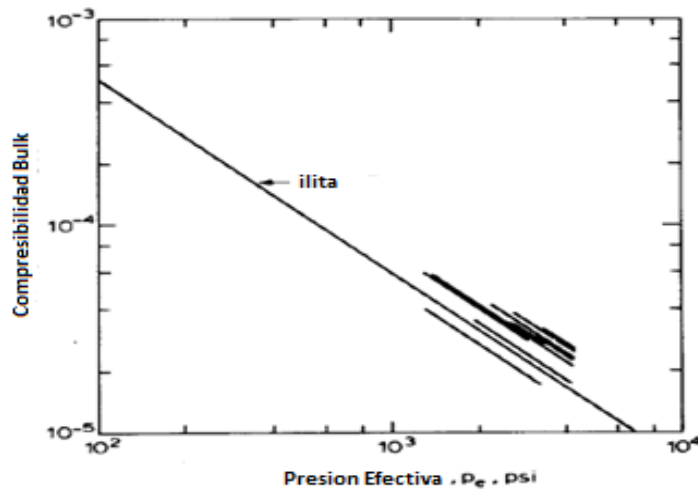


Figura 1.11. Correlación de Van der Knaap⁵.

1.1.2 Propiedades de los fluidos.

Densidad: es una cantidad de masa contenido en un determinado volumen de una sustancia. En general es la masa del cuerpo en relación con el volumen que ocupa. Esta dada por la expresión:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (1.15)$$

Donde:

ρ = densidad.

V = volumen.

m = masa.

Gravedad específica: es definida como la relación de la densidad de un fluido con respecto a otro de referencia (agua, aire).

Compresibilidad de un fluido: Es el cambio del volumen de un fluido con respecto a los cambios de presión que hay en el medio.

Coefficiente de compresibilidad isotérmica: Describe el cambio en el volumen de las sustancias que son sometidas a cambios de presión mientras que la temperatura permanece constante. El coeficiente puede ser obtenido por la siguiente ecuación:

$$C_i = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dp} \quad (1.16)$$

Donde:

C_i = compresibilidad isotérmica.

V = volumen.

p = presión.

Cuando la presión interna del fluido contenida en los espacios porosos de una roca es sujeta a una presión externa constante, y esta es reducida, disminuye el grosor de la formación mientras que el volumen del material sólido de la roca (granos de arena) aumenta.

Viscosidad: Es una propiedad de los fluidos la cual depende de la temperatura y la presión. Se podría definir como la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales, lo cual dificulta el flujo de este por la fricción que existe entre las partículas.

1.1.3 Propiedades del aceite.

Densidad del aceite: Es definida como la masa por unidad de volumen del aceite a una presión y temperatura específica. Varias correlaciones se han desarrollado para calcular la densidad de los líquidos de composición desconocida. Estas correlaciones están limitadas por los datos PVT como la gravedad específica del gas, la gravedad específica del aceite y la solubilidad del gas, ya que estos parámetros son necesarios en estas correlaciones. La densidad del aceite puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{B_o} \quad (1.17)$$

Donde:

γ_o = gravedad específica del aceite.

R_s = relación de solubilidad.

B_o = factor de volumen del aceite.

Esta ecuación debe ser usada para calcular la densidad de aceites que tengan valores de presión debajo o iguales a la presión de burbuja.

Gravedad específica del aceite: Es definida como la relación de la densidad del aceite con respecto a la densidad del agua.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.18)$$

Donde:

γ_o = gravedad específica del aceite.

ρ_o = densidad del aceite.

ρ_w = densidad del agua.

Compresibilidad del aceite: El coeficiente de compresibilidad de la fase de aceite está definido para presiones por encima de la presión de burbuja por la siguiente expresión:

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \quad (1.19)$$

Donde:

C_o = compresibilidad del aceite.

B_o = factor de volumen del aceite.

Viscosidad del aceite: Es una propiedad física muy importante ya que controla el flujo del aceite a través del medio poroso y las tuberías. La viscosidad del aceite está fuertemente relacionada con la temperatura, presión, la gravedad específica, la gravedad específica del gas y la solubilidad del gas.

Cuando sea posible la viscosidad del aceite debe ser medida mediante procedimientos de laboratorio a condiciones de presión y temperatura idénticas a las que se tienen en el yacimiento. Si estas pruebas no están disponibles se pueden usar correlaciones, que varían en complejidad y precisión dependiendo de la disponibilidad de los datos del aceite. De acuerdo a la presión, la viscosidad del aceite puede ser clasificada en tres categorías:

- **Viscosidad del aceite muerto:**
Es definida como la viscosidad que se mide a presión atmosférica (sin gas en solución) y a temperatura del ambiente.
- **Viscosidad del aceite saturado:**
Es definida como la viscosidad del aceite medida en la presión de burbuja y a temperatura del yacimiento.
- **Viscosidad del aceite bajo saturado:**
Es definida como la viscosidad del aceite medida debajo de la presión de burbuja y a temperatura del yacimiento.

Factor de volumen del aceite: Es la relación del volumen de aceite con su gas en solución a las condiciones de temperatura y presión del yacimiento entre el volumen de aceite en condiciones

estándar. El factor de volumen del aceite es siempre igual o mayor a uno. Mientras que la presión del yacimiento es reducida debajo de la presión inicial, el volumen de aceite se incrementa debido a la expansión del aceite. De este comportamiento un incremento en el factor de volumen y continua hasta alcanzar la presión de burbuja. Conforme la presión sigue bajando y es reducida por debajo de la presión de burbuja el volumen de aceite y el factor de volumen bajan mientras que el gas en solución es liberado. Cuando la presión y la temperatura son iguales a las condiciones estándar el valor del factor de volumen es igual a uno. El factor de volumen está dado por la siguiente expresión:

$$B_o = \frac{(V_o)_{p,T}}{(V_o)_{sc}} \quad (1.20)$$

Donde:

B_o = factor de volumen del aceite.

$(V_o)_{p,T}$ = volumen de aceite con su gas disuelto a condiciones de yacimiento.

$(V_o)_{sc}$ = volumen de aceite a condiciones estándar.

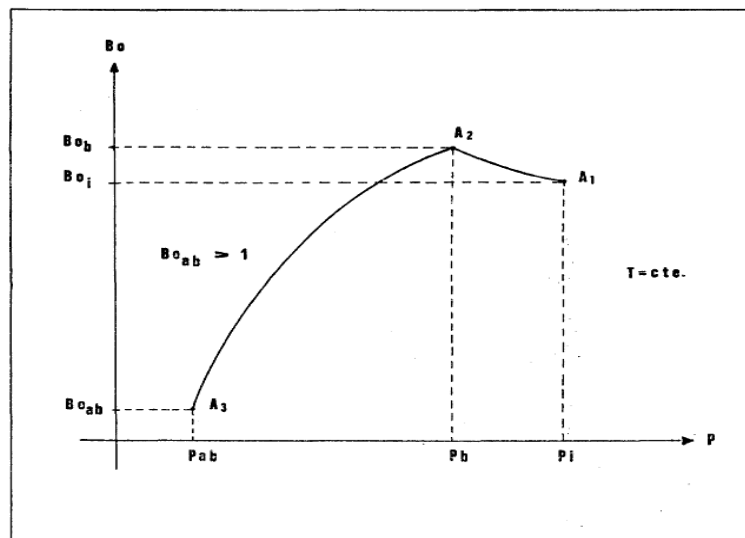


Figura 1.12. Factor de volumen del aceite.

Relación de solubilidad: Es definida como el volumen de gas a condiciones estándar que es disuelto por unidad de volumen a una cierta presión y temperatura.

La solubilidad del gas natural en el aceite está relacionada fuertemente con la presión y la temperatura. La solubilidad incrementa con la presión, hasta que se alcanza la presión de saturación. A esta presión (de burbuja) todo el gas disponible está disuelto en el aceite y la solubilidad del gas alcanza su máximo valor. Es expresada matemáticamente por la siguiente ecuación:

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas disuelto en el aceite a condiciones de yacimiento @cs}}{\text{Volumen de aceite @cs}} \quad (1.21)$$

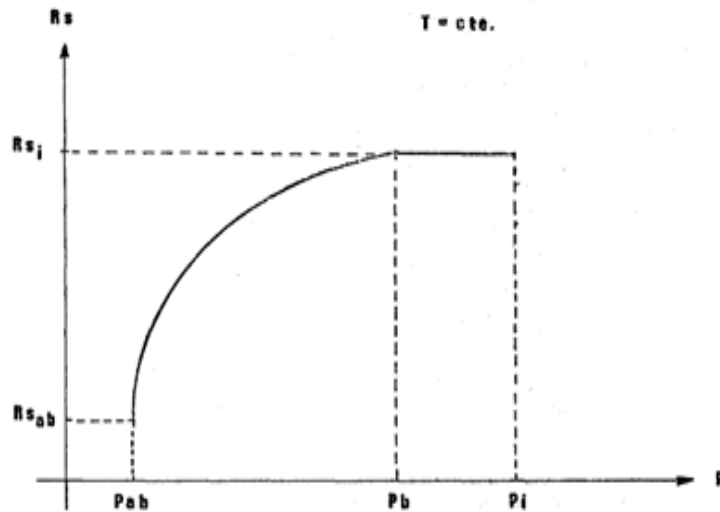


Figura 1.13. Relación de solubilidad.

Relación gas-aceite: Es el volumen total de gas, gas disuelto más gas libre a condiciones estándar dividido entre el volumen de aceite sin gas a condiciones estándar.

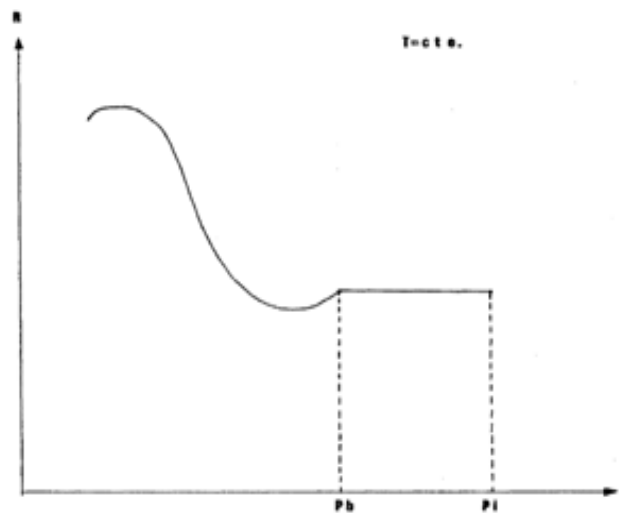


Figura 1.14. Relación gas-aceite.

1.1.4 Propiedades del gas.

Densidad del gas: Puede ser calculada con la relación entre el peso molecular aparente de la mezcla de gases y la constante universal de los gases, mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_g = \frac{pM_a}{RT} \quad (1.22)$$

Donde:

M_a = peso molecular aparente del gas.

R = constante universal de los gases.

T = temperatura del gas.

p = presión a la que se encuentra el gas.

Gravedad específica del gas: Es la relación de la densidad del gas, a una presión y temperatura dadas con respecto a la densidad del aire a la misma presión y temperatura, usualmente cerca de los 16 °C y la presión atmosférica.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (1.23)$$

Donde:

γ_g = gravedad específica del gas.

ρ_g = densidad del gas.

ρ_{aire} = densidad del aire.

Viscosidad del gas: La viscosidad puede ser obtenida mediante correlaciones empíricas las cuales son muy precisas. Dos métodos comúnmente usados en la industria petrolera para calcularla son:

- Carr-Kobayashi-Burrows⁶.
- Lee-Gonzalez-Eakin⁷.

Ambas correlaciones basan sus resultados en función de la temperatura y presión de yacimiento, así como la gravedad específica del gas.

Compresibilidad isotérmica del gas: Se sabe que la variación en la compresibilidad de un fluido depende de la presión y temperatura a la cual este sometido. Por ejemplo para la fase líquida la compresibilidad es muy pequeña y usualmente es asumida como constante, pero para la fase de gas la compresibilidad es un valor muy alto. Por definición la compresibilidad del gas es la variación en el volumen por unidad de volumen por el cambio de una unidad de presión, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.24)$$

Donde:

C_g = compresibilidad del gas.

T = temperatura.

V = volumen.

Factor de volumen del gas: Es una propiedad que es definida como el volumen real de gas que ocupa en el yacimiento, a unas condiciones específicas de presión y temperatura, dividido entre el volumen ocupado por la misma cantidad de gas a condiciones estándar.

El factor de volumen del gas es usado para relacionar el volumen del gas, medido a condiciones de yacimiento, al volumen de gas medido a condiciones estándar. La ecuación del factor de volumen se expresa de la siguiente manera:

$$B_g = \frac{V_{P,T}}{V_{sc}} \quad (1.25)$$

Donde:

B_g = Factor de volumen de gas.

$V_{P,T}$ = Volumen del gas a una presión "P" y una temperatura, "T".

V_{sc} = Volumen del gas a condiciones estándar.

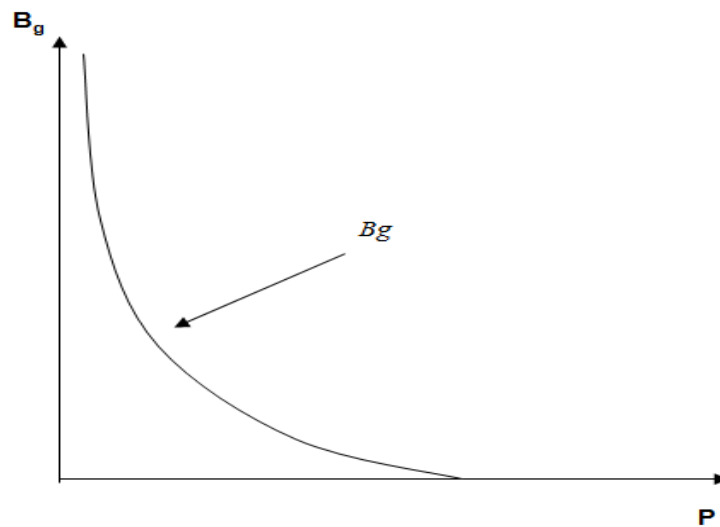


Figura 1.15. Factor de volumen del gas.

1.1.5 Propiedades del agua.

Densidad del agua: La densidad del agua es un valor muy usado como referencia para medir la densidad de otros fluidos. Es muy estable su valor con respecto a los cambios de presión y temperatura.

$$\rho_w = \frac{m_w}{V_w} \quad (1.26)$$

Donde:

ρ_w = densidad del agua.

m_w = masa del agua.

V_w = volumen de agua.

Gravedad específica del agua: La gravedad específica del agua que está contenida en el yacimiento depende de la cantidad de sólidos disueltos en ella. La gravedad del agua puede calcularse usando la ecuación 1.27:

$$\gamma_w = 1 + 0.695 \times 10^{-6} SDC \quad (1.27)$$

Donde:

γ_w = gravedad específica del agua.
 SDC = cantidad de sólidos disueltos.

Viscosidad del agua: La viscosidad del agua aumenta mientras la temperatura a la que está disminuye. Existen casos en los que algunas sales disminuyen la viscosidad del agua, pero solo en ciertas concentraciones y rangos de temperatura. Se cree que el efecto del gas en solución disminuye la viscosidad. McCain⁸ desarrolló una correlación para calcular la viscosidad del agua a presión atmosférica y a temperatura del yacimiento.

$$\mu_w = AT^B \quad (1.28)$$

Donde los coeficientes A y B pueden ser calculados por las siguientes expresiones:

$$A = 109.574 - 8.40564S + 0.313314S^2 + 8.72213 \times 10^{-3} S^3 \quad (1.29)$$

$$B = -1.12166 + 2.63954 \times 10^{-2} S - 6.79461 \times 10^{-4} S^2 - 5.47119 \times 10^{-5} S^3 + 1.55586 \times 10^{-6} S^4 \quad (1.30)$$

Donde:

T = temperatura.
 S = salinidad.

Compresibilidad isotérmica del agua: La compresibilidad del agua es un valor que depende de la presión y de la concentración de sal, junto con el efecto del gas disuelto. Osif⁹ desarrolló una correlación de la compresibilidad isotérmica del agua para presiones mayores a la presión de burbuja. La ecuación es:

$$C_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{7.033P + 541.5C_{NaCl} - 537T + 403300} \quad (1.31)$$

Donde:

C_w = compresibilidad del agua.
 B_w = factor de volumen del agua.
 C_{NaCl} = salinidad del agua.

Factor de volumen del agua: Dado que en los yacimientos de petróleo encontramos varios tipos de fluidos, entre ellos el agua, es importante obtener todos los parámetros posibles de la misma para entender su comportamiento e interacción con los demás fluidos. El factor de volumen del agua es una relación entre el agua y el gas que es contenido en solución, su comportamiento a condiciones estándar y de yacimiento. El factor de volumen del agua puede ser calculado con la siguiente expresión matemática:

$$B_w = A_1 + A_2 p + A_3 p^2 \quad (1.32)$$

Donde los coeficientes A_1, A_2, A_3 son obtenidos mediante la siguiente expresión:

$$A_i = a_1 + a_2(T - 460) + a_3(T - 460)^2 \quad (1.33)$$

Con a_1, a_2, a_3 están dados por las siguientes tablas:

Tabla 1.1. *Coeficientes del agua libre de gas.*

| A_1 | a_1 | a_2 | a_3 |
|-------|-------------------------|---------------------------|-------------------------|
| A_1 | 0.9947 | 5.8×10^{-6} | 1.02×10^{-6} |
| A_2 | -4.228×10^{-6} | 1.8376×10^{-8} | -6.77×10^{-11} |
| A_3 | 1.3×10^{-10} | -1.3855×10^{-12} | 4.285×10^{-15} |

Tabla 1.2. *Coeficientes del agua saturada de gas.*

| A_1 | a_1 | a_2 | a_3 |
|-------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| A_1 | 0.9911 | 6.35×10^{-5} | 8.5×10^{-7} |
| A_2 | -1.093×10^{-6} | -3.497×10^{-9} | 4.57×10^{-12} |
| A_3 | -5.0×10^{-11} | 6.429×10^{-13} | -1.43×10^{-15} |

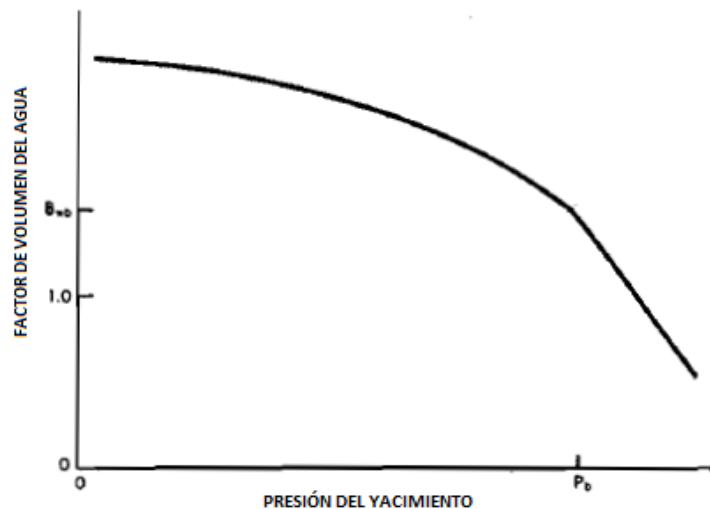


Figura 1.16. *Comportamiento del factor de volumen del agua a presión constante y temperatura de yacimiento.*

1.1.6 Geles.

Un gel es un sistema coloidal donde la fase continua es sólida y la dispersa es líquida. Los geles presentan una densidad similar a los líquidos, sin embargo su estructura se asemeja más a la de un sólido.

Ciertos geles presentan la capacidad de pasar de un estado coloidal a otro, es decir, permanecen fluidos cuando son agitados y se solidifican cuando permanecen inmóviles. Esta característica se denomina tixotropía. El proceso por el cual se forma un gel se denomina gelación.

Los geles se comportan como fluidos no newtonianos (modelo de Bingham), su viscosidad varía con la temperatura y la tensión cortante que se le aplica. Como resultado, no tiene un valor de viscosidad definido y constante.

Estos fluidos se pueden caracterizar mejor mediante otras propiedades reológicas, propiedades que tienen que ver con la relación entre el esfuerzo y tensión bajo diferentes condiciones de flujo, tales como condiciones de esfuerzo cortante oscilatorio. Los polímeros solubles en agua, son utilizados como aditivos en muchas etapas del proceso de perforación, producción y transporte.

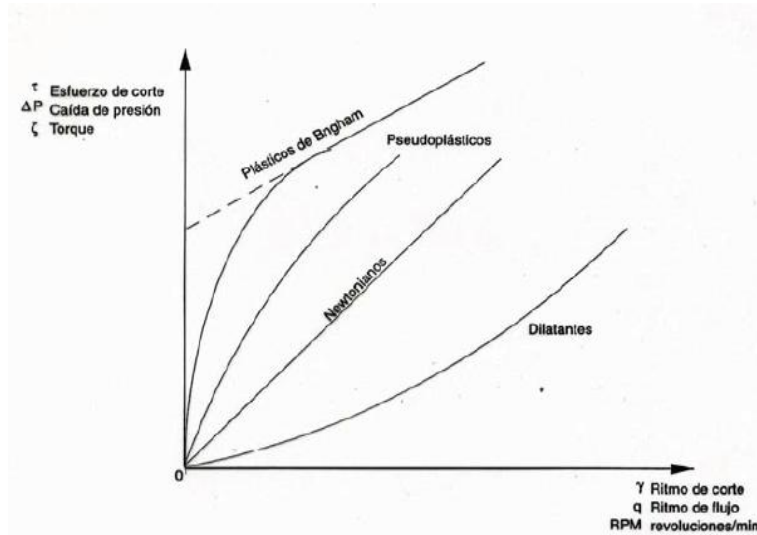


Figura 1.17. Diagrama reológico.

Entre los varios tipos de geles existentes usados en la industria petrolera, los geles lineales son fluidos convencionales usados en las operaciones de fracturamiento hidráulico debido a su baja viscosidad; estos son polímeros base agua, aceite o ácido y provienen del acondicionamiento del agua a un fluido base con polímeros (agentes gelantes) que permiten incrementar la viscosidad, reducir las pérdidas de presión por fricción e incrementar la capacidad de acarreo de sustentante.

Cabe mencionar que una ventaja del uso de estos geles para el fracturamiento hidráulico es su bajo costo. También es importante mencionar que con los geles lineales presentan alta pérdida durante los fracturamientos hidráulicos en formaciones con permeabilidad alta.

CAPÍTULO 2. FLUJO EN MEDIOS POROSOS.

El flujo que ocurre en el yacimiento durante una prueba de presión involucra cambios de la presión con el tiempo, ya que el sistema roca-fluido se expande o se contrae; esto significa que la presión cambia continuamente en todos los puntos del yacimiento. La producción de fluidos la genera la expansión del yacimiento, la cual se puede cuantificar a través de la compresibilidad total del sistema C_t .

Las técnicas de análisis de pruebas de presión residen en las soluciones de las ecuaciones diferenciales parciales que describen el flujo de fluidos en medios porosos para varias condiciones de frontera.

Al inicio de la producción, la presión en el pozo cae abruptamente y los fluidos cerca al pozo se expanden y se mueven hacia el área de menor presión. Dicho movimiento es retardado por la fricción contra las paredes del pozo y la propia inercia y viscosidad del fluido. A medida que el fluido se mueve se crea una caída de presión que induce a los fluidos aledaños a moverse hacia el pozo. El proceso continúa hasta que la caída de presión creada por la puesta en producción se disipa a lo largo del yacimiento. El proceso físico que toma lugar en el yacimiento puede describirse mediante la ecuación de difusividad.

Este capítulo contiene las ecuaciones de flujo de fluidos en medios porosos así como sus soluciones para varias condiciones de frontera así como sus geometrías de yacimiento. Conocer estas soluciones es necesario para realizar el diseño e interpretación de las pruebas de presión.

2.1 Ecuación de Darcy.

La ecuación que define la permeabilidad en términos que se pueden cuantificar es llamada la ley de Darcy. Esta ley es una relación empírica del gasto de un fluido que pasa por un medio poroso, debido a una diferencia de presiones. Darcy desarrolló una ecuación del flujo de los fluidos que desde entonces se ha convertido en una de las principales herramientas del ingeniero petrolero. En el año de 1856 Henry Philibert Gaspard Darcy publicó su trabajo acerca de la mejora del abastecimiento de agua, y en el diseño de un filtro de agua lo suficientemente grande para las necesidades diarias de una ciudad. El material utilizado en el experimento consistía en un cilindro de acero que contenía un empaque de arena, esta medía alrededor de un metro de longitud, el empaque de arena dentro del cilindro estaba contenido entre dos mallas permeables. Tenía manómetros conectados al cilindro por encima y por debajo del empaque. Haciendo circular agua a través de la arena, Darcy estableció que para cualquier flujo de agua la velocidad de flujo es directamente proporcional a la diferencia entre las alturas manométricas.

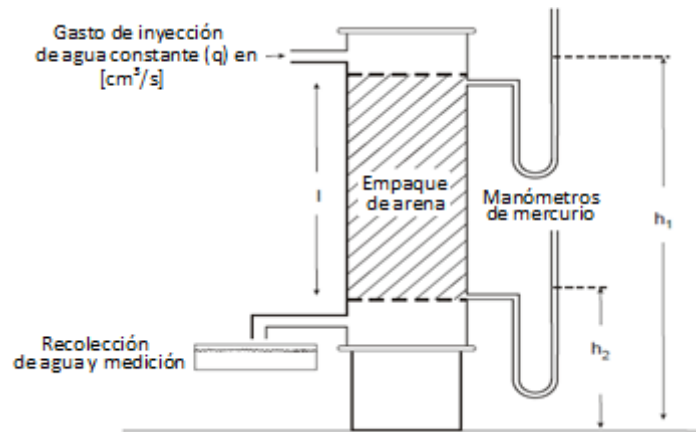


Figura 2.1. Experimento de Darcy.

La utilización de esta ley implica que se tienen las siguientes condiciones:

1. Flujo laminar.
2. Fluido homogéneo (una sola fase).
3. Porosidad y permeabilidad constantes.
4. Espesor uniforme.
5. La permeabilidad es independiente de la presión, la temperatura y localización.
6. Se desprecia el fenómeno de resbalamiento.
7. No existen reacciones químicas entre el fluido y el medio poroso.
8. Flujo permanente de un fluido incompresible.
9. El fluido satura al 100% el medio poroso.

Del experimento, Darcy obtuvo la siguiente ecuación:

$$v = K \frac{h_1 - h_2}{l} = K \frac{\Delta h}{l} \quad (2.1)$$

Donde:

v = velocidad de flujo, cm/s.

Δh = diferencia de los niveles manométricos, cm.

l = longitud total del empaque de arena, cm.

K = constante.

Debido a que las dos geometrías de mayor interés en la industria petrolera son la geometría de flujo lineal y la geometría de flujo radial, la ecuación de Darcy está desarrollada para estos dos tipos de geometrías.

Ecuación para flujo lineal:

$$v = - \frac{k\rho}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (2.2)$$

Donde:

ρ = densidad del fluido, kg/cm³.

v = velocidad aparente del fluido, cm/s.

k = permeabilidad, d.

μ = viscosidad, cp.

$\frac{dp}{dl}$ = caída de presión por unidad de longitud, atm/cm.

El signo negativo en la ecuación se debe a que el gradiente de presión es negativo en la dirección en la que es medido el flujo

Ecuación para flujo radial:

$$v = \frac{q_r}{A_r} = \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_r \quad (2.3)$$

Donde:

μ = viscosidad, cp.

k = permeabilidad, d.

q_r = gasto en el radio r .

A_r = área transversal de flujo en el radio r .

$\left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_r$ = gradiente de presión en el radio r .

v = velocidad aparente en el radio r .

2.2 Regímenes de flujo.

Hay tres tipos de regímenes de flujo que son reconocidos para describir el comportamiento de los fluidos y la distribución de la presión del yacimiento como una función del tiempo y la distancia. Dichos regímenes son los siguientes:

- Flujo transitorio.
- Flujo pseudo-estacionario.
- Flujo estacionario.

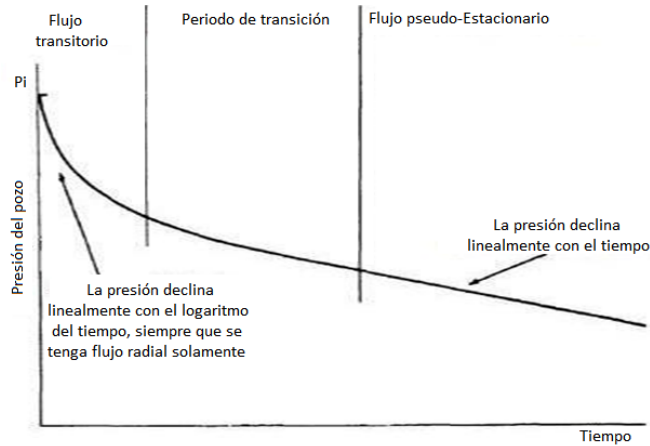


Figura 2.2. Regímenes de flujo durante una prueba de presión.

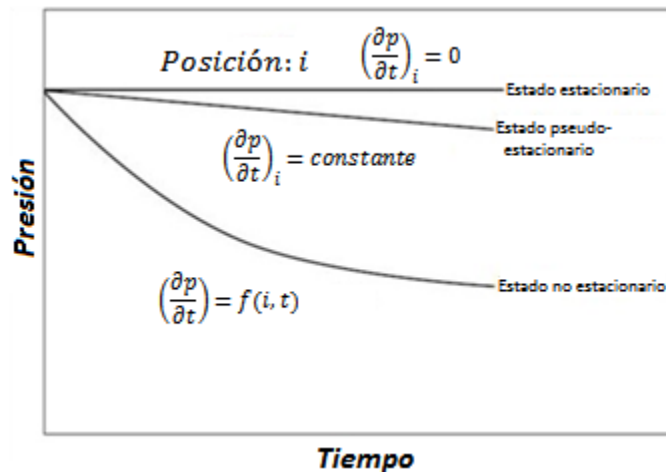


Figura 2.3. Comportamiento típico de los distintos regímenes de flujo.

2.2.1 Flujo estacionario.

El régimen estacionario es identificado si la presión en todos los puntos del yacimiento permanece constante y no cambia con el tiempo. Matemáticamente esta condición es expresada así:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = 0 \quad (2.4)$$

La ecuación muestra que el cambio de la presión con respecto al tiempo es cero, en yacimientos bajo éste régimen de flujo la condición de presión constante se presenta cuando actúan principalmente acuíferos fuertes, o bien, en operaciones de mantenimiento de presión tales como la inyección de agua o gas.

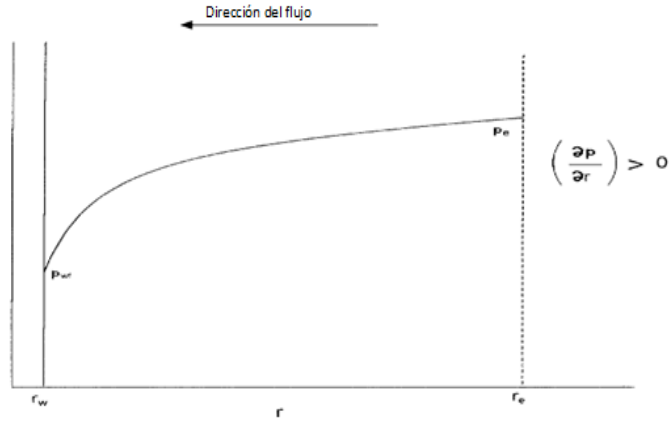


Figura 2.4. Comportamiento de la presión en un estado de flujo estacionario.

2.2.2 Flujo transitorio.

El flujo transitorio es definido como la condición de flujo en la cual el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier parte del yacimiento no es cero o constante, y sugiere que la derivada de la presión con respecto al tiempo es esencialmente una función de la posición i y del tiempo t :

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right) = f(i, t) \quad (2.5)$$

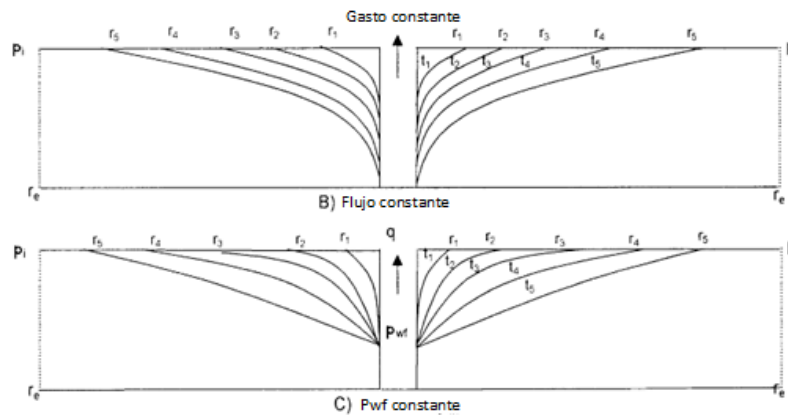


Figura 2.5. Comportamiento de la presión en estado transitorio.

2.2.3 Flujo pseudo-estacionario.

Cuando la presión en varios puntos del yacimiento declina linealmente como una función del tiempo, a un ritmo constante de declinación, las condiciones de flujo son caracterizadas como flujo pseudo-estacionario. Matemáticamente, esta definición establece que la razón de cambio de la presión con respecto al tiempo en cualquier punto del yacimiento es constante:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = \text{constante} \quad (2.6)$$

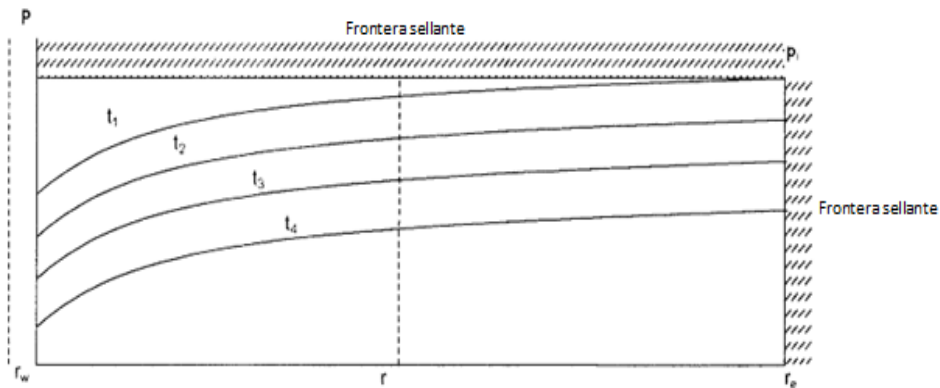


Figura 2.6. Comportamiento de la presión durante el flujo pseudo-estacionario.

2.3 Geometrías de flujo.

La forma del yacimiento tiene un efecto significativo en el comportamiento de flujo. La mayoría de los yacimientos tiene fronteras irregulares y tienen una rigurosa descripción matemática de la geometría. La geometría de flujo real puede ser representada por una de las geometrías de flujo siguientes:

- Flujo radial.
- Flujo lineal y bilineal.
- Flujo esférico y semiesférico.

2.3.1 Flujo radial.

Se presenta cuando las líneas de flujo son rectas y estas convergen en dos dimensiones hacia un centro en común. La sección por la que cruza el fluido se hace más pequeña conforme se aproxima al centro. Si se considera como positivo el flujo que se mueve hacia el pozo entonces la presión decaerá en esa misma dirección.

A pesar de que la forma en la que las partículas de fluido atraviesan por las rocas es bastante irregular debido a la forma variada de cada poro, las trayectorias que estas partículas siguen, a una escala mesoscópica, pueden ser representados mediante las geometrías antes mencionadas. Para sistemas horizontales-radiales, el gradiente de presión es positivo.

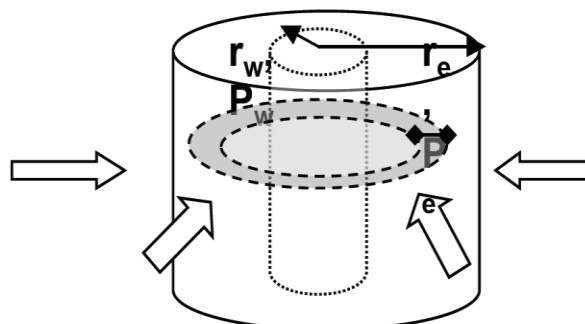


Figura 2.7. Flujo radial.

El área de la sección transversal en el radio r es esencialmente el área de un cilindro. Para un pozo que es totalmente penetrante con un grosor neto h , el área de la sección transversal A_r es dada por la expresión:

$$A_r = 2\pi rh \quad (2.7)$$

Para el flujo turbulento que ocurre a altas velocidades, el gradiente de presión aumenta a una mayor velocidad y es necesario hacer una modificación especial a la ecuación de Darcy. Para flujo turbulento la aplicación de la ecuación de Darcy puede dar a lugar a errores graves.

En la ausencia de heterogeneidad en el yacimiento, el flujo dentro o a través del pozo fluirá de forma radial una distancia considerable. Porque los fluidos se mueven hacia el pozo de todas las direcciones y llegan hasta la boca del pozo, el término flujo radial es utilizado para caracterizar el flujo de los fluidos hacia el pozo.

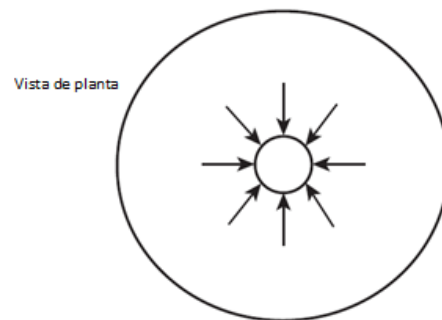


Figura 2.8. Vista de planta para flujo radial.

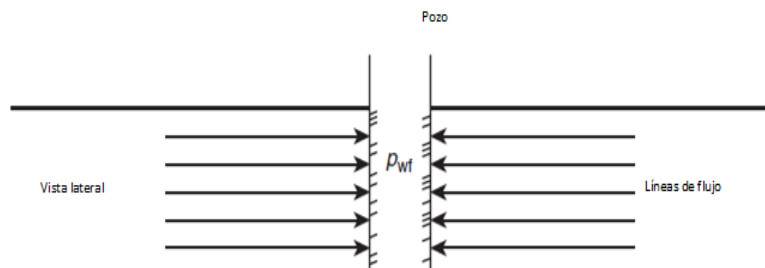


Figura 2.9. Vista lateral para flujo radial.

2.3.2 Flujo lineal y bilineal.

El flujo lineal ocurre cuando las trayectorias de flujo son paralelas y el fluido fluye en una sola dirección. Adicionalmente el área transversal de flujo debe ser constante. La aplicación más común del flujo lineal es en el flujo a través de las fracturas. Cabe señalar que hay ocasiones en que dos flujos lineales se superponen dependiendo si viajan de las fracturas a los pozos y de la matriz a la fractura, se presenta el fenómeno de flujo bilineal.

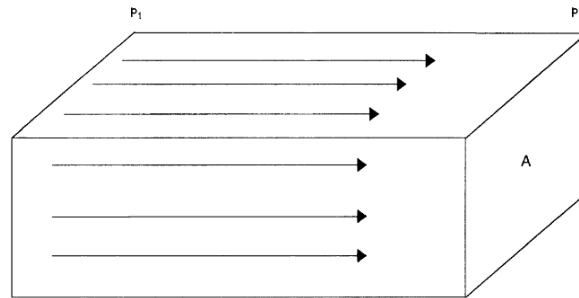


Figura 2.10. Flujo lineal.

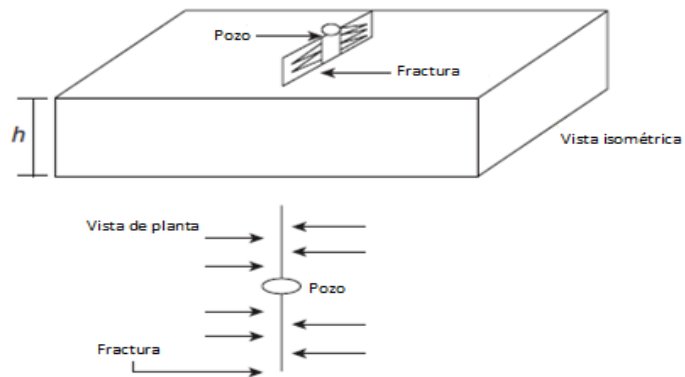


Figura 2.11. Flujo lineal ideal en una fractura.

2.3.3 Flujo esférico y semiesférico.

Dependiendo del tipo de terminación y la configuración del pozo es posible tener flujo esférico o semiesférico cerca del pozo. Un pozo con un intervalo limitado de perforación puede resultar en flujo esférico en la cara del pozo. Un pozo que solo penetra parcialmente la zona productora puede resultar en flujo semiesférico.

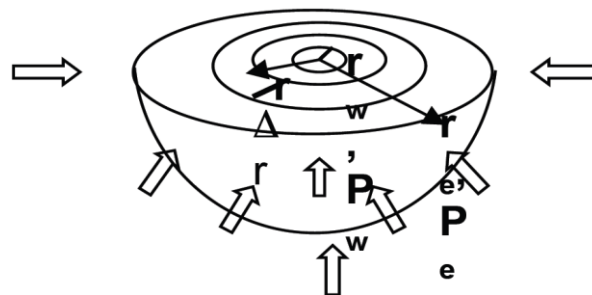


Figura 2.12. Flujo semiesférico.

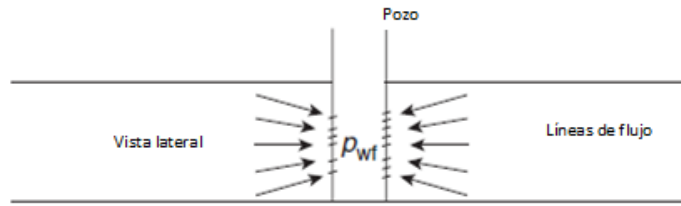


Figura 2.13. Flujo esférico debido a que el intervalo no está totalmente disparado.

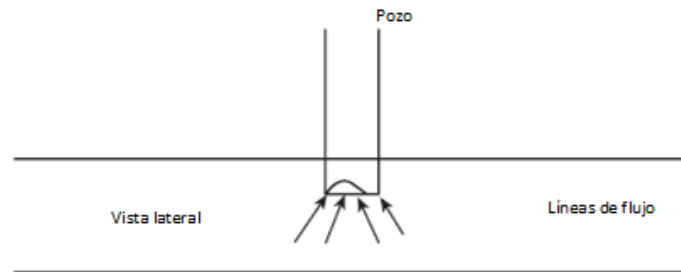


Figura 2.14. Flujo semiesférico en un pozo parcialmente penetrante.

2.4 Ecuación de difusión.

Es la ecuación diferencial que representa el flujo de los fluidos a través del medio poroso, es una combinación de la ley de la conservación de la materia, una ecuación de estado y la ley de Darcy.

Para obtener la ecuación general que describe el comportamiento del flujo de fluidos a través de medios porosos, se hace uso de los siguientes principios físicos:

- Conservación de masa (Ecuación de Continuidad).
- Conservación de momento (Ley de Darcy).
- Una ecuación de estado.
- Conservación de energía.

Debido a que el flujo de fluidos a través de medios porosos es considerado a temperatura constante, la ecuación de conservación de energía no es considerada en el análisis.

El proceso para la derivación de las ecuaciones es básicamente el siguiente:

1. Elegir el volumen de control representativo del sistema (VC).
2. Identificar los flujos másicos que entran y salen del VC, en un intervalo de tiempo.
3. Realizar un balance de masa, verificar la conservación de masa.
4. Tomar el límite cuando el VC y el intervalo de tiempo tienden a cero.

La ecuación que describe el flujo de fluidos a través de medios porosos, junto con las condiciones iniciales y de frontera, conforman el modelo matemático de nuestro sistema a analizar. Para resolver este modelo matemático, es necesario determinar los valores de las variables independientes, los cuales satisfacen todas las ecuaciones y las condiciones iniciales y de frontera simultáneamente. Su deducción es la siguiente:

Expandiendo la ecuación 2.8 en una dimensión, una sola fase fluyendo horizontalmente:

$$\vec{\nabla} \cdot \left(\frac{k\rho}{\mu} (\vec{\nabla}p - \gamma \vec{\nabla}D) \right) \pm \tilde{q}_m = \frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} \quad (2.8)$$

Con sus debidas consideraciones la ecuación 2.8 es:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \right) \pm \tilde{q}_m = \frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} \quad (2.9)$$

La ecuación 2.9 gobierna el flujo de una sola fase en una dimensión en forma horizontal, asumiendo que se aplica la ecuación de Darcy.

Desarrollando la ecuación 2.9 (iniciando con la aplicación de la derivación de un producto de funciones u, v).

$$\frac{\partial(uv)}{\partial x} = u \frac{\partial(v)}{\partial x} + v \frac{\partial(u)}{\partial x}$$

Entonces:

$$\frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial}{\partial x} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial \rho}{\partial x} \pm \tilde{q}_m = \left[\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} \right]$$

Agrupando y aplicando la regla de la cadena:

$$\frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial x} \pm \tilde{q}_m = \left[\phi \frac{\partial \rho}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \right]$$

$$\frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) + \frac{k}{\mu} \frac{\partial \rho}{\partial p} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)^2 \pm \tilde{q}_m = \left[\phi \rho \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \right]$$

El gradiente de presión al cuadrado generalmente es muy pequeño y por lo tanto puede ser despreciado. También, las compresibilidades del fluido y de la formación pueden ser sustituidos, entonces la ecuación final es:

$$\frac{k\rho}{\mu} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) \pm \tilde{q}_m = \left[\phi \rho c_t \frac{\partial p}{\partial t} \right] \quad (2.10)$$

Donde:

$$C_t = C_r + C_f$$

Donde:

c_t = compresibilidad total, psi^{-1} .

c_r = compresibilidad de la matriz de la roca, psi^{-1} .

c_f = compresibilidad del fluido, psi^{-1} .

Dividiendo la ecuación 2.10 por la densidad a condiciones estándar, se tiene lo siguiente:

$$\frac{k\rho}{\mu\rho_s} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) \pm \frac{\tilde{q}_m}{\rho_s} = \left[\phi \frac{\rho}{\rho_s} c_t \frac{\partial p}{\partial t} \right] \quad (2.11)$$

Si el factor de volumen del fluido está dado por:

$$B = \frac{\rho_s}{\rho} \quad (2.12)$$

Sustituyendo la ecuación 2.12 en la ecuación 2.11:

$$\frac{k\rho}{\mu B} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) \pm \tilde{q}_s = \left[\frac{\phi c_t}{B} \frac{\partial p}{\partial t} \right] \quad (2.13)$$

Nótese que el término \tilde{q}_s es el gasto volumétrico a condiciones estándar por unidad de volumen de roca:

$$\tilde{q}_s \left[\frac{L^3}{tL^3} \right] = \frac{\tilde{q}_m \left[\frac{m}{tL^3} \right]}{\rho_s \left[\frac{m}{L^3} \right]}$$

Sin considerar fuentes ni sumideros y considerando k y μ constantes, la ecuación 2.13 pasa a ser la siguiente:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.14)$$

La ecuación diferencial en coordenadas radiales es comúnmente utilizada para modelar sistemas de flujo dependiente del tiempo. La ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas, engloba la ecuación de estado del fluido y la ecuación de movimiento, de las cuales se tendrá por resultado la ecuación de continuidad.

Debe de considerarse un solo fluido, al seleccionar el volumen elemental:

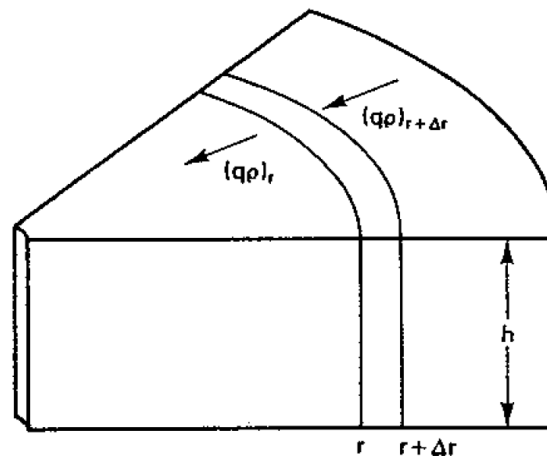


Figura 2.15. Volumen Elemental utilizado en la deducción de la ecuación de difusión en coordenadas cilíndricas.

Considerando que es válida cuando:

- Un volumen elemental presenta un espesor Δr , y está localizado a una distancia r del centro del pozo.
- La masa puede entrar y salir del sistema con un volumen elemental, durante un periodo de tiempo Δt .
- El volumen elemental antes mencionado, está dentro del yacimiento, el cual mantiene un espesor y propiedades constantes.
- El flujo puede solo tener dirección radial.

Con estas suposiciones, se puede aplicar el principio de conservación de masa para éste volumen elemental en un periodo de tiempo Δt :

$$\begin{array}{rcccc} \text{Cantidad de Masa} & & & \text{Masa neta} & \\ \text{que entra en un} & - & \text{Cantidad de masa} & + & \text{Cantidad de} \\ \Delta t & & \text{que sale en un } \Delta t & \text{introducida por} & \text{masa acumulada} \\ & & & \text{fuentes o} & \text{en un } \Delta t \\ & & & \text{sumideros} & \end{array} =$$

La masa que entra en el volumen elemental durante un periodo de tiempo Δt , está dado por:

$$(qB\rho)_{r+\Delta r} = 2\pi(r + \Delta)r h \left(\rho v \left(\frac{5.615}{24} \right) \right)_{r+\Delta r} \quad (2.15)$$

La masa que sale del volumen elemental durante un periodo de tiempo Δt , está dado por:

$$(qB\rho)_r = 2\pi r h \left(\rho v \left(\frac{5.615}{24} \right) \right)_r \quad (2.16)$$

El gasto al cual la cantidad de masa es acumulada durante un periodo de tiempo Δt , está dado por:

$$\frac{2\pi r \Delta r h [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t]}{\Delta t} \quad (2.17)$$

Aplicando el principio de conservación de masa, utilizando las ecuaciones 2.15, 2.16 y 2.17, sin considerar fuentes ni sumideros:

$$2\pi(r + \Delta)r h \left(\rho v \left(\frac{5.615}{24} \right) \right)_{r+\Delta r} - 2\pi r h \left(\rho v \left(\frac{5.615}{24} \right) \right)_r = \frac{2\pi r \Delta r h [(\phi\rho)_{t+\Delta t} - (\phi\rho)_t]}{\Delta t}$$

Reduciendo, dividiendo ambos lados de la ecuación entre $2\pi r \Delta r h$ y tomando el límite en cada término como Δr y Δt aproximándose a cero, es obtenido lo siguiente:

$$\frac{\partial}{\partial r} (0.234\rho v) + \frac{1}{r} (0.234\rho v) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho)$$

o

$$\frac{0.234}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r\rho v) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi\rho) \quad (2.18)$$

La ecuación 2.18 es la ecuación de continuidad y es válida solo para sistemas de flujo con geometría radial, para obtener la ecuación de difusión en coordenadas de flujo radial que será la base para el modelo dependiente del tiempo, la presión debe de ser introducida y ϕ eliminada del término de la derivada parcial, en el término del lado derecho de la ecuación 2.18.

La ecuación de Darcy, también debe de ser introducida para relacionar el gasto de flujo de fluido con la presión del yacimiento.

$$v = -0.001127 \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r}$$

Considerando que el signo negativo de la ley de Darcy puede ser eliminado y sustituyendo la ecuación de Darcy de flujo de fluido en un medio poroso en la ecuación 2.18:

$$\frac{0.234}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(0.001127 \frac{k}{\mu} \rho r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (2.19)$$

La porosidad de la derivada parcial en el término del lado derecho es eliminada debido a la ampliación de éste término tomando las derivadas indicadas:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} + \rho \frac{\partial \phi}{\partial t} \quad (2.20)$$

La porosidad está relacionada a la compresibilidad de la formación por medio de:

$$C_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p} \quad (2.21)$$

Aplicando la regla de la cadena de diferenciación a $\frac{\partial \phi}{\partial t}$:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \frac{\partial \phi}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.22)$$

Sustituyendo la ecuación 2.21 en la ecuación 2.22:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} = \phi C_f \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.23)$$

Finalmente sustituyendo esta ecuación en la ecuación 2.20 y el resultado en la ecuación 2.19, se obtiene:

$$\frac{0.234}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(0.001127 \frac{k}{\mu} \rho r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \rho \phi C_f \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (2.24)$$

La ecuación 2.24 es la ecuación en derivada parcial utilizada para describir el flujo de cualquier fluido en dirección radial en un medio poroso.

Donde:

q = gasto, bpd para fluidos incompresibles y ligeramente compresibles.

ρ = densidad del fluido fluyente a condiciones de yacimiento, lb/pie³.

r = distancia del pozo, pie.

h = espesor de la formación, pie.

v = velocidad del fluido fluyendo, bpd/pie².

t = tiempo, hrs.

ϕ = porosidad, fracción.

k = permeabilidad, md.

μ = viscosidad del fluido, cp.

Además de las consideraciones iniciales, la ley de Darcy introduce nuevas suposiciones que validan ésta ecuación, entre las cuales están:

- Flujo horizontal radial isotérmico en un pozo abierto al flujo en todo el espesor de la formación.
- Se desprecian los efectos de la gravedad y capilaridad.
- Un medio poroso isotrópico y homogéneo.
- Una sola fase fluyendo, fluido ligeramente compresible, y que se le pueda aplicar la ecuación de Darcy.
- La densidad, la compresibilidad, la permeabilidad y la porosidad son independientes de la presión.
- Permeabilidad y viscosidad constantes.
- Flujo Laminar.

Como resultado de estas suposiciones, y ya que se tienen condiciones de frontera iniciales la ecuación es lineal y puede resolverse. Si la porosidad, la permeabilidad, la viscosidad y la compresibilidad fueran dependientes de la presión, o si existiera una variación de la saturación de fluidos, esta ecuación debe ser representada en su forma no lineal. Las condiciones de frontera son un factor importante en la solución de la ecuación. Varias de las técnicas de análisis asumen un solo pozo en operación, un gasto constante, en un yacimiento infinito al principio de su vida productiva. Etapas tardías de la vida productiva del yacimiento, los efectos de otros pozos, las fronteras del yacimiento y la influencia de los acuíferos en el comportamiento de los pozos, causa que el yacimiento no se comporte como infinito. Por lo tanto se requieren diferentes soluciones para diferentes intervalos de tiempo. También es necesario incluir otros factores como el almacenamiento del pozo, fracturas, diferente litología, flujo multifásico o fronteras.

2.5 Pruebas de presión.

Se refiere a la generación y medición de las variaciones de presión registradas en el pozo por cambios realizados en los gastos de producción o inyección. La respuesta de estas variaciones de presión depende de las propiedades de la roca y de los fluidos del pozo. Son una parte importante en la ingeniería de yacimientos y producción, principalmente podemos obtener parámetros de gran relevancia para el análisis del yacimiento, y el comportamiento de los fluidos en el medio poroso.

La información que se puede obtener es, el volumen poroso dentro del radio de investigación, daño, presión del yacimiento, permeabilidad, porosidad, reservas, discontinuidades del fluido y de la formación; entre otros datos.

Toda esta información puede ser utilizada en el análisis de los yacimientos, para mejorar la productividad de los pozos y para pronosticar el desempeño del yacimiento. La aplicación de las pruebas de presión está limitada por:

- La cantidad de los datos.
- La aplicación inapropiada de las técnicas de análisis.
- La falta de integración de toda la información disponible o potencialmente disponible.

Tales pruebas también proveen información *in-situ* para la simulación de yacimientos y una base para la comparación de los problemas de pozo, con los del yacimiento a medida que surgen.

2.5.1 Pruebas de decremento de presión.

Consiste en medir y analizar los datos de presión obtenidos después de que el pozo es cerrado inicialmente o después de que se presenta un periodo largo de cierre, idealmente el cierre dura hasta que el yacimiento alcanza una presión estática constante; esta condición es necesaria en yacimientos nuevos y es menos frecuente en yacimientos donde ya se ha tenido producción, una vez que se alcanza esta condición, el pozo es puesto en producción a un gasto constante y se registra la presión de fondo fluyendo. Los datos de una prueba de decremento usualmente tienen muchas distorsiones, datos ruidosos, lo cual significa que la presión no se mantiene constante conforme se lleva a cabo la prueba, es decir la presión sube y baja durante la realización de la prueba. Esto ocurre principalmente en pozos recién perforados, ya que el pozo no logra estabilizar la presión. La información “ruidosa” es difícil de interpretar, y frecuentemente oculta regiones que son de interés para ser analizadas. La información que puede ser obtenida mediante esta prueba es permeabilidad, factor de daño, distancia a una falla y propiedades de la fractura. Esta información puede ser igualmente obtenida mediante una prueba de incremento, la ventaja de la prueba de decremento sobre la de incremento es que se obtiene producción mientras se lleva a cabo la prueba.

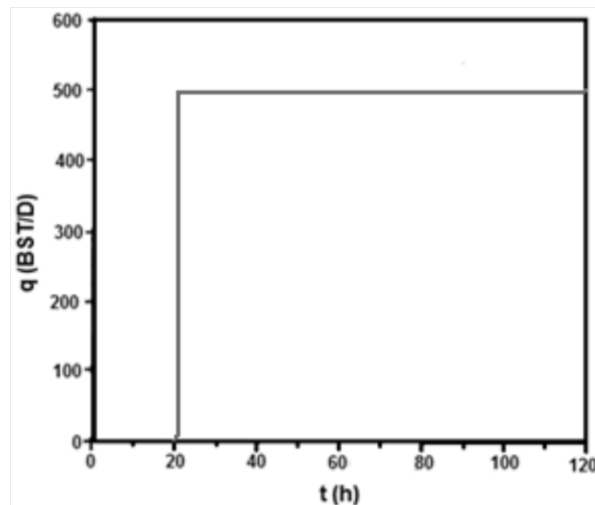


Figura 2.16. Gasto típico de una prueba de decremento. Antes de realizar la medición es los datos el pozo debe estar cerrado (t de 0 a 20), la medición de los mismos inicia hasta que el pozo es abierto ($t > 20$).

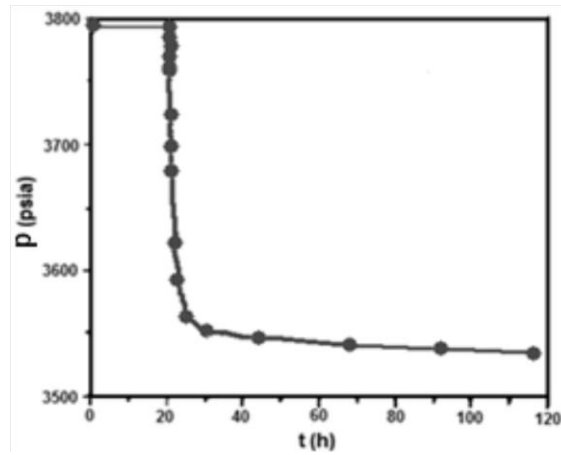


Figura 2.17. Historia de presión de una prueba de decremento.

2.5.2 Pruebas de incremento de presión.

Probablemente sea la prueba de presión más utilizada en la industria, está ampliamente documentada en la literatura. Inicialmente introducida por los hidrólogos para el análisis de acuíferos, esta técnica consiste en la medición y análisis, usualmente de la presión de fondo después de que el pozo ha producido, a un gasto constante, cierto tiempo y posteriormente es cerrado. Las pruebas de incremento son la forma preferida para determinar la capacidad de flujo del pozo, presión promedio, distancia a una falla, tamaño de la fractura, conductividad de la fractura, y el efecto del daño. Después de que el pozo es cerrado, el fluido en el pozo usualmente alcanza un estado inactivo en el que la presión de fondo se incrementa ligeramente y es fácil de medir. Esto, a diferencia de las pruebas de decremento, permite que se tengan una mayor facilidad para interpretar los resultados. Durante la realización de esta prueba, es imperante conocer las condiciones del estado mecánico del pozo. El análisis de una prueba de incremento, a menudo requiere únicamente pequeñas modificaciones de las técnicas usadas para interpretar pruebas de decremento a gasto constante. La principal desventaja de una prueba de este tipo es la dificultad de obtener un gasto constante previo al cierre.

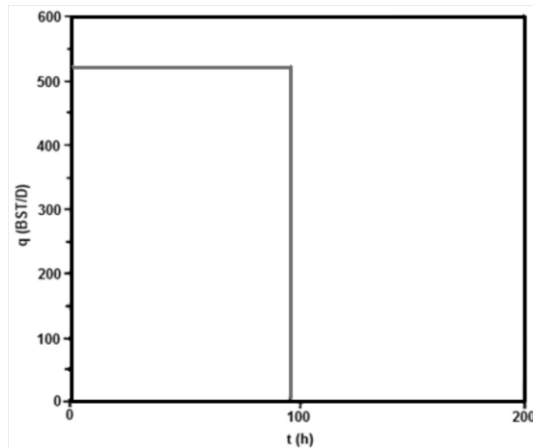


Figura 2.18. Gasto típico de una prueba de incremento. Antes de realizar la prueba el pozo debió producir a un gasto constante cierto tiempo (t de 0 a 100) y posteriormente es cerrado para realizar las mediciones ($t > 100$).

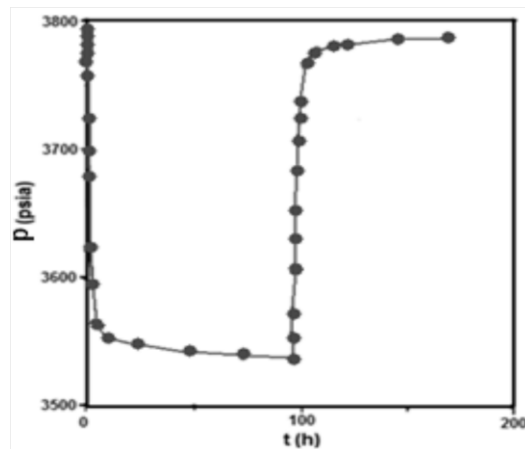


Figura 2.19. Historia de presión de una prueba de incremento.

2.5.3 Prueba inyektividad.

Una prueba de inyección es conceptualmente idéntica a una prueba de decremento, excepto que el fluido va al interior, en lugar de al exterior de la formación. El fluido es inyectado al pozo a gasto constante, el gasto de inyección y la presión de fondo de inyección son medidos como una función del tiempo.

La respuesta de presión puede ser analizada para estimar la permeabilidad de la formación y el factor de daño. Esta prueba en particular, es de gran importancia cuando se va a realizar o se está realizando algún método de recuperación secundaria donde se realice una inyección de fluidos. Cuando un pozo es destinado para recibir una cantidad grande de fluido, su habilidad para aceptar ese fluido uniformemente por un tiempo grande es importante para economizar proyectos de recuperación secundaria. En particular, un incremento del daño en la vecindad del pozo debe ser detectado para corregirlo lo más pronto posible.

Los gastos de inyección pueden ser controlados más fácilmente que los gastos de producción, sin embargo, el análisis de la prueba puede complicarse por los efectos multifásicos del fluido (cuando se inyecta un fluido distinto al de la formación), para evitar esto, es recomendable que el fluido inyectado sea igual al fluido de la formación.

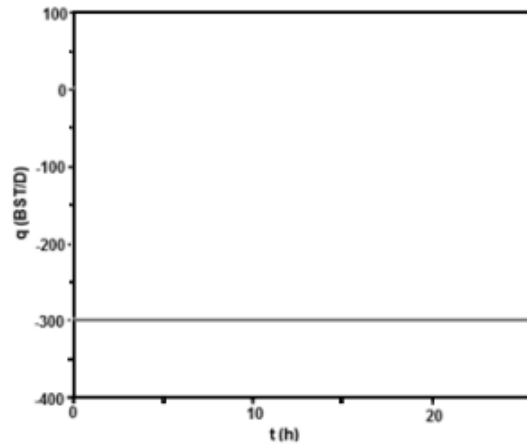


Figura 2.20. Gasto típico de una prueba de inyección. La inyección del fluido debe realizarse a gasto constante.

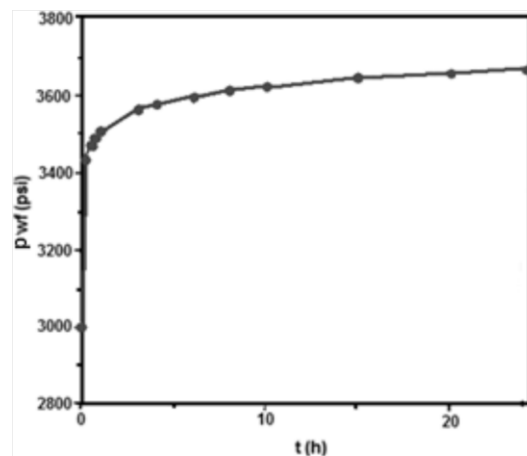


Figura 2.21. Historia de presión de una prueba de inyección.

2.5.4 Prueba *fall-off*.

Esta prueba mide la declinación de la presión posteriormente al cierre de un periodo de inyección, involucra cerrar el pozo después de un periodo de inyección a gasto constante y medir el decremento de la presión resultante en función del tiempo. Los datos de presión tomados inmediatamente antes y durante el periodo de cierre son analizados como datos de incremento de presión.

La presión en la cabeza del pozo usualmente aumenta durante la inyección, y si el pozo está completamente lleno de líquido después del cierre, la presión puede ser medida en la superficie, y la presión en el fondo pueden ser calculadas agregando la presión generada por la columna hidrostática a

la presión de la cabeza del pozo. Debido a que la mayoría de los pozos inyectores de agua están fracturados, y que los pozos usualmente tienden a entrar en succión, el nivel del fluido puede caer.

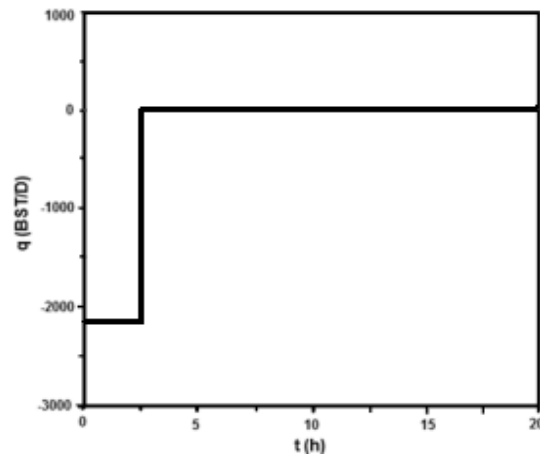


Figura 2.22. Gasto típico de una prueba fall-off. Después de un periodo de inyección (t de 0 a 2.5) se inicia la medición de datos a pozo cerrado ($t > 2.5$).

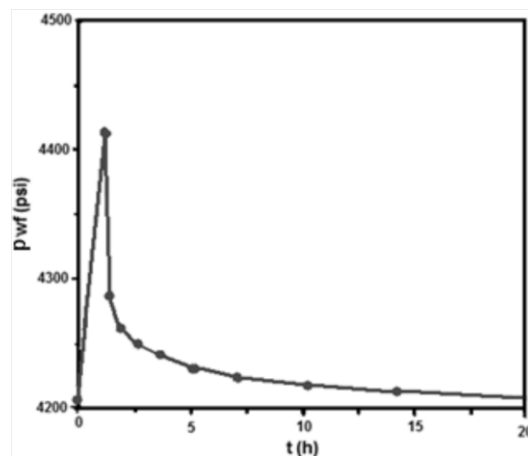


Figura 2.23. Historia de presión de una prueba fall-off.

2.5.5 Prueba de interferencia.

En una prueba de interferencia, un pozo es puesto a producir y la presión es observada en un pozo o pozos testigo. Este tipo de prueba se utiliza principalmente para determinar si uno o más pozos están comunicados a través de la presión del yacimiento, cuando esta existe, provee un estimado de la permeabilidad y del producto de la porosidad y la compresibilidad (ϕC_e) en la vecindad de los pozos probados. Una prueba de interferencia monitorea los cambios de presión que ocurren en un pozo de observación, el cual se mantiene cerrado durante la prueba, desde un pozo productor. Así, una prueba de interferencia podría ser útil para caracterizar propiedades del yacimiento sobre escalas de longitud más grandes que las pruebas a pozos individuales.

Los cambios de presión a una distancia desde el productor son mucho más pequeños que en el mismo pozo productor, así las pruebas de interferencia requieren herramientas sensibles a los cambios de

presión y podrían tomar mucho tiempo para realizarse. El pozo cerrado, puede permanecer en observación durante varias horas o incluso días, dependiendo de las propiedades del yacimiento y del espaciamiento entre pozos. La historia de presión medida, puede ser analizada para estimar la permeabilidad y porosidad interpozos. Si las respuestas de presión son medidas en varios pozos en observación, pueden ser analizadas para estimar la anisotropía del yacimiento.

2.5.6 Prueba de pulsos.

La prueba de pulso tiene el mismo objetivo que una prueba de interferencia convencional, para determinar si un par de pozos tienen comunicación hidráulica, estimar k y ϕC_t en el área de prueba de los pozos. La prueba es conducida a través de una señal enviada o secuencia de pulsos desde un pozo activo (productor o inyector) a un pozo cerrado en observación. La secuencia de pulso es creada por la producción (o inyección) desde el pozo activo, entonces cerrándolo, y repitiendo esa secuencia con un patrón regular. Las pruebas de pulso tienen varias ventajas sobre las pruebas de interferencia convencionales:

1. Afectan menos las operaciones normales que las pruebas de interferencia, dura un mínimo de tiempo que podría ser desde algunas horas hasta algunos días.
2. Hay menos problemas de interpretación causados por el ruido y por la tendencia de la presión del yacimiento cuando dichos problemas afectan la respuesta en pozos de observación.
3. El análisis de las pruebas de pulso usualmente puede estar basado en soluciones simples de las ecuaciones de flujo.

La principal razón para tener una secuencia de pulsos de presión es que rápidamente se pueden determinar los efectos de un pozo activo sobre un pozo en observación. Usualmente son requeridos sensores de alta resolución para detectar esos pequeños pulsos, los cuales podrían tener magnitudes menores que 0.1 psi.

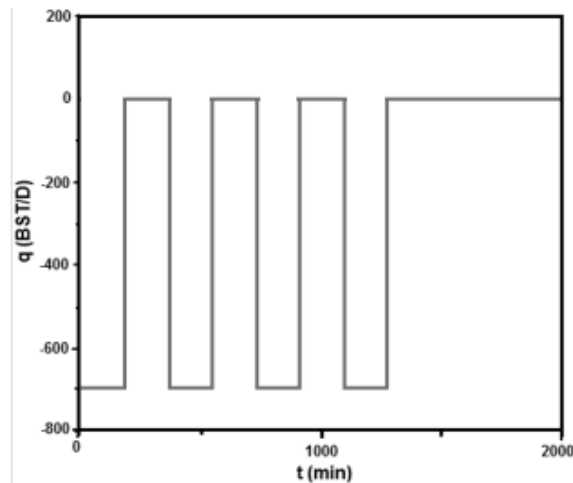


Figura 2.24. Gasto típico de una prueba de pulso para un pozo pulsante.

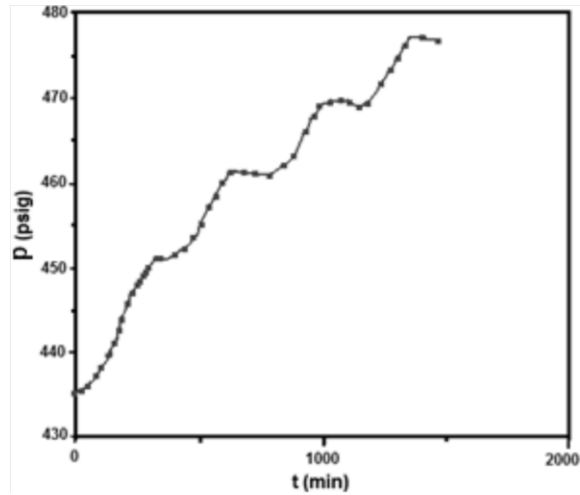


Figura 2.25. Historia de presión de una prueba de pulso para un pozo observador.

2.5.7 Prueba de gastos escalonados (SRT).

Una prueba SRT es una prueba llevada a cabo en un pozo inyector para determinar el gradiente de fractura de la formación, el gasto de inyección dentro del pozo es incrementado a manera de paso sobre intervalos iguales de tiempo cada vez que la presión de fondo de inyección es medida. Los datos de presión y de gasto de inyección pueden ser analizados para determinar el gradiente de fractura de la formación.

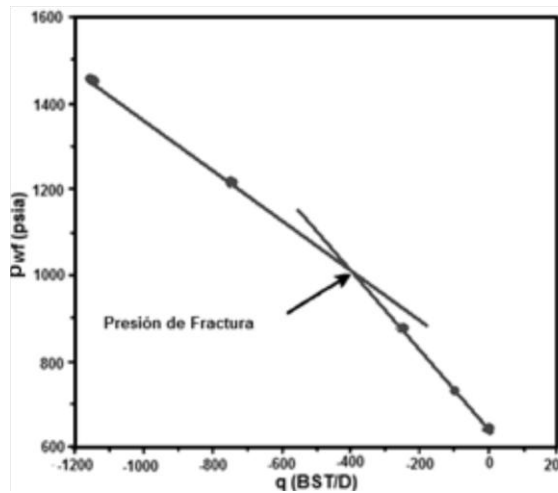


Figura 2.26. Gráfica de presión contra gasto de una prueba SRT. Realizada con el fin de obtener la presión de fractura.

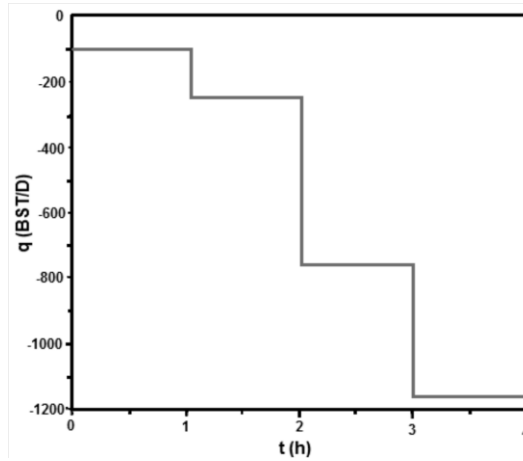


Figura 2.27. Gasto típico de una prueba SRT.

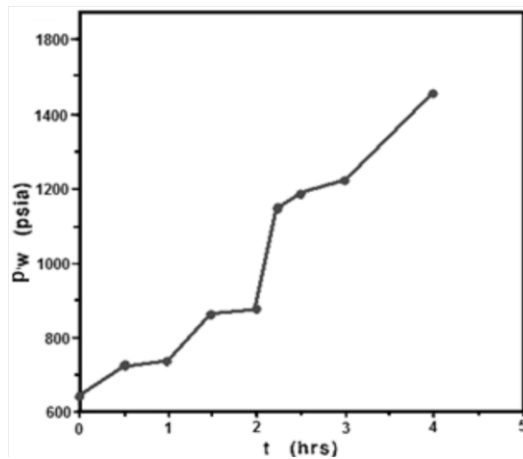


Figura 2.28. Historia de presión de una prueba SRT.

2.5.8 Drill stem test (DST).

Es una prueba que usa una herramienta especial colocada al final de la sarta de perforación. Es una prueba comúnmente usada para probar pozos recientemente perforados y de los cuales normalmente no se conoce su potencial, debido a eso únicamente puede ser llevada a cabo cuando la sarta de perforación está dentro del agujero. Aunque algunas veces se realiza en zonas productoras conocidas de pozos para desarrollo. La *DST* provee una terminación temporal del intervalo a probar. Una buena *DST* proporciona una muestra del tipo de fluido presente en el yacimiento, indica el gasto y da una medida de la presión estática y de la presión de fondo fluyendo. La *DST* ayuda a determinar la posibilidad de una producción comercial, ya que los fluidos recuperados y el gasto son observados. El análisis de los datos de la *DST* en periodo de flujo transitorio puede proveer una estimación de las propiedades de la formación y del daño. Estos datos podrían ser usados para estimar el potencial del pozo con una terminación regular que use técnicas de simulación para remover el daño e incrementar el diámetro efectivo de la vecindad. En una *DST*, el pozo es abierto al flujo por una válvula en la base de la herramienta, y los fluidos del yacimiento fluyen hacia la sarta de perforación (la cual esta usualmente vacía al empezar). La prueba tiene comúnmente una secuencia: se produce por un periodo corto de

tiempo, se cierra por un periodo corto (inicio del incremento), se produce nuevamente por un periodo más largo (segundo periodo de flujo) y se cierra nuevamente por un periodo más largo de tiempo (incremento final). La DST puede ser bastante corta con el cierre positivo de la válvula al fondo del pozo, evitando así los efectos de almacenamiento. Podrían surgir ciertas complicaciones, desde los efectos de momentum y fricción, hasta el hecho de que las condiciones del pozo sean afectadas por operaciones de perforación y terminación influenciando los resultados.

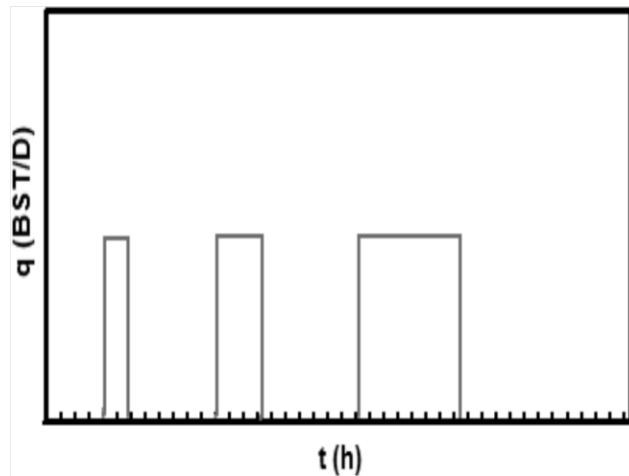


Figura 2.29. Gasto típico de una prueba DST.

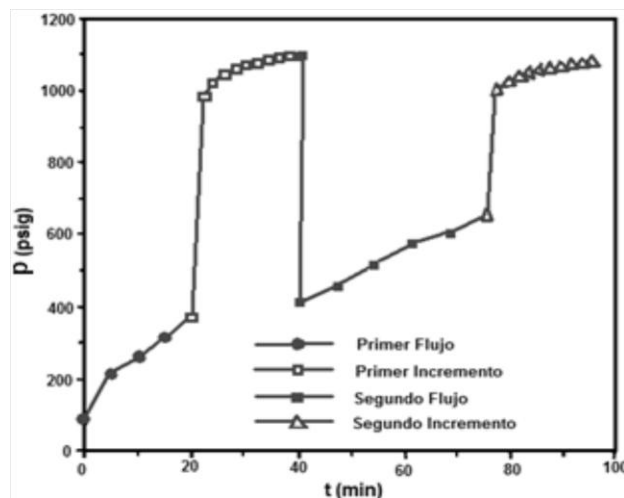


Figura 2.30. Historia de presión de una prueba DST.

2.6 Efecto del daño.

Es un efecto causado por operaciones realizadas en los pozos, como por ejemplo, la perforación, las terminaciones, la cementación etc. Estas alteraciones a la formación hacen que disminuya su permeabilidad y afecta su productividad. Este efecto se denomina como daño a la formación, y la región con la alteración de la permeabilidad es llamada zona de daño. Esta zona puede extenderse de unas cuantas pulgadas a varios pies. Al estimular o fracturar los pozos se aumenta la permeabilidad de la zona cercana al pozo para el primer caso así como cambiar la geometría de flujo en el segundo caso

siempre y cuando sea un fracturamiento hidráulico, en consecuencia, la permeabilidad cercana al pozo es siempre diferente de la permeabilidad lejos de él, donde la formación no ha sido afectada por la perforación o la estimulación.

Estos factores de daño pueden producir caídas de presión adicionales durante el flujo. Estas caídas de presión adicionales son conocidas como Δp_s .

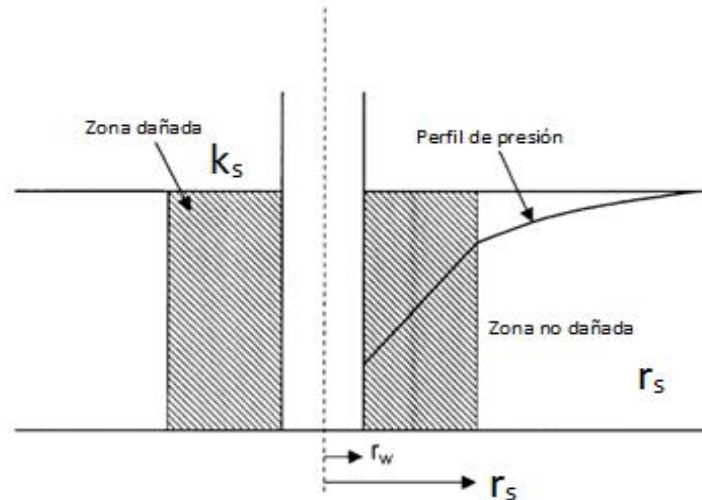


Figura 2.31. Área de influencia del daño y su comportamiento.

Solo hay 3 posibles resultados que podemos obtener en la evaluación del daño:

- Daño positivo ($s > 0$): Cuando existe una zona dañada cercana al pozo; el daño es un número positivo.
- Daño negativo ($s < 0$): Cuando la permeabilidad alrededor del pozo es mayor a la permeabilidad de la formación, existe un factor de daño negativo. Este factor negativo indica una condición de mejora al pozo.
- Daño cero ($s = 0$): Esta condición se presenta cuando no hay alteraciones en la permeabilidad de la zona cercana al pozo.

El daño también puede ser cuantificado por medio de pruebas de presión producción, ya que conforme aumenta el tiempo de explotación aumenta el valor de s , lo que indica un deterioro de la productividad en los pozos.

2.7 Almacenamiento.

El almacenamiento es un fenómeno que se presenta cuando un pozo es cerrado y la formación sigue aportando fluidos hacia él, lo cual hace que se cree un aumento en la presión ejercido por los fluidos almacenados, la presión en el fondo del pozo puede ser obtenida midiendo el nivel del fluido. Cuando el almacenamiento es significativo, debe ser considerado en el análisis de las pruebas de presión. Al no ser considerado, el resultado puede ser erróneo, lo que nos puede arrojar datos de condiciones inexistentes en el yacimiento, tales como, fallas, fronteras o el análisis de datos sin sentido. El coeficiente de almacenamiento esta dado por:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (2.25)$$

Donde:

C = coeficiente de almacenamiento, bls/psi.

ΔV = cambio en el volumen del fluido en el pozo, bls.

Δp = cambio en la presión en el fondo del pozo, psi.

2.8 Principio de superposición.

Debido a que los yacimientos tienen varios pozos operando a diferentes gastos, se necesita una mejor aproximación del comportamiento de los fluidos durante los periodos de flujo transitorios. El principio de superposición es un concepto que puede ser aplicado para remover las restricciones que han sido impuestas en varias formas a la solución de la ecuación de flujo transitorio. Matemáticamente el teorema de superposición establece que cualquier suma de las soluciones individuales de la ecuación de difusividad es también una solución de esta. Este concepto puede ser aplicado para los siguientes efectos en la solución del flujo transitorio:

- Múltiples pozos
- Cambio del gasto
- Efectos de frontera
- Efectos en los cambios de la presión

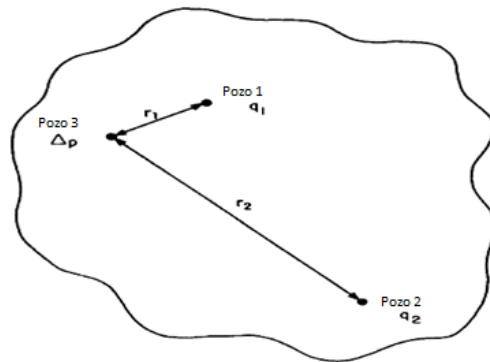


Figura 2.32. Arreglo de pozos múltiples.

Mediante el principio de superposición, se genera una solución de un problema complejo como una combinación lineal y superponiendo, en tiempo y/o espacio, componentes más simples. Las superposiciones más comunes son:

- Simulación de historiales de producción complejos mediante combinaciones lineales de soluciones de decremento a diferentes tiempos de inicio. A esto se le conoce superposición del tiempo.
- Simulación de fronteras lineales simples mediante combinaciones lineales de un pozo infinito y soluciones de interferencia provenientes de pozos virtuales (también conocidos como pozos imagen).

Para cualquier problema que involucre una ecuación de difusión lineal, los principales principios de superposición son:

- Combinaciones lineales de soluciones que cumplan la ecuación de difusión, también cumplen con dicha ecuación.
- En cualquier punto donde haya flujo (pozo, frontera), el flujo resultante de la combinación lineal de soluciones será la misma solución lineal de los flujos correspondientes.
- Si una combinación lineal de soluciones corresponde con la ecuación de difusión y con los diferentes flujos y condiciones de frontera a cualquier tiempo, entonces esta es la solución al problema.

Considerando estos principios podemos definir las siguientes reglas para la superposición en el tiempo:

- El cambio en la presión debido a la producción, q , de un sistema dado es q veces la unidad de gasto que es solución para el mismo sistema. Esto mismo es aplicable para pozos de inyección usando un gasto negativo.
- Para simular la secuencia de un gasto constante, q_1 , desde un tiempo cero a un tiempo t_1 , seguido de un gasto q_2 desde un tiempo t_1 hasta infinito, puedes superponer la producción a un gasto q_1 desde un tiempo cero hasta infinito y un gasto de producción $(q_2 - q_1)$ de un tiempo t_1 hasta infinito.

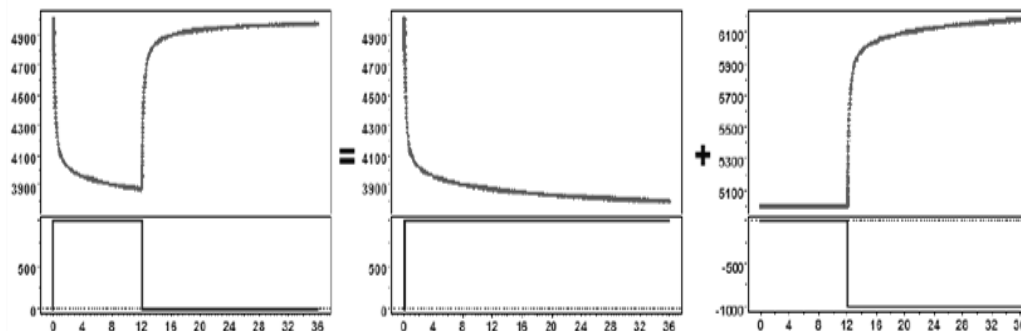


Figura 2.33. Ilustración gráfica de una superposición simple.

2.9 Técnicas de interpretación.

Son una herramienta importante las cuales facilitan la comprensión de los fenómenos asociados con los cambios de presión en los pozos y la formación. El análisis de la información dependerá si la prueba fue hecha en un pozo o en varios de ellos.

Pruebas en un solo pozo:

- Función derivada.

Pruebas multipozo:

- Curvas tipo.
- Análisis logarítmico.

2.9.1 Función derivada de la presión.

Hasta 1983 la metodología de análisis para las pruebas de presión era un proceso manual donde se alternaban el uso de las curvas tipo y análisis especializados. Las curvas tipo sin el uso de la derivada tenían pocas capacidades de diagnóstico. El resultado de gráficas especializadas ayudó al uso de las curvas tipo. Bourdet¹³ y sus colaboradores propusieron la función derivada como una herramienta de diagnóstico de flujo. Esta función está relacionada con la pendiente de la curva de presión en una gráfica semilogarítmica.

Para un decremento:

$$\Delta p' = \frac{d\Delta p}{d \ln(\Delta t)} = \Delta t \frac{d\Delta p}{d\Delta t} \quad (2.26)$$

Para pruebas con múltiples gastos:

$$\Delta p' = \frac{d\Delta p}{d \sup(\Delta t)} \quad (2.27)$$

El principio de la derivada de Bourdet es simple, es la pendiente de la gráfica semilog presentada sobre una gráfica log-log. La gráfica semilog no es cualquier gráfica semilog (MDH¹⁴, Horner¹⁵, etc.).

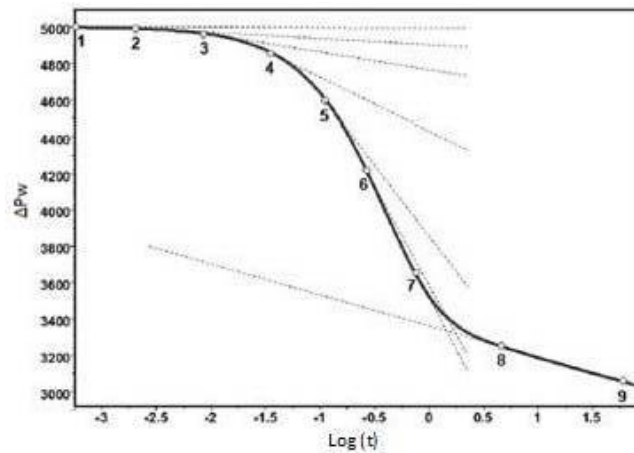


Figura 2.34. Gráfica semilog de la derivada de Bourdet.

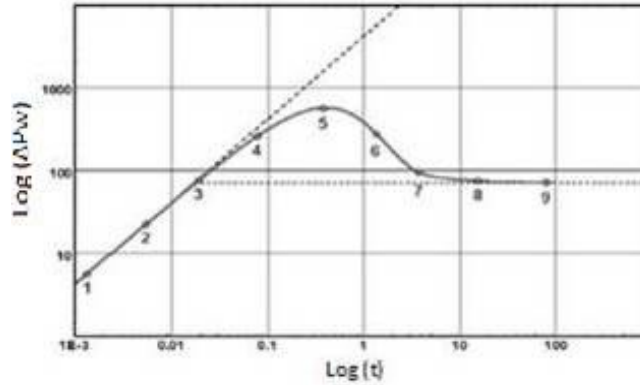


Figura 2.35. Gráfica log-log de la derivada de Bourdet.

2.9.1.1 Derivada de Bourdet en tiempos tempranos.

Los efectos del almacenamiento del pozo son solamente observados en tiempos muy tempranos cuando el comportamiento de la presión del pozo está dominado por la descompresión (o compresión) del fluido del mismo.

Para el caso de almacenamiento del pozo:

$$\Delta p = C \Delta t \quad (2.28)$$

Para cuestiones a gastos variables, la solución a tiempos tempranos es:

$$\Delta p' = \Delta t \frac{dC\Delta p}{d\Delta t} = C \Delta t = \Delta p \quad (2.29)$$

A tiempos tempranos, cuando está presente el almacenamiento del pozo, la presión y la derivada de Bourdet se unirán en una recta con una pendiente igual a 1 en la gráfica log-log.

Otros regímenes que podrían presentarse a tiempos tempranos, tales como flujo lineal o bilineal, tendrán un comportamiento distinto y muy específico en su respuesta de la derivada.

2.9.1.2 Derivada de Bourdet en estado pseudo-estacionario.

Después de alcanzar un gasto de producción estable, cuando se alcanza un estado pseudo-estacionario. La respuesta de la derivada de la presión es:

$$\Delta p' = A \Delta t + b \quad (2.30)$$

Y la superposición del tiempo puede ser aproximada considerando $\text{sup}(\Delta t) \approx \ln(\Delta t)$.

La derivada por ende es:

$$\Delta p' = \Delta t \frac{d(A\Delta t + B)}{d\Delta t} = A \Delta t \quad (2.31)$$

A tiempos muy largos, tendremos:

$$\Delta p = A\Delta t + B \approx A\Delta t \quad (2.32)$$

Cuando se alcanza el estado pseudo-estacionario, la respuesta de la presión en la gráfica log-log tenderá a ser una pendiente igual a 1, mientras que la derivada alcanzará una pendiente mucho antes. Este comportamiento es importante en el análisis de pruebas de presión pero no es aplicable para pruebas de incremento; en una prueba de incremento la presión se estabiliza y la derivada cae hasta cero. Este comportamiento es fundamental también para el análisis de las pruebas de producción, donde el régimen de interés es el estado pseudo-estacionario.

2.9.1.3 Derivada de Bourdet y flujo radial en yacimiento infinito.

Cuando se tiene flujo radial en yacimiento infinito se tiene la siguiente aproximación:

$$\Delta p = m' \text{ sup} (\Delta t) \quad (2.33)$$

Donde m' es la pendiente de la recta semilog. La respuesta al decremento es un caso específico de una respuesta a gasto variable, y el logaritmo del tiempo es el tiempo específico en la superposición para el decremento. La derivada cuando se ha alcanzado flujo radial en yacimiento infinito es por lo tanto:

$$\Delta p' = \frac{d\Delta p}{d \text{ sup} (\Delta t)} = m' \quad (2.34)$$

Cuando se ha alcanzado el flujo radial en yacimiento infinito, la derivada se estabiliza a un nivel igual a la pendiente de la línea recta semilog.

Esta propiedad es la razón principal para el desarrollo de la derivada, ya que es fácil identificar este tipo de flujo en la gráfica log-log, algo que es virtualmente imposible de hacer en la gráfica semilog.

Combinado con la pendiente unitaria en los tiempos iniciales de la prueba durante el almacenamiento, la derivada provee de un camino inmediato para definir la presión y el tiempo de partida en la gráfica log-log al posicionar una línea recta con una pendiente igual a 1 en el régimen donde se tiene el efecto de almacenamiento del pozo y colocar una línea horizontal en la respuesta del flujo radial infinito.

Por sí sola la derivada de Bourdet podría ser una herramienta fundamental en el análisis de pruebas de presión, otro uso de la derivada de la presión es que puede identificar modelos de flujo en el yacimiento y tipos de frontera.

Tabla 2.1. Pendientes más comunes encontradas en las pruebas de presión.

| Modelo | Régimen | Pendiente Δp | Pendiente $\Delta p'$ |
|------------------------|--------------------------------------|----------------------|-----------------------|
| Almacenamiento | Almacenamiento | 1 | 1 |
| Fractura | Lineal | 0.5 | 0.5 |
| Fractura | Bilineal | 0.25 | 0.25 |
| Parcialmente penetrado | Esférico | - | -0.5 |
| Homogéneo | Flujo radial en yacimiento infinito. | - | 0 |
| Canales | Lineal | 0.5 (final) | 0.5 |
| Cerrado | Estado pseudo-estacionario | 1 (final) | 1 |

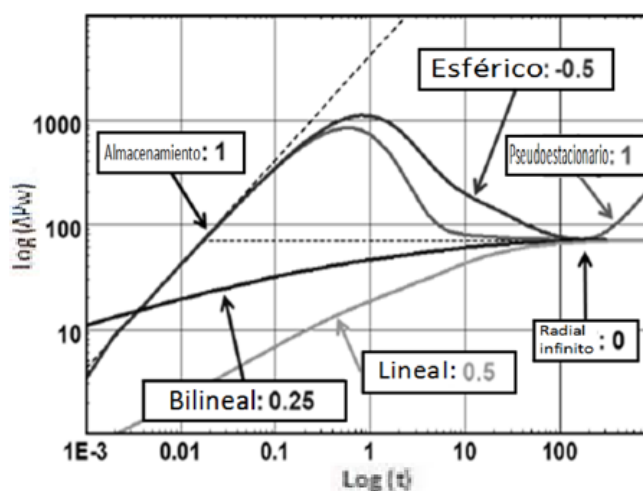


Figura 2.36. Gráfica de la derivada de Bourdet con los distintos regímenes de flujo.

2.9.1.4 Derivada de Bourdet y los modelos de pozo y de yacimiento.

El uso de la derivada de la presión no solo es aplicable para modelos de flujo. Puede describir distintos comportamientos de pozo, yacimiento o de fronteras. Mediante la gráfica log-log se pueden ver los comportamientos típicos de la derivada de Bourdet.

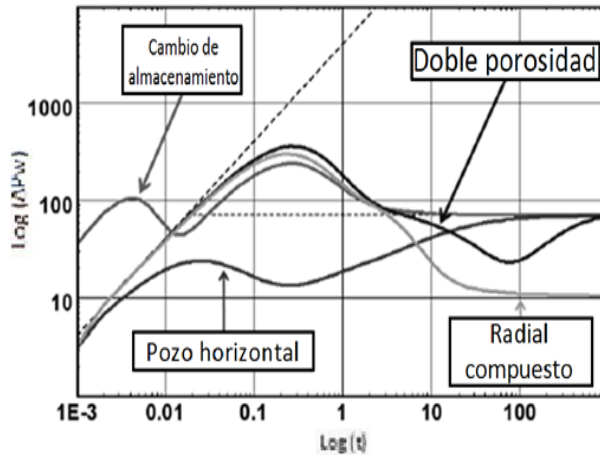


Figura 2.37. Gráfica de la derivada de Bourdet y otros modelos que no son comúnmente usados.

2.9.2 Curvas tipo.

Una curva tipo es una solución a un problema con cierto valor en la frontera relacionando, generalmente, variables en forma adimensional, graficadas en un papel de características determinadas, normalmente log-log. Cuando se hacía uso de una curva tipo, se sugería el uso del método semilogarítmico para pruebas de flujo, y del método de Horner para pruebas de incremento de presión con el objeto de comparar y verificar respuestas numéricas. Cuando se generalizó el uso de las curvas tipo no se había generalizado el uso de computadora para hacer el análisis, no se hacía un análisis integrado con información proveniente de diversas fuentes de información y de ingeniería, y normalmente se utilizaba medidores de presión mecánicos. Una de las debilidades del método de la curva tipo que incluyen al efecto de llene, es que consideran a este constante. Mediciones experimentales soportan la conclusión de que el coeficiente de efecto de llene no es constante en general.

Sin embargo, no ha aparecido en la literatura una forma directa para reconocer cuando una prueba en un sistema pozo-yacimiento específico produce a efecto de llene constante o no. Muchas soluciones para problemas con valor en la frontera diferentes al problema clásico de pozo con efecto de daño y llene han aparecido en la literatura.

2.9.3 Análisis logarítmico.

Los métodos logarítmicos se refieren a los métodos de *Horner*, *MDH*, *Muskat*¹⁶. Estos métodos utilizan en general los tiempos de cierre (*Horner*, *MDH*) o los tiempos de cierre afectados por los límites, como el método de *Muskat* de ensayo y error, para determinar presión estática del área de drenaje. Los métodos de *Horner* y *MDH*, no toman en cuenta en el análisis las primeras presiones recogidas en el pozo y solo son válidos para analizar una prueba si se puede obtener la línea recta semilog apropiada en un gráfico de p_{ws} contra $(t + \Delta t)/\Delta t$. Muchas veces es difícil obtener la línea recta correcta. Un gráfico semilog puede mostrar varias líneas rectas, a diferentes tiempos de la prueba, y el problema sería determinar la recta semilog apropiada.

2.10 Teoría del modelo radial compuesto.

Durante algunas pruebas, tales como una prueba *fall-off*, es necesario considerar una variación de la movilidad de fluidos. Los casos más comunes donde se observa este fenómeno son:

- Inyección de un fluido distinto a los fluidos del yacimiento.
- Cambio de la saturación debida a un acuífero.
- Cambio de la saturación debido a un casquete de gas.
- Cambio de la saturación debido a la producción debajo de la presión de burbuja.
- Compartimentalización
- Cambio de facies.
- Cambio en las características del yacimiento.

Las soluciones analíticas a estos fenómenos se llaman modelos compuestos. Su geometría es sencilla y se encuentra gobernada por dos parámetros simples (k y μ).

Los modelos compuesto más comunes son el lineal compuesto y el modelo radial compuesto. La geometría radica en un pozo al centro, con un radio r_i en el banco interior.

Las propiedades de los bancos de fluidos de cada zona se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

La relación de movilidad:

$$M = \frac{(k/\mu)_1}{(k/\mu)_2} \quad (2.35)$$

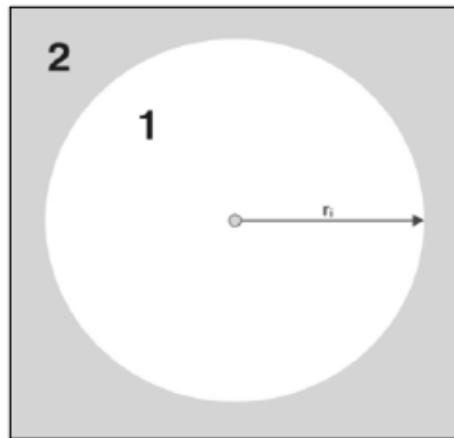


Figura 2.38. Modelo radial compuesto.

Radio de difusividad:

$$D = \frac{(k/\phi \mu c_t)_1}{(k/\phi \mu c_t)_2} \quad (2.36)$$

Relación de movilidad/radio de difusividad:

$$\frac{M}{D} = \frac{(\phi c_t)_1}{(\phi c_t)_2} \quad (2.37)$$

La relación M/D representa la compresibilidad la cual, para cuestiones de aproximación, es igual a 1 cuando ambos fluidos tienen características similares.

En la figura 2.38 se ilustra la distribución de la presión en el modelo radial compuesto. En la zona interface compuesta, no hay una pérdida de presión pero si hay un cambio en el gradiente de presión. El flujo en ambos lados es el mismo, pero debido a que la movilidad es distinta, al aplicar la ley de *Darcy* se tendrán dos gradientes de presión distintos.

En un tiempo inicial, la presión se propagará solamente en el banco 1, y el comportamiento por ende será homogéneo. Cuando se detecte el límite entre bancos, habrá un cambio en la movilidad y la difusividad.

Con el modelo radial compuesto, la movilidad aparente y la difusividad se moverán del banco interior hacia el banco exterior, la movilidad final será la del banco exterior.

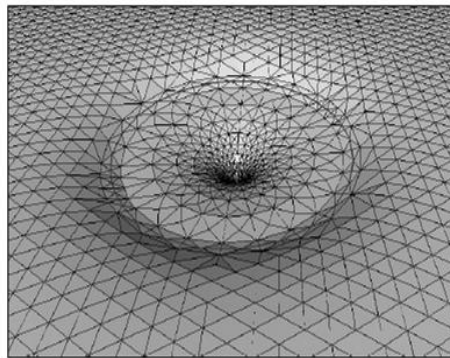


Figura 2.39. Perfil de de distribución de la presión para un modelo radial compuesto.

2.10.1 Comportamiento log-log.

La figura 2.39 muestra la respuesta de una prueba de incremento en un yacimiento utilizando el modelo radial compuesto para su descripción.

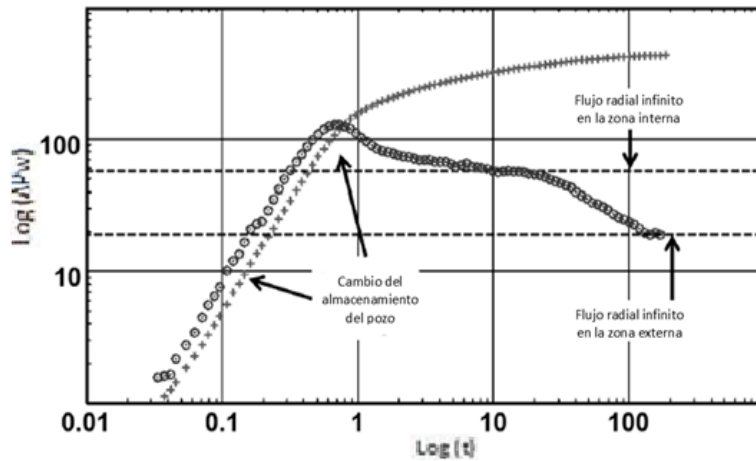


Figura 2.40. Respuesta de una prueba de incremento usando el modelo radial compuesto.

La figura 2.40 muestra la respuesta log-log de un modelo radial compuesto con una distancia constante en la interface y valores de $M=D$. El tiempo en el cual la derivada se desvía del flujo radial en yacimiento infinito (banco 1) al flujo radial en yacimiento infinito final (en el banco 2) está relacionado con el r_i en la misma forma que para una frontera sellante o a presión constante. La relación entre el nivel de la derivada final e inicial será la misma que entre la relación de movilidad final e inicial, igual a M . Cuando $M=D=1$, la respuesta obviamente será de un yacimiento homogéneo.

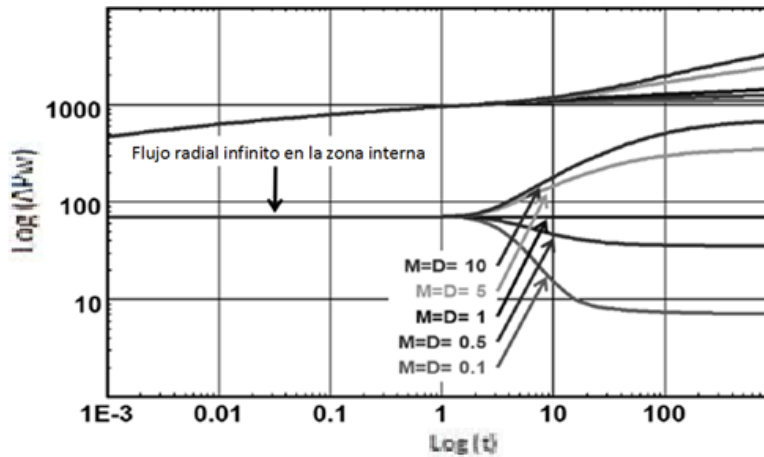


Figura 2.41. Respuesta log-log usando el modelo radial compuesto.

La figura 2.41 ilustra el comportamiento del modelo radial compuesto cuando la movilidad y la difusividad no son iguales. En esta grafica la relación M permanece constante y se varía la relación D .

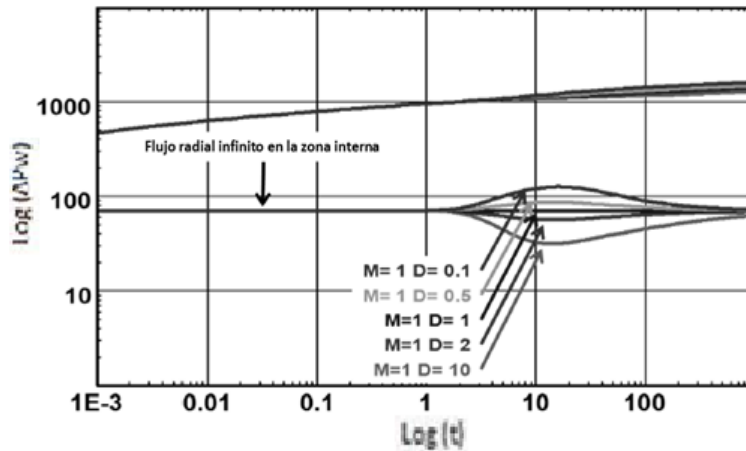


Figura 2.42. Respuesta log-log del modelo radial compuesto cuando M es distinto a D .

Dependiendo del valor de D , la derivada se desviara hacia la parte superior cuando $D < 1$ y hacia abajo cuando $D > 1$. La respuesta donde se tiene un valle esta cualitativamente cerca al modelo de doble porosidad. La diferencia en la forma proviene del hecho que este cambio del coeficiente de almacenamiento ocurre en el banco 2 solamente, mientras que la respuesta del modelo de doble porosidad ocurre en todas partes.

De manera general, en el caso donde M y D son distintos, la derivada irá del flujo radial infinito del banco 1 hacia el banco final siendo solamente función de M . Habrá una transición hacia la parte superior cuando $D < M$ y hacia la parte inferior cuando $D > M$.

2.10.2 Análisis especializado.

En teoría, la grafica semilog tendrá dos líneas rectas, la primera corresponde con la movilidad del banco 1 y la segunda la movilidad del banco 2. La relación de las pendientes dará el valor de M . Para pruebas de incremento la intercepción de la segunda línea puede ser extrapolada hasta p^* , mientras que el factor del daño estará dado por la primera línea recta (del banco 1).

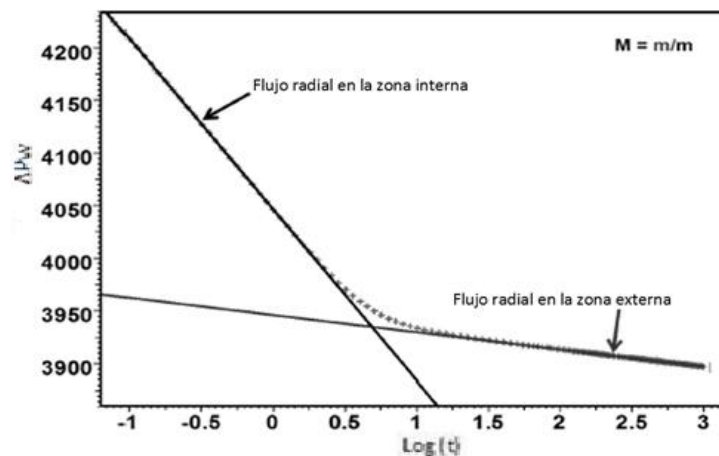


Figura 2.43. Gráfica semilog del modelo radial compuesto.

2.10.3 Efecto del almacenamiento en el pozo.

Un incremento en el almacenamiento del pozo enmascarara al flujo radial en el banco 1. El efecto del mismo en el flujo radial en yacimiento infinito para el banco 2 es despreciable ya que este es un régimen de flujo que ocurre en tiempos muy tardíos.

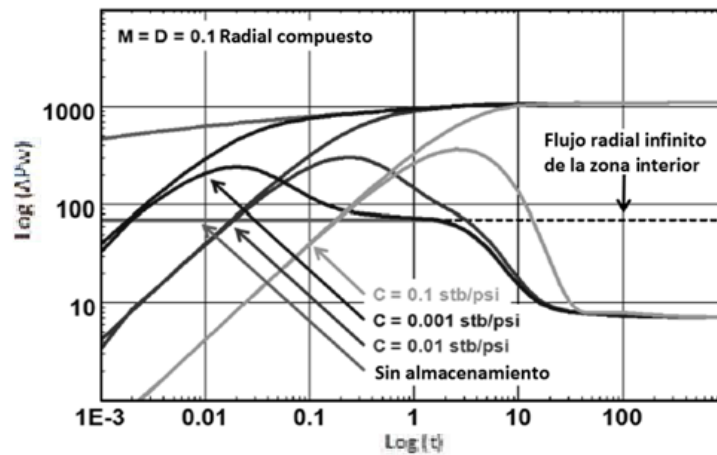


Figura 2.44. Influencia del efecto de almacenamiento en el modelo radial compuesto.

2.10.4 Evaluación del daño.

El daño puede ser evaluado usando los métodos semilog usuales. El flujo radial del banco 1 dará el daño en el pozo y el flujo radial en el banco 2 dará el factor del daño total. Este daño total está definido por los dos componentes:

$$S_t = \frac{1}{M} S_{\text{banco 1}} + \left(\frac{1}{M} - 1 \right) \ln \frac{r_i}{r_w} \quad (2.38)$$

Cuando se tiene que $M < 1$ la movilidad se incrementa hasta un punto más allá del pozo y frecuentemente se considera al banco 1 como dañado por invasión u otras causas. Esto conlleva al concepto de daño con dimensiones, se puede deber, entre otras cosas, a cambio en la composición de los fluidos o cambio de facies.

La figura 2.44 ilustra el comportamiento del modelo con factores de daño distintos y $M < 1$. Un daño positivo no tiene influencia en la derivada. Un daño negativo afectara a la derivada y a la presión conforme los tiempos iniciales se aproximen al comportamiento de la fractura.

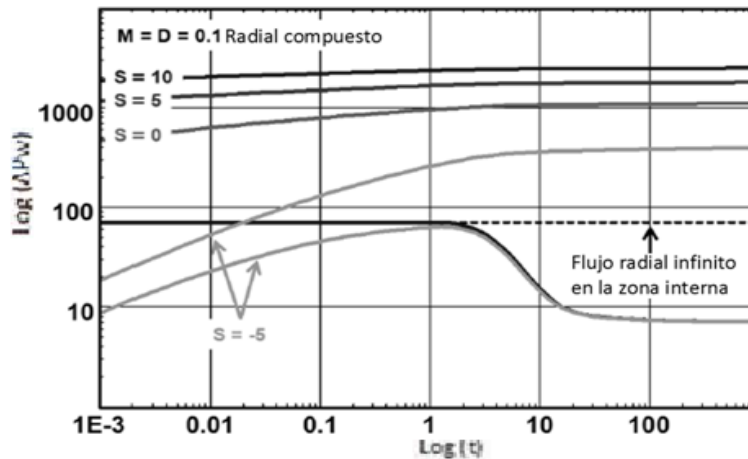


Figura 2.45. Influencia del daño en el modelo radial compuesto.

2.10.5 Extensiones del modelo compuesto.

El modelo radial compuesto tiene como fin ser una simulación simplificada para las variaciones en la saturación, los cambios de facies y del daño.

En algunos casos estas consideraciones pueden ser muy simples; puede darse el caso que se tenga un cambio distintivo en las propiedades de las facies. En estos casos puede ocurrir una gran cantidad de cambios en las cercanías del pozo y requerirán de un cambio múltiple en el modelo radial.

Este tipo de modelos son particularmente útiles para describir cambios en los bancos de fluidos. Al usar estos modelos no implica que simulen totalmente la realidad, sino que se obtenga una respuesta equivalente del comportamiento.

2.10.6 Situaciones óptimas donde debería usar un modelo compuesto para describir el yacimiento.

- Cambios en las propiedades del yacimiento: En este caso, los principales cambios físicos están en la permeabilidad y la porosidad. M reflejará la relación de la permeabilidad, y D la relación de la porosidad.
- Frente de fluidos: el modelo más simple es un pozo inyector de agua. Cuando el pozo es cerrado, la respuesta de la presión puede tener un comportamiento de yacimiento radial compuesto, correspondiendo en un principio a la difusividad en el agua, luego reflejaría la respuesta de los fluidos del yacimiento. M y D pueden ser ajustados a los cambios de permeabilidad, viscosidad y compresibilidad entre el agua y el fluido del yacimiento. El uso de un modelo radial compuesto es válido durante la fase de cierre del pozo, donde la fase del frente se encuentra estable. Durante las fases de inyección, el frente se mueve y el comportamiento será diferente. La respuesta de la inyección se comportara como un yacimiento homogéneo siendo el agua, únicamente el fluido.
- Empaques de grava y la zona invadida: en estos escenarios, la clasificación del modelo compuesto como una barrera no es adecuado, el banco 1 puede corresponder con la zona que se encuentra empaçada, mientras que la zona 2 representa el yacimiento.

CAPÍTULO 3. ADQUISICION DE LA INFORMACIÓN.

En los inicios de la industria petrolera y hasta finales de los años noventa, cuando un yacimiento era descubierto la explotación del mismo se realizaba sin un control en términos de una mejor administración de la producción y sin tener una planeación adecuada. Las actividades de perforación y terminación de pozos, así como la extracción de petróleo se definían en términos de la conveniencia de ese momento y la infraestructura e instalaciones se agregaban conforme avanzaba el proyecto y si estas se hacían necesarias.

El costo de esta falta de planeación se veía reflejado en las pérdidas económicas, tiempo de ejecución de los proyectos, recursos humanos utilizados, y debido a una mala explotación el factor de recuperación era menor del esperado. Viendo los impactos económicos que esta problemática generaba, las empresas petroleras buscaron una metodología para ser aplicada en la evaluación de parámetros técnicos y económicos de proyectos; teniendo en consideración la solución a los problemas ya mencionados se hizo uso de la metodología *Front End Loading* (FEL) para el diseño de los proyectos de explotación petrolera.

Cada técnica de análisis para pruebas de presión requiere de cierta información específica. Se requiere información completa y adecuada para que la prueba arroje resultados satisfactorios. De tal forma una parte importante de la preparación del diseño de cómo realizar la toma de información de una prueba de presión, es decidir, qué información es necesaria obtener y como será obtenida.

En el proceso FEL se identifican y analizan todos los riesgos y oportunidades que pudieran presentarse durante las operaciones y actividades correspondientes a la toma de información para la caracterización dinámica del área de drene de un pozo, que al efectuarse en forma correcta, pueden incrementar drásticamente la oportunidad de maximizar el éxito del pozo o ampliar el conocimiento que ya se había adquirido anteriormente.

3.1 Metodología FEL.

La metodología FEL, es la mejor práctica más comúnmente utilizada por las empresas líderes en Estados Unidos para mejorar los resultados de sus proyectos de inversión en términos de costo, programa, operatividad y cumplimiento de sus objetivos de negocio. El término de FEL fue acuñado por DuPont hace casi 20 años y en la industria estadounidense variaciones de la misma metodología se conocen con los nombres de *Front End Definition*, *Front End Engineering*, *Front End Planning* ó *Pre-Project-Planning*, entre otros. Esta metodología es un proceso mediante el cual una compañía define el alcance de un proyecto minimizando las variaciones en el mismo para lograr los objetivos del negocio; en otras palabras, es la metodología con la que se puede lograr tomar la mejor decisión a partir de una serie de opciones optimizando el proyecto y logrando obtener el mayor valor económico. El *FEL* se utiliza para ayudar a enfocar a la gente a desarrollar los procesos y la disciplina hacia la correcta ejecución de proyectos. En esencia, sirve para definir qué es lo que se quiere hacer, y la forma en la que la gente que lo realizará pueda llevarlo por el camino más efectivo para el negocio. El concepto *FEL* es ahora empleado por las más grandes plantas químicas, de energía y proceso, en EUA y también en algunas filiales de Petróleos Mexicanos, tal es el caso de Pemex Exploración y Producción, que lo utiliza en la planeación y documentación de sus proyectos de inversión.²⁹

Además de lo anterior las compañías que adoptaron *FEL* lo hicieron adaptándolo a sus propias necesidades y cultura de negocios; esto da como resultado que el *FEL* tenga varios sinónimos y tantos modelos específicos como compañías lo hayan adecuado lo cual ocasiona que existan diferentes

definiciones del término *FEL* dependiendo de la compañía que lo use. A continuación se presentan algunas de estas definiciones:

- *British Petroleum*: *FEL* es el trabajo que es ejecutado con la finalidad de desarrollar un alcance detallado para la definición de un proyecto, el cual minimiza el costo total del capital, mientras mantiene la operabilidad y mantenimiento requerido de las unidades y minimiza cambios a los alcances del proyecto.
- *Shell*: *FEL* es un proceso para desarrollo desde los objetivos del negocio hasta la aceptación final de la definición del alcance del proyecto, que minimiza el ciclo de tiempo y reduce el costo del proyecto, con el costo mínimo inicial del proyecto alcanza los requerimientos del negocio.
- *Conoco Phillips*: *FEL* es el proceso a través del cual *Conoco Phillips* desarrolla los conceptos del negocio en planes detallados para proyectos de capital alcanzando los objetivos del negocio. *FEL* mejora la predicción de costo y tiempo y reduce el riesgo del negocio en proyectos de capital.

Y por último, la definición más aplicada operacionalmente, la cual fue establecida por el organismo que sentó las bases para la evaluación comparativa del *FEL*; la *Independent Project Analysis (IPA)*.

- *IPA*: *FEL* es un proceso que traduce las oportunidades de negocio y tecnología a un proyecto de inversión, donde los objetivos del proyecto estén alineados con los objetivos del negocio, para desarrollar el más eficiente diseño de proceso y plan de ejecución para lograr los objetivos del proyecto. *FEL* continúa desde que el proyecto correcto es seleccionado, y termina hasta finalizar completamente el paquete de diseño básico. Lo anterior define ¿Qué estamos haciendo?, ¿Cómo lo estamos haciendo?, ¿Quién lo estará haciendo?, ¿Cuándo se estará haciendo? y ¿Qué recursos se necesitan?

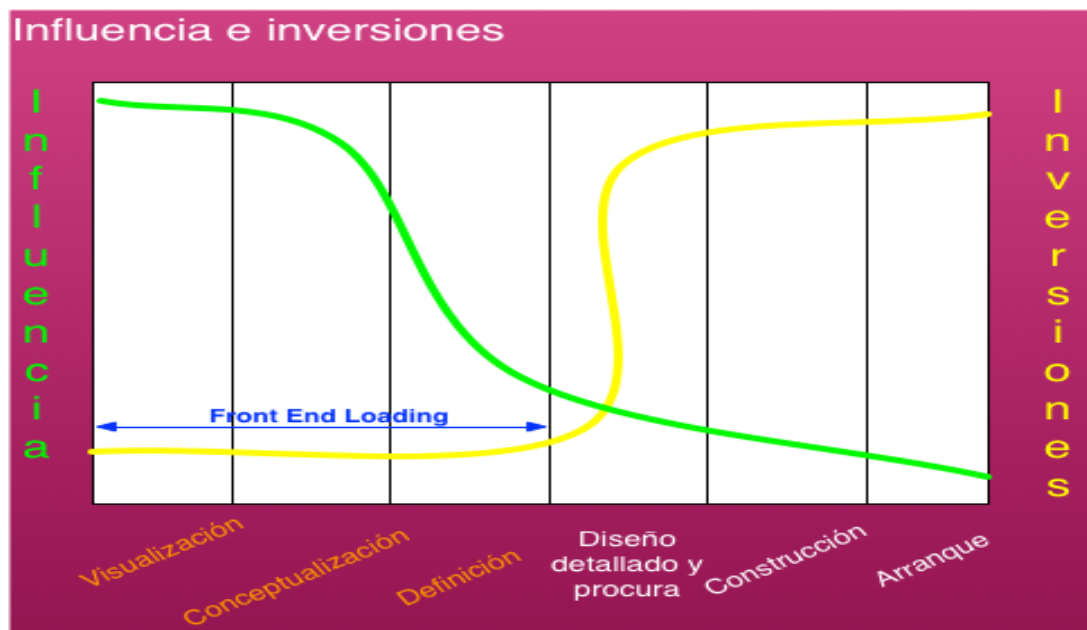


Figura 3.1. Ciclo de vida de un proyecto diseñado mediante la metodología *FEL*²⁸.

El *FEL* juega un papel muy importante para calcular el costo del proyecto, elaborar el programa y el desarrollo de los objetivos. El ciclo de vida del análisis del proyecto toma en cuenta los recursos

humanos, tecnológicos y económicos, los costos de operación, mantenimiento y disposición o remplazo de las instalaciones, para realizar un óptimo costo del proyecto. El *FEL* permite hacer más pequeño el ciclo de vida de los costos mejorando los procesos.

El objetivo primordial de esta metodología es proveer un orden detallado en la planificación con un paquete bien definido para minimizar los cambios y las correcciones durante la ejecución del proyecto.

Los cambios realizados en las etapas tempranas del proyecto representan gastos mínimos en comparación con la afectación que conllevaría la modificación en etapas más avanzadas del proyecto. El potencial de la reducción del costo del proyecto ocurre cuando un enfoque bien organizado y metódico para evaluar el proceso de mejora se lleva a cabo en la etapa temprana del diseño del proyecto. La definición inicial del proyecto cubre el periodo en donde los gastos son relativamente bajos, y donde la habilidad para influir en el valor del proyecto es grande. Lo anterior puede ser comprendido de una mejor forma si se toma en cuenta que es mucho más fácil influir en los resultados del proyecto durante la etapa de planeación, cuando los gastos son relativamente mínimos, en lugar de afectarlo durante las etapas de ejecución u operación de las instalaciones, cuando los gastos son mucho más significativos. Esta es una característica importante del *FEL*.

La metodología busca objetivos como:

- Minimizar el costo del proyecto.
- Minimizar la variabilidad de los resultados del proyecto en términos de costo, programa, y operatividad.
- Planear el proyecto con la interacción de un equipo multidisciplinario.
- Garantizar la calidad en los análisis y evaluaciones realizadas durante todas las fases de la metodología.
- Incrementar la oportunidad de cumplir con objetivos ambientales y sociales.
- Mejorar la administración de riesgos.
- Incrementar la posibilidad de mejorar los logros en objetivos de negocio.



Figura 3.2. Modelo FEL en gerencia de proyectos²⁹

3.1.1 Elementos del FEL: Visualización, Conceptualización, Definición.

El FEL se realiza en tres fases, cada una de ellas debe cumplir con una serie de actividades y puntos de verificación y control, así como obtener la autorización de los niveles jerárquicos que correspondan, antes de seguir a la siguiente fase del proyecto y comprometer recursos adicionales. Para cada fase es necesario que se elaboren documentos de soporte de decisión, los cuales sintetizan la información del avance de cada una de las etapas y contienen un resumen de los aspectos más relevantes de estas; la función principal de estos entregables es presentar los elementos de juicio que soporten la toma de decisión y de esta manera poder ejecutar cada una de las fases.

- *Visualización*: Consiste en la definición de los objetivos y del alcance general del proyecto, los cuales deben de estar alineados al proyecto FEL, efectuando análisis de las oportunidades, generación y evaluación técnica-económica preliminar de todas las opciones posibles para su ejecución, así como el análisis para identificar las incertidumbres y riesgos mayores que pueden afectar el diseño y consecución de los objetivos.
- *Conceptualización*: Consiste en realizar una evaluación más detallada a cada una de las opciones visualizadas, en donde se develan los escenarios ganadores de la etapa anterior, optimizando el concepto y seleccionando las alternativas de diseño y tecnología. Realizando un análisis económico de desarrollo y diseño más aproximado a los retos por afrontar, se eligen aquellos que proporcionaran mayor certidumbre de ser exitosos. Se cuantifican riesgos, generando los planes de mitigación de estos, que permitan seleccionar la mejor opción

técnico-económica para el proyecto. Se determina la rentabilidad y si el valor esperado cumple con los objetivos del diseño.

- *Definición:* En esta fase se realiza la ingeniería de detalle a la opción seleccionada, se afina el plan de mitigación de los riesgos cuantificados previstos para la etapa de ejecución, se finaliza: el alcance del proyecto, parte de los costos, el cronograma y los planes de ejecución para presentar los ajustes finales a los riesgos principales del escenario seleccionado. Apoyándose en el análisis económico se procede a la solicitud del presupuesto correspondiente para ejecutar la obra.

3.2 La metodología FEL dentro de Pemex Exploración y producción (PEP).

En la industria petrolera, concretamente en PEP, la metodología *FEL* ha sido adecuada a la necesidad de los proyectos, llamando a esta variante del *Front End Loading* como metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición).

En cada una de estas fases, se deben identificar y evaluar las incertidumbre, los riesgos, y establecer estrategias para administrarlas, así como determinar y especificar los objetivos y el alcance del proyecto, además de efectuar evaluaciones técnico-económicas de la(s) opción(es), a fin de procurar la máxima rentabilidad posible de los proyectos de inversión y minimizar la variación entre lo planeado y la ejecución real, en cuanto a alcance, costo, calidad y tiempo, asegurando de esa forma los resultados esperados.

Durante la ejecución de cada una de estas fases, se llevan a recopilación de información, cálculos, simulaciones, ejecución de actividades físicas, según se requiera, análisis y evaluaciones de diversos factores y existen puntos de control técnico específicos, que deben ser verificados por equipos multidisciplinarios compuestos por personal profesionalista altamente calificado (Grupos de expertos/Equipos de Pares), a fin de garantizar la calidad de los análisis y evaluaciones realizadas. De esas actividades se genera un Documento de Soporte de Decisión (DSD), donde se incluyen todos los documentos generados por el equipo del proyecto sobre el trabajo realizado y los resultados obtenidos, que sirven de soporte a un equipo colegiado multidisciplinario para tomar decisiones sobre el proyecto. El DSD es un documento que sintetiza la información del avance del proyecto en la fase de diseño y acreditación, que contiene un resumen de los aspectos más relevantes del proyecto pozo, de los entregables de la etapa y las consideraciones principales que le sustentan a la recomendación de continuar el proyecto.

Durante el proceso VCD, entre otros, se realiza la captura y evaluación de datos e información, estudios de sísmica 2D y 3D, elaboración de modelos geológicos, simulaciones y perforación de pozos, paramétricos (durante la Fase de Visualización), exploratorios de incorporación de reservas (durante la Conceptualización) y delimitadores (durante la Definición), así como evaluaciones de incertidumbres y riesgos, en cada una de estas fases.

Una vez declarado el descubrimiento, se puede iniciar la Visualización de los escenarios preliminares de explotación del yacimiento descubierto, sin embargo, el mejor escenario se selecciona solo después que se ha completado la delimitación y caracterización inicial del yacimiento y se dispone de toda la información necesaria para evaluar todos los escenarios visualizados.

Dichos escenarios deben ser integrales, es decir, deben considerar el aporte (opciones) e interrelaciones de los correspondientes pozos e instalaciones de superficie, los cuales se evalúan en conjunto para seleccionar el escenario más conveniente, con lo cual se completa la conceptualización del Mejor Escenario Integral de Explotación del Yacimiento o Campo.

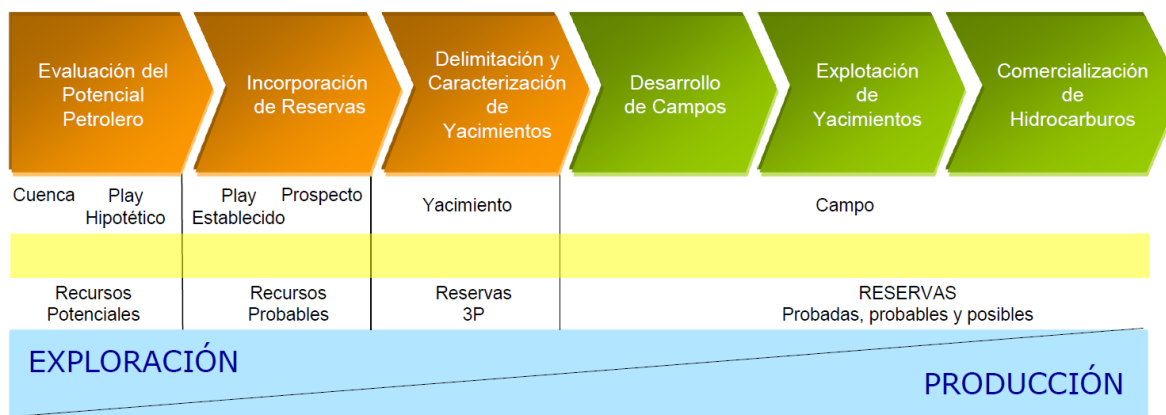


Figura 3.3. Dentro del proceso de desarrollo de un campo las pruebas de presión tienen mayor trascendencia en la caracterización de los yacimientos.

3.2.1 Descripción de las actividades.

Este procedimiento comprende las actividades que se desarrollan para el diseño, seguimiento y evaluación de los proyectos enmarcado en tres fases: Visualización, Conceptualización, Definición. Estas actividades consideran la participación de especialistas en geología, geofísica, petrofísica, geomecánica, yacimientos, productividad de pozos, perforación y terminación de pozos, evaluación económica, análisis de riesgo, administración de proyectos y otras áreas de apoyo, quienes interactúan desde el inicio al final del proyecto en un espacio que promueva el trabajo colaborativo. Durante el desarrollo del proyecto toda la información se administra a través de un programa de cómputo en el cual se incluyen formatos para el apoyo y el control de las actividades. Las actividades son las siguientes:

- Visualización.** Consiste en la determinación y análisis de las oportunidades, definición de los objetivos y del alcance general del proyecto, generación y evaluación técnica y económica preliminar de todas las opciones posibles para su ejecución, así como la identificación de los riesgos mayores. Debido al bajo grado de definición de las opciones visualizadas, a este nivel se elabora para cada opción un estimado de costos, para efectos de determinar su factibilidad económica. Todas las opciones que resulten técnica y económicamente factibles, y posterior a su autorización, son propuestas para pasar a la fase siguiente. En esta fase se identifican todas las opciones técnicamente factibles a ser ejecutadas, considerando el riesgo geológico y operativo, el análisis costo beneficio y que cumplan además con los objetivos estratégicos de la organización. En general, las pruebas de presión, al igual que otras mediciones realizadas a cualquier pozo, deberán ser justificadas y planeadas de antemano. Si la información a obtenerse mediante la prueba de presión no puede ser obtenida de otra forma y dicha información es esencial para la toma de decisiones o para poder realizar un pronóstico de producción, la prueba puede ser plenamente justificada, siempre que sus costos no sean una limitante. Los resultados de la interpretación de la información son directamente dependientes de la calidad de los datos de presión y gasto obtenidos. La preparación de la información es crucial en la interpretación de una prueba de presión, y frecuentemente toma más tiempo que el mismo análisis de los datos de la prueba de presión, es por esta razón que antes de llevar a cabo una prueba de presión, deben visualizarse los objetivos que se planea lograr

mediante la realización de la prueba de presión y analizar si llevar a cabo la prueba es factible en cuestiones técnicas y económicas.

- **Conceptualización.** Consiste en una evaluación más detallada, de las opciones visualizadas en la etapa anterior de la metodología, recopilando información adicional, efectuando entre otros, simulaciones, pruebas, cálculos, análisis de incertidumbres y riesgos, con mayor profundidad e integrando resultados de procesos relacionados, de forma de seleccionar la mejor opción para la ejecución del proyecto. Es en esta fase donde se cuantifican los riesgos y se elaboran los planes de mitigación de riesgos ya identificados en la fase anterior (visualización) que permitan seleccionar la mejor opción en lo técnico, económico para el proyecto pozo. En este nivel se determina la rentabilidad y si el valor esperado del diseño del pozo cumple con los objetivos del negocio se genera el Documento de Soporte de Decisión de Conceptualización (DSD-C) y somete a la evaluación técnica-económica correspondiente. A este nivel, se elabora un estimado de costo. La opción seleccionada (mejor opción desde los puntos de vista técnico, económico y de riesgo), es sometida al equipo de autorización, para decidir sobre su pase a la siguiente fase del VCD. La importancia de la visualización en las pruebas de presión radica en varias cuestiones dependiendo del tipo de pozo al que se le está realizando la prueba; en pozos exploratorios y de evaluación, la seguridad y las consideraciones logísticas frecuentemente limitan las opciones para la duración de la prueba y la selección el software a utilizar; las pruebas de presión realizadas a pozos que ya se encuentran en producción tienen el costo inherente de la producción diferida durante el tiempo de prueba. Debido a que estos pozos son perforados por su importancia económica para la producción, la realización de pruebas de presión se enfoca en minimizar esta producción diferida, es por esto que una correcta visualización de las opciones para la prueba a realizar es primordial dentro de la metodología completa de planeación y ejecución de una prueba de presión.
- **Definición.** Esta es la fase final del diseño del proyecto. En esta fase se complementa la mejor opción seleccionada con información, cálculos, simulaciones, pruebas y evaluaciones adicionales y se genera el diseño básico, con las especificaciones, las estrategias y los documentos necesarios para la ejecución del proyecto. En esta fase, usualmente también se elabora un estimado de costos.

3.3 Diseño de Pruebas de variación de presión.

Una prueba de presión se lleva a cabo con el fin de obtener ciertos parámetros específicos del yacimiento. Para cumplir satisfactoriamente con este fin, la prueba debe ser diseñada adecuadamente. Una planeación incorrecta no solamente es un gasto infructuoso, sino que provee de información de poca o nula utilidad sobre el yacimiento. En algunos casos, no será posible cumplir con todos los objetivos, en ciertas ocasiones puede ser necesaria la utilización de equipo especial. Por todas estas razones, es esencial considerar cuidadosamente que se planea lograr con la prueba y como debe ser llevada a cabo para alcanzar exitosamente las metas que se establecieron. Un diseño efectivo de una prueba de presión requiere analizar a fondo que variables operativas afectan la estimación de ciertas condiciones del yacimiento. La mayoría de las veces, las variables operativas que un ingeniero puede manipular son el gasto (de inyección o de producción) y la duración.

La composición y el gasto de los fluidos producidos es importante debido a que los efectos que podría ocasionar si se tienen múltiples fases. La segregación de fases en la tubería de producción puede complicar o hacer imposible el análisis de los datos obtenidos mediante la prueba de presión, estas anomalías deben ser evitadas.

La toma de información es menos complicada en pruebas de inyección debido a que no se presentan los problemas asociados con los SAP. Por lo regular una prueba de inyectividad o una prueba *fall-off* proveerá de información confiable. Una prueba *fall-off* tiene ventajas sobre una prueba de inyectividad debido principalmente a que es más fácil de llevar a cabo; es recomendable que después de realizar una prueba *fall-off*, se realiza una prueba de inyectividad ya que el costo por realizarla es bajo y la información adicional que se obtiene es sumamente valiosa. Los pozos de inyección que absorben fluido son difíciles de analizar ya que se tienen altos coeficientes de almacenamiento. Usualmente es aconsejable probar estos pozos con gastos lo suficientemente altos como para tener una buena presión en la cabeza del pozo y evitar este fenómeno. El cambio en el almacenamiento del pozo tiende a ser un problema más grave en pozos de inyección que en pozos de producción.

Idealmente, las presiones en el fondo del pozo debieran ser registradas continuamente. Al registrarse las presiones en el fondo del pozo en lugar de las presiones en la cabeza del mismo, se obtienen mejores resultados, aunque las presiones en la cabeza del pozo pueden ser convertidas a valores de presión en el fondo del pozo si se dispone de información adecuada acerca del pozo.

3.3.2 Definiendo el alcance de la prueba a desarrollar.

El primer paso en el diseño de una prueba de presión es determinar a qué tipo de formación se le realizara la prueba. Esto requiere examinar los datos de la formación, obtenidos de los registros a agujero abierto e información de la terminación. La búsqueda de esta información antes de hacer las pruebas ayuda a desarrollar objetivos realistas y asegura que los datos estén disponibles cuando la información obtenida del estado transitorio sea analizada. Esto a su vez permite al intérprete cuantificar características cercanas al pozo o a su vez detectar las heterogeneidades más lejanas, así mismo ayudara a evitar dar conclusiones de la interpretación, que no sean consistentes con los datos externos. Usualmente la utilidad de una prueba de presión se encuentra limitada por las siguientes situaciones:

- Insuficiente información recopilada.
- Aplicación de técnicas no apropiadas para el análisis de la información.
- Integración incorrecta de información ya disponible o que potencialmente se pudiera obtener.
- La falta de información precisa en los tiempos iniciales de la prueba, desechar información sin razón alguna de la prueba o desechar información que ya se tenía puede ocasionar que no se tenga un análisis definitivo de la información que se ha tomado con la prueba realizada.

Mediante el uso de registros geofísicos, los intervalos productores pueden ser organizados en unidades de flujo, basados en el comportamiento esperado del flujo de fluidos. Una unidad de flujo es un volumen de roca con características internas de flujo (heterogeneidad o anisotropía) modelables, y con fronteras conocidas o hipotéticas, las cuales tienen su propio comportamiento. Los límites de las unidades de flujo pueden ser fallas, disconformidades geológicas, cuerpos impermeables, comunicación con otras unidades de flujo tal como fallas selladas parcialmente o fugas de fluidos en las capas de lutita, los contactos de los fluidos (gas-aceite, agua-aceite, gas-agua). Ya que las unidades de

flujo tienen diferentes permeabilidades, fronteras y tal vez mecanismo de empuje, deben ser probados por separado para proporcionar datos significativos.

El ingeniero geólogo puede ser capaz de estimar la extensión del área y continuidad de varias unidades de flujo basado en la comprensión de su probable depósito, estratigrafía, o su interrelación estructural. Los datos sísmicos sugieren la localización de los límites de las unidades de flujo y la geometría de las capas de la superficie.

Una imagen del pozo derivada de registros geofísicos así como fotografías de núcleos pueden ser particularmente útiles para definir una partición vertical de la unidad de flujo y posiblemente detectar una anisotropía en la permeabilidad debido a fracturas naturales o laminaciones.

La terminación de los pozos es una etapa importante en la cual se refleja el comportamiento de los datos transitorios, ya que controla el comportamiento de las unidades de flujo a ser probadas. La contabilidad de la información acerca de la terminación permite expectativas realistas en el diseño de la prueba.

Las características internas de las unidades de flujo, las delimitaciones de área vertical esperadas, los mecanismos de empuje que son visibles en los datos transitorios, junto con una terminación anticipada o actual y la geometría de la estimulación, definen un modelo conceptual para cada intervalo a probar.

3.3.3 Especificaciones de la prueba.

Las consideraciones principales que se deben tener al especificar las pruebas son, definir los objetivos y seleccionar el tipo de prueba o técnica a aplicar. Tener un modelo conceptual del intervalo a probar ayuda a indicar cuáles son los parámetros que no se cuantifican y que pueden ser obtenidos mediante una prueba de presión o un registro de producción. Adicionalmente, el análisis económico puede demostrar la rentabilidad de las pruebas, en función, de los parámetros que ayuden a optimizar el diseño de la terminación y la estimulación. Si ningún parámetro es identificado como un objetivo económico esencial, los beneficios obtenidos de la adquisición de información, serán aquellos datos adicionales acerca de la formación que pueden ser útiles para la caracterización del yacimiento o evaluación de la productividad después de algún tratamiento para mejorar las condiciones de flujo. Si se identifica que el parámetro a identificar es útil para la mejora en la caracterización del yacimiento, se deben tener una gran consideración en dos aspectos importantes la primera cuestión es si el parámetro a ser estimado mediante la prueba es de suficiente magnitud como para ser detectado por la herramienta que se está usando y por ende ser analizado o no, si la magnitud del parámetro a medir no es lo suficientemente grande como para ser registrada por la herramienta, esta debe ser cambiada por una de mayor sensibilidad. Otra cuestión es relativa a la duración de la prueba, debe considerarse si el parámetro a ser obtenido con la prueba es factible de ser registrado con el tiempo planeado de la misma. Esta cuestión puede ser un gran problema en pozos productores debido a que los ingresos que se dejan de percibir por la producción diferida son, por lo general, bastante altos.

3.3.4 Secuencia de la prueba.

Con los modelos conceptuales de las pruebas transitorias así como objetivos claros de las mismas y el tipo de estas, se pueden realizar simulaciones bajo diferentes condiciones respecto a la secuencia de la prueba, obteniendo así, escenarios probables que pueden aplicar sobre la respuesta de los datos reales. Con los datos utilizados durante la simulación se puede crear una base de datos para futuras interpretaciones de las pruebas, esta es una práctica útil que no consume mucho tiempo. Al utilizar las

herramientas de diagnóstico en una gráfica log-log, es posible visualizar si los datos simulados revelan características tales como: efectos de almacenamiento que enmascaran el flujo radial o pruebas que requieren mayor tiempo para observar características del yacimiento de interés, en tales casos es posible optimizar el diseño de la prueba de acuerdo a las condiciones que van a impactar el desempeño de la misma.

Cuando una prueba es realizada sin toma de datos en superficie, varios o todos los pasos de la secuencia de la prueba deben ser planeados de antemano. Algunos registradores de fondo pueden ser programados para incrementar la frecuencia de muestreo a un tiempo determinado después de empezar la prueba. La secuencia puede ser alterada si es necesario de acuerdo a lo que se observe al registrar los datos. Los tres factores principales a considerar durante la secuencia de la prueba son:

- Duración de los periodos de flujo: aun si se tiene un registro de los datos en superficie, es recomendable que se establezca un plan antes de ir al pozo y tratar de apegarse al plan si es posible. La planeación de la prueba puede ser optimizada para lograr objetivos cuando han sido previstos con anticipación. Durante la realización de la prueba, una parte importante es que el gasto (de inyección o de producción) se encuentre totalmente estabilizado (o controlado, para pozos productores).
- Inicio de la prueba: Es importante planear como comenzar, ya que las pruebas se pueden ver afectadas por actividades recientes en los pozos (pruebas de producción), la superposición causada por pozos vecinos, esto genera efectos durante el régimen transitorio. Se debe tener especial atención al bajar la herramienta al pozo porque los datos medidos se pueden ver afectados si el pozo está fluyendo. El lugar donde los instrumentos de medición fueron colocados, una correcta documentación de los sucesos que ocurren a la par de la prueba deben ser correctamente descritos para evitar confusiones al momento de analizar la información.
- Secuencia y magnitud de los gastos: Es una parte importante en el diseño de las pruebas, ya que se debe hacer un análisis de las características del flujo vertical en los pozos, para la selección del sensor adecuado. Es necesario seleccionar un gasto en el cual no se presente el flujo multifásico en la formación, al mismo tiempo el gasto debe ser lo suficientemente alto para dar una respuesta durante la prueba, así mismo es importante considerar la magnitud de los aforos con la finalidad de evitar problemas de flotación de las herramientas registradoras.

3.3.5 Selección del equipo.

La precisión de la información adquirida es de vital importancia en una prueba de presión. Para obtener mejores resultados, la presión debe ser medida al nivel del intervalo productor, si esto es imposible, la información puede ser obtenida corrigiendo la presión en la cabeza del pozo o mediante una medición del nivel de fluidos en el fondo del pozo.

Se tiene tres tipos de medidores de presión: medidores auto contenidos con línea de acero, medidores permanentes de presión de fondo y medidores de presión recuperables en superficie.

Frecuentemente, el equipo para hacer las pruebas será propuesto por una o más compañías de servicio. La selección será entre la sarta para hacer las pruebas y los equipos de medición que se tienen disponibles. En esta sección es conveniente mencionar que el equipo tendrá que variar dependiendo de los objetivos de las pruebas.

- Medidores auto contenidos con línea de acero: este tipo de medidor es el más común en la industria, se baja al fondo del pozo mediante una línea de acero. El medidor tiene tres componentes esenciales: el dispositivo sensor de presión (usualmente un tubo Bourdon), registrador de presión-tiempo y un reloj. El reloj está diseñado para permitir el uso de la herramienta de medición de presión durante un tiempo específico, si la prueba se alarga más allá de este tiempo, el medidor debe ser reprogramado sacando la herramienta del pozo.
- Registradores permanentes de fondo: este tipo de registradores de presión, generalmente están unidos a la tubería de producción. Estos medidores son especialmente útiles para pruebas donde se requiere tener información obtenida solo en un estado estacionario en pozos de bombeo. Estos instrumentos tienen dispositivos para medir la presión en el fondo del pozo y tiene la forma de transmitir esta información a la superficie para ser registradas como función del tiempo. La mayoría de estos sensores de presión usan un solo cable conductor para transmitir la señal del sensor al registrador en superficie. Por lo regular, el cable atado a la tubería de producción. Se debe tener sumo cuidado de no dañar el cable cuando la tubería de producción es bajada al pozo.
- Registradores de presión de alta resolución de cristal de cuarzo: este tipo de sondas se componen de un manómetro de cristal de cuarzo que utiliza un único resonador. Sobre el cristal se inducen dos modos de resonancia, uno de los cuales depende fundamentalmente de la presión mientras que el otro depende de la temperatura. De este modo, se obtiene una presión con su respectiva temperatura. Este tipo de medidores ofrece excelentes características de estabilidad, precisión y resolución así mismo tienen la ventaja de tener un consumo muy bajo de energía, y por ello se utiliza en pruebas prolongadas en los que la estabilidad es importante, pero en los que no se esperan grandes variaciones de temperatura.
- Registradores de presión recuperables: la manera de operación de este tipo de registradores de presión es muy similar a los registradores de presión en superficie excepto que son bajadas mediante un cable de acero blindado. La mayoría de estos registradores de presión utilizan tubos de Bourdon para la medición de la presión.

Para la selección del equipo de medición es aconsejable elegir un dispositivo de medición cuyo rango de presión máximo caiga dentro del 60 y 80 % del límite máximo del registro. Si se elige un medidor con un rango de presiones muy alto, la precisión y sensibilidad conseguida tal vez no sea la adecuada. Todos los medidores de presión requieren una calibración periódica. Cuando se requiere hacer mediciones en ambientes de alta temperatura, usualmente es necesario calibrar la herramienta a condiciones de temperatura esperadas en el pozo, se tiene registro que los tubos Bourdon tienen efecto de histéresis, así que la calibración debe ser hecha con una secuencia flexionando y soltando el tubo de Bourdon. Cuando se está usando un medidor de presión autónomo es importante programar el reloj para que los valores registrados abarquen toda la tabla de registro, así mismo la programación debe ser lo suficientemente planeada para que no sea necesario realizar una reprogramación del reloj. Los registradores de presión permanente por lo regular no presentan problemas, solo en cuestiones del cable que transmite la información se debe tener un cuidado especial en el recubrimiento que se utiliza.

3.4 Aplicación de la metodología FEL a la adquisición de la información mediante pruebas de presión.

Las pruebas de presión tienen cabida durante la fase de conceptualización; integradas junto con información adicional como: simulaciones de comportamiento yacimiento-pozo (modelado sectorial), análisis de productividad de las opciones estudiadas y análisis de modelado avanzado de pozos, esta última cuando aplique en el caso del análisis de pozos no convencionales, se puede cuantificar riesgos y elaborar los planes de mitigación de riesgos ya identificados en la fase anterior (visualización) que

permitan seleccionar la mejor opción en lo técnico, económico para el proyecto pozo. Es en esta fase donde se determina la rentabilidad y si el valor esperado del diseño de la explotación cumple con los objetivos económicos planteados.

La principal área de interés para aplicar la metodología *FEL* en las pruebas depresión radica en que se debe diseñar de manera preliminar el tipo de pruebas y toma de información para los intervalos de interés con el fin de minimizar la posible producción diferida que se tendrá al realizar la prueba.

En el área de yacimientos la información obtenida mediante las pruebas de presión que han sido correctamente diseñadas es de gran utilidad al momento de establecer las estrategias para los estudios integrales de explotación y optimización de campos.

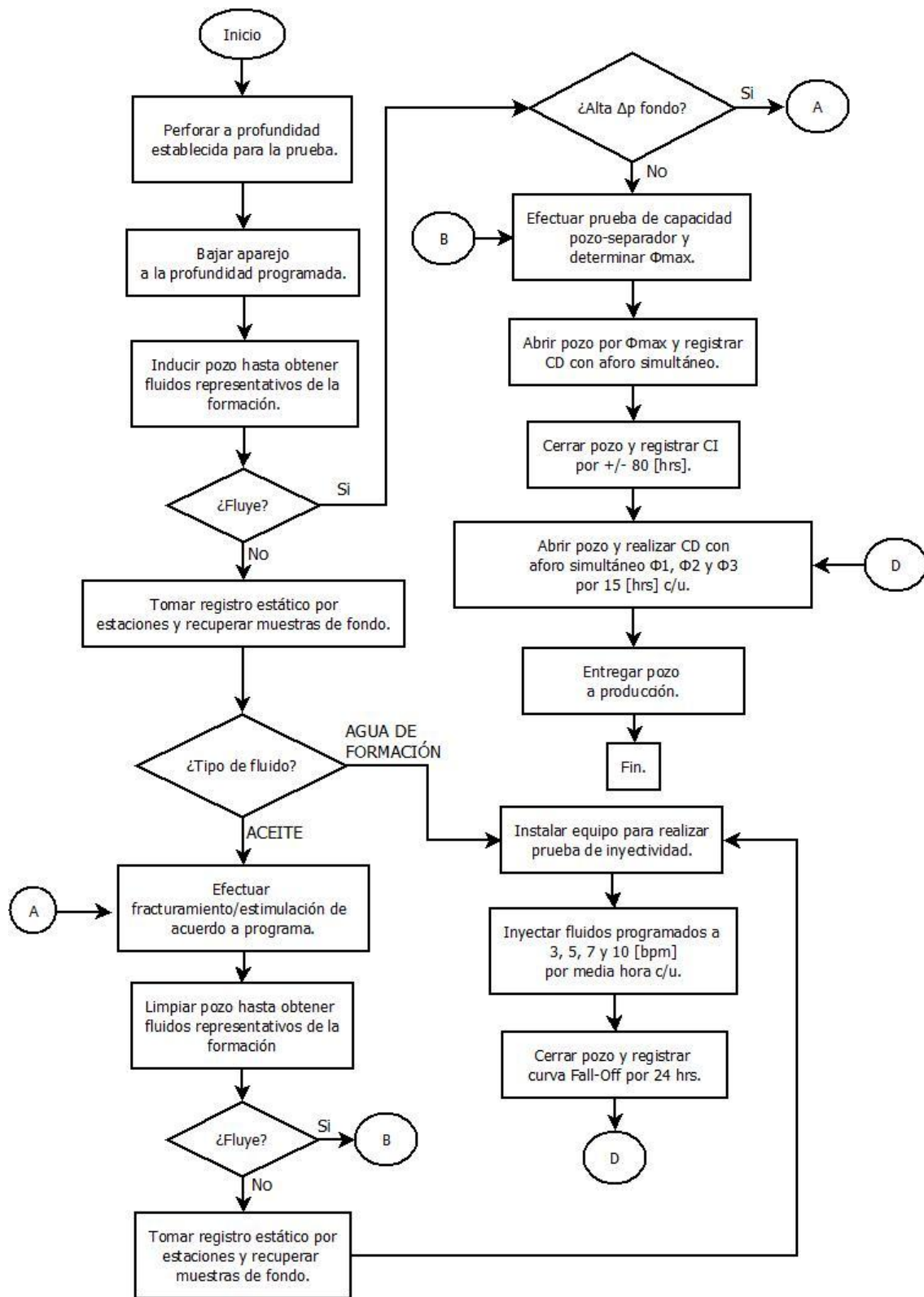


Figura 3.5. Diagrama de flujo para la toma de información.

CAPÍTULO 4. PRUEBAS DE INYECTIVIDAD.

4.1 Reseña de las pruebas de inyectividad.

Anteriormente los dispositivos que registraban presiones en el fondo solamente tenían la posibilidad de realizar una medición a la vez. Fue hasta 1930 que los dispositivos que podían realizar mediciones continuas se introdujeron. Con este avance se introdujo por primera vez el método de pruebas de presión por Charles Vernon Theis³⁷, que introdujo el concepto de pruebas de incremento en el año de 1935.

En el año de 1951 Horner¹⁵, presentó un método para analizar pruebas de decremento de presión y observó que en una gráfica de p_{ws} , debía ser una función lineal del $\log(t_p + \Delta t/\Delta t)$. Este autor pudo identificar fallas geológicas con este avance presentó el primer método para determinar la p_{ws} del yacimiento, mediante el uso de la información obtenida en un estado transitorio. En 1953 Hurst²⁷, introdujo el efecto de daño.

En 1950 Miller, Dyes y Hutchinson¹⁴, presentaron un método basado en los trabajos presentados por Van Everdingen y Hurst, donde establecen que la p_{ws} es una función lineal del tiempo de cierre, $\log \Delta t$. En su trabajo presentaron gráficas para determinar la p_{ws} del yacimiento bajo condiciones de límite exterior cerrado y a presión constante e investigaron y propusieron un método para analizar presiones para flujo multifásico.

En 1953 Matthews, Brons y Hazebroek³⁷, presentaron un estudio donde utilizaron el principio de superposición en espacio, para determinar el comportamiento de presión de pozos localizados dentro de áreas de drenaje rectangular. Desarrollaron además un método para determinar presiones promedio de área de drenaje (p_{prom}) el cual hace uso de información obtenida en estado transitorio de presión y de la presión extrapolada, p^* de Horner. Este método es uno de los más utilizados actualmente para determinar presión promedio del yacimiento.

En este capítulo se hará énfasis en las pruebas *fall-off*, *multi rate test*, *step rate test* y *minifrac*, ya que en base a el análisis que se le hacen a estas pruebas se obtienen datos necesarios para el diseño de las estimulaciones y los fracturamientos. Además por medio de las pruebas *fall-off* se obtienen parámetros de la formación así como el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

4.2 Prueba *fall-off*.

La información disponible sobre pruebas de presión en pozos de inyección es poco abundante. La literatura sobre pruebas *fall-off* por lo regular trata en cuestiones donde la razón de movilidad es igual a la unidad. El análisis de este tipo de pruebas de presión es relativamente fácil, siempre y cuando la razón de movilidad es igual a la unidad; cuando ocurre esta situación su análisis es análogo a las pruebas de producción.

Cuando la razón de movilidad es diferente a la unidad la analogía entre las pruebas de producción e inyección no es tan sencilla.

Los yacimientos con pozos de inyección pueden alcanzar condiciones de estado estacionario una vez que el gasto de inyección es igual al gasto de producción. Las ecuaciones presentadas para las pruebas *fall-off* asumen que la razón de movilidad es igual a la unidad.

Descripción de métodos semilogarítmicos: Como ya se describió en el capítulo dos, una prueba *fall-off* mide la declinación de la presión subsecuente al cierre después de un tiempo de inyección, este tipo de prueba involucra cerrar el pozo después de un período de inyección a gasto constante y medir el decremento de la presión resultante en función del tiempo.

Los datos de presión tomados inmediatamente antes y durante el periodo de cierre son analizados como datos de una prueba de incremento de presión.

Conceptualmente es idéntica a una prueba de incremento tanto para gastos constantes como variables, y de igual manera, el fluido inyectado debe ser idéntico a los fluidos de la formación para evitar complicaciones.

Para las pruebas de decremento de presión en pozos inyectoros, los datos de presión durante el cierre, pueden ser analizados para calcular las mismas características del yacimiento que las obtenidas de las pruebas de incremento de presión.

Se tiene una inyección de fluido a un gasto constante, q , hasta que el pozo es cerrado a un tiempo t_p (tiempo de producción). La prueba *fall-off* se encuentra descrita esquemáticamente en la figura 4.1 y 4.2. El comportamiento de la presión durante una prueba *fall-off* puede ser expresado mediante la ecuación 4.1.

$$p_{ws} = p^* - m \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (4.1)$$

El parámetro p^* (presión inicial falsa) es equivalente a la presión inicial para un yacimiento infinito. Como se observa en la figura 4.2 que la gráfica de p_{ws} vs. $\log(t_p + \Delta t/\Delta t)$ (gráfica de Horner) debería tener una porción que es una línea recta la cual intercepta a p^* al tiempo de cierre $(t_p + \Delta t/\Delta t) = 1$ y con una pendiente negativa $-m$, donde m se encuentra descrita por la ecuación 4.2.

$$m = \frac{162.6 q B \mu}{k h} \quad (4.2)$$

Como sucede con las pruebas de incremento, la gráfica de *Horner* es trazada con el eje horizontal incrementándose de derecha a izquierda, como se muestra en la figura 4.2. A pesar de que la pendiente aparenta ser negativa en realidad es positiva debido a que se invirtió la escala de los valores; m es negativa ya que $m = -$ pendiente.

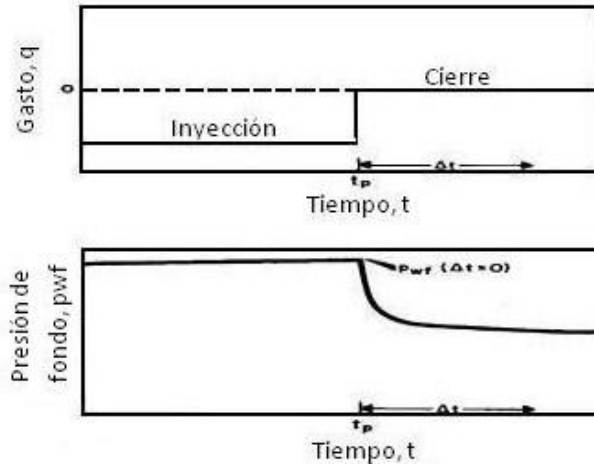


Figura 4.1. Comportamiento del gasto y presión antes y después de una prueba de inyección.

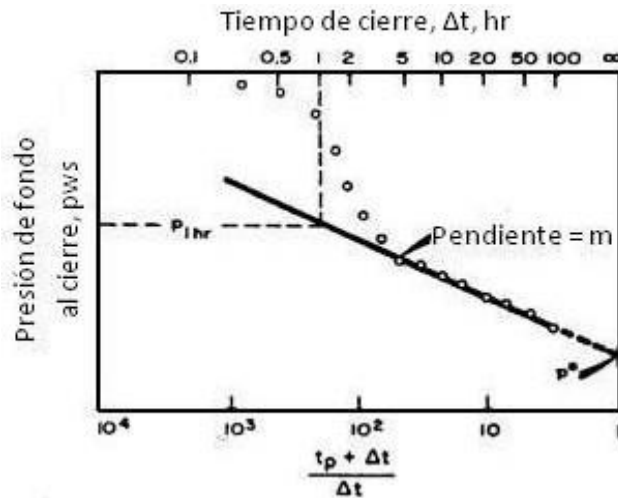


Figura 4.2. Identificación de la pendiente por medio de la gráfica de Horner.

Así como sucede con otras pruebas de pozo en flujo transitorio, la gráfica log-log debe ser hecha de tal forma que el final del efecto de almacenamiento pueda ser estimado y se pueda elegir adecuadamente la línea recta semilog. La ecuación 4.3 puede ser usada para estimar el inicio de la recta semilog en pruebas *fall-off*:

$$t = \frac{170000 C \exp(0.14 s)}{(k h / \mu)} \quad (4.3)$$

Una vez que la línea recta semilog ha sido determinada se puede calcular la permeabilidad del yacimiento y el daño mediante las ecuaciones 4.4 y 4.5 respectivamente:

$$k = \frac{162.6 q B \mu}{m h} \quad (4.4)$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (4.5)$$

Tal y como ocurre en las pruebas de incremento, si el gasto de inyección varía antes de iniciar la prueba, el tiempo de inyección equivalente puede ser aproximado mediante la ecuación 4.6:

$$t_p = \frac{24 V_p}{q} \quad (4.6)$$

Donde V_p es el volumen inyectado acumulado desde la última estabilización de la presión y q es el gasto constante antes del cierre, t_p es el tiempo de producción. El valor de s puede ser adecuadamente estimado, si $t_p \gg 1$ hr, usando la ecuación 4.5.

Pero cuando esto no sucede así (como es el caso de una *DST*) se puede usar la ecuación 4.7 para tener un valor más acertado de este parámetro.

$$s = 1.1513 \left[\frac{p_{1hr} - p_{wf}(\Delta t=0)}{m} + \log \left(\frac{t_p + 1}{t_p} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_r r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (4.7)$$

En cuestiones prácticas, el problema sobre el uso adecuado del tiempo de producción en un yacimiento con varios pozos productores es muy frecuente. El uso de las ecuaciones para el análisis mediante la gráfica de *Horner* tiene como consideración principal que se tiene un gasto constante antes de realizar la prueba, lo cual frecuentemente no es lo que sucede en la vida real. *Horner* indicó que t_p puede ser aproximado al dividir la producción acumulada desde la terminación del pozo entre el gasto de producción al momento del cierre. Con la excepción donde se prueban los pozos justo después de la terminación, esta alternativa parece ser una buena opción en términos prácticos para aproximar t_p usando la producción acumulada desde la última estabilización de la presión, en lugar de la producción total acumulada.

En la ecuación 4.6, el numerador usualmente es el volumen acumulado de inyección desde la última estabilización de la presión, no el volumen acumulado desde que se inició la inyección.

Con la gráfica de *Miller-Dyes-Hutchinson (MDH)* de p_{ws} vs. $\log \Delta t$ usada para el análisis de pruebas *fall-off* es posible calcular s con la ecuación 4.7. Este tipo de análisis es más simple que el método de Horner, generalmente se usa el análisis de MDH cuando $t_p < t_{pss}$ para este caso se usa la ecuación 4.8.

$$p_{ws} = p_{1hr} + m \log(\Delta t) \quad (4.8)$$

El análisis mediante la gráfica de *Horner* utilizado en pruebas de incremento puede usarse en pruebas *fall-off* para estimar la permeabilidad y el factor de daño en yacimientos. Se puede obtener un estimado de p_i extrapolando la línea recta semilog hasta el tiempo de cierre. Para un yacimiento finito y desarrollado, la presión extrapolada no es un buen estimado de p_i y generalmente se le conoce como p^* , esta presión es mayor a la presión promedio al momento del cierre a menos que el área de drenaje este altamente inclinada.

Para calcular las características del yacimiento se realiza lo siguiente:

- La pendiente m en la ecuación 4.8 es la pendiente de la línea recta de la función p_{ws} vs gráfica $\log \Delta t$ y está definido por la ecuación 4.2.
- La permeabilidad puede ser estimada mediante la ecuación 4.4.
- El factor del daño puede ser calculado usando la ecuación 4.7.
- p^* puede ser obtenida haciendo uso de la ecuación 4.10, en la cual el final de la línea recta semilog puede ser estimada usando la ecuación 4.9 y las figuras 4.3, 4.4 y 4.5.

$$\Delta t = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637 k} (\Delta t_{DA})_{est} \quad (4.9)$$

Para el cálculo de p^* usando la gráfica *MDH* usamos la ecuación 4.10.

$$p^* = p_{1hr} + m \log(t_p + 1) \quad (4.10)$$

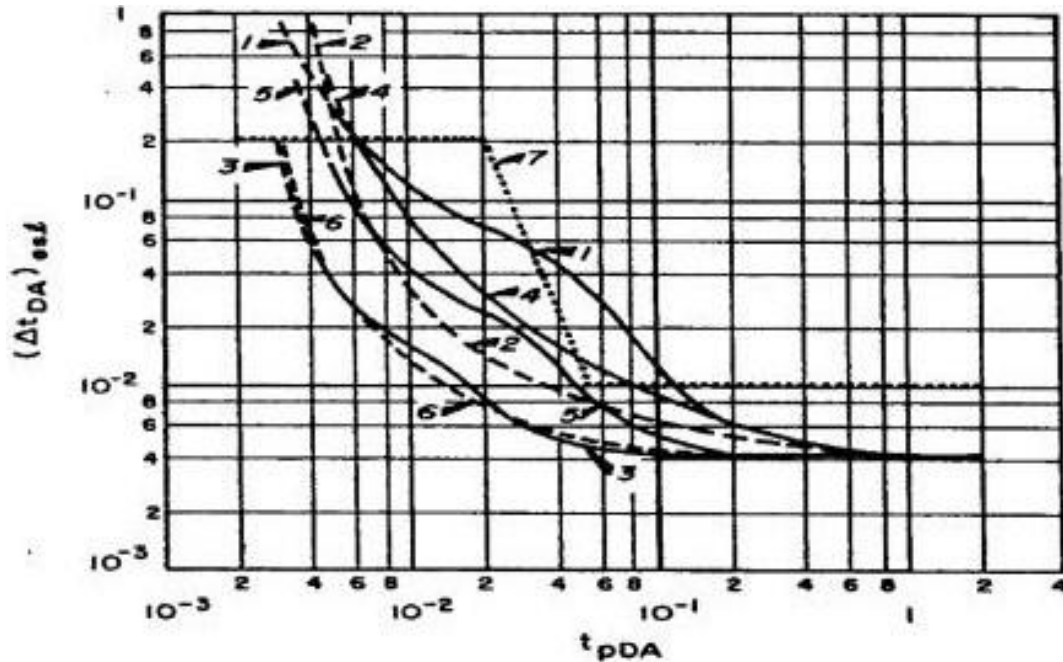


Figura 4.3. Gráficas para la identificación de los factores de forma mostrados en la figura 4.5 mediante el método de Horner.

Debido a que su uso es menos complicado, la grafica *MDH* es mas practica para llevar a cabo un análisis de prueba *fall-off* siempre y cuando t_p no sea menor del doble del tiempo máximo de cierre. Si es necesario, la grafica de Horner puede ser usada para estimar la presión promedio.

Cuando el pozo se encuentra bajo un estado estacionario, el análisis de una prueba *fall-off* mediante la técnica de *MDH* debería ser suficiente, por ende este método es preferido debido a que es menos complicado.

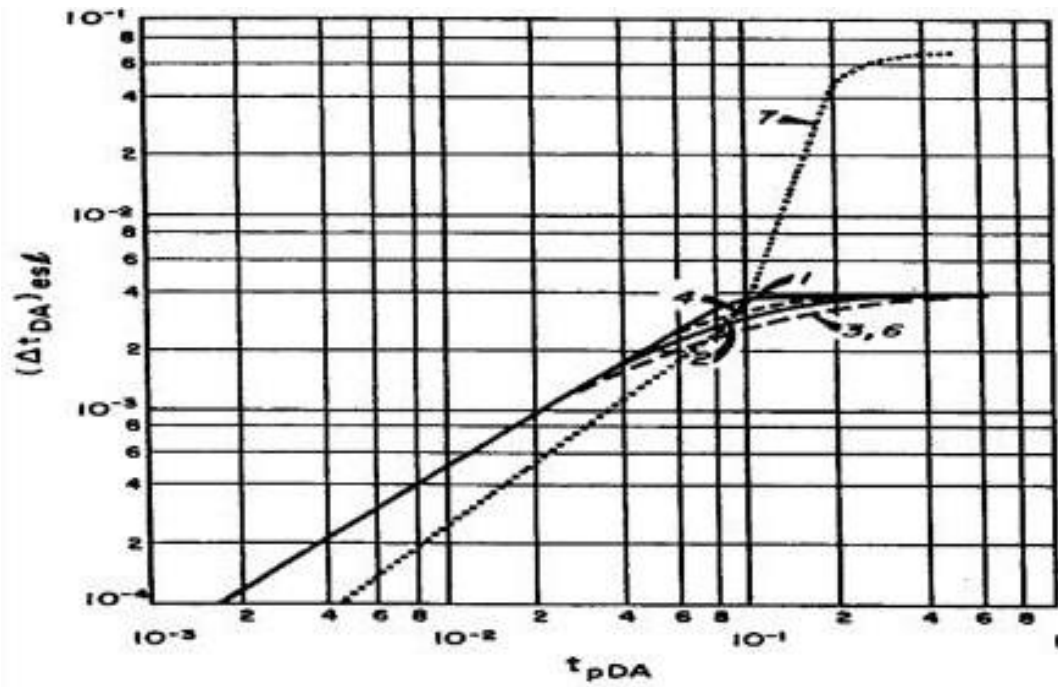


Figura 4.4. Gráficas para la identificación de los factores de forma mostrados en la figura 4.5 mediante el método de Miller-Dyes-Hutchinson.

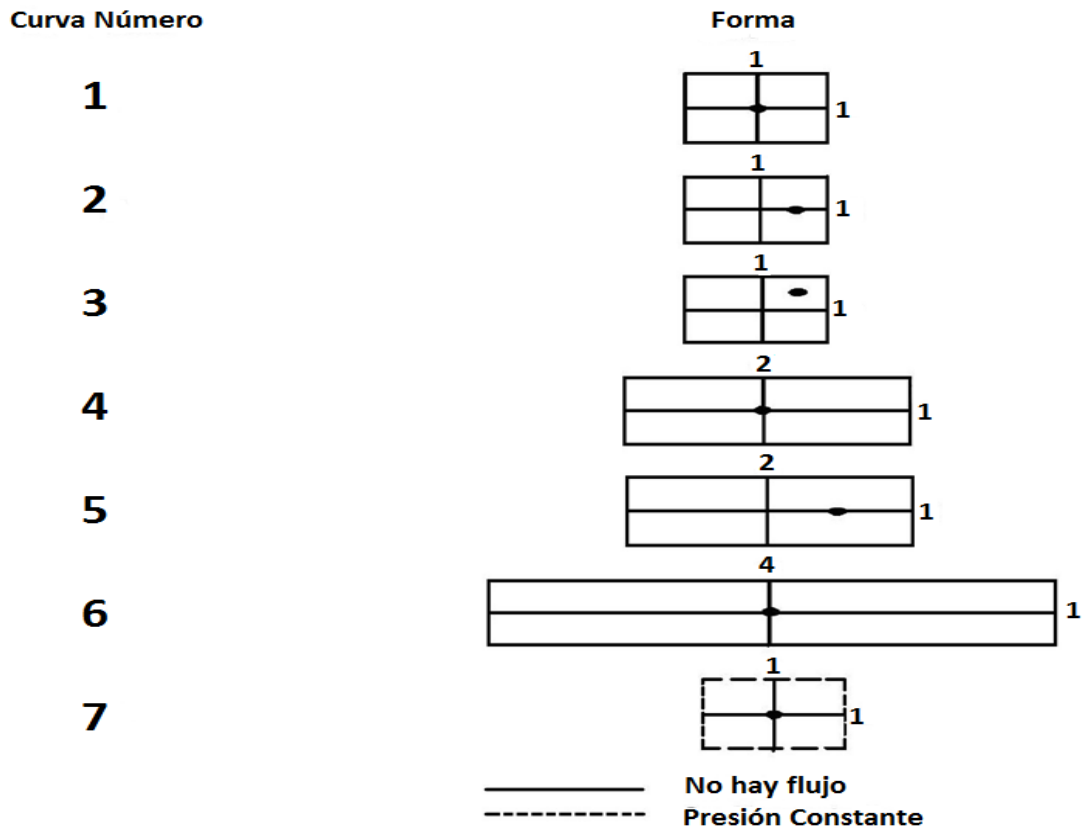


Figura 4.5. Factores de forma para diferentes arreglos de pozo.

Cerrar el pozo podría perturbar el régimen de flujo estacionario del yacimiento, y los pozos productores adyacentes eventualmente ocasionarán que disminuya la presión en el pozo que está sometido a prueba. En una prueba *fall-off* la presión no se estabiliza de la misma manera que en una prueba de incremento. La caída de presión continuará por cierto tiempo, luego la tendencia de la misma se desviara debajo de la línea recta en la grafica semilog en vez de continuar encima, justo como podría esperarse en una prueba de incremento; esta situación no contradice la analogía entre las pruebas *fall-off* y de incremento, esta situación es de esperarse ya que es ocasionada por la interferencia de los pozos productores adyacentes al pozo en prueba; los datos de la parte de incremento en una prueba de inyección se desviarán encima de la línea recta cuando los pozos adyacentes sigan inyectando fluidos a la formación.

En cuestiones de pruebas a gastos variables en pozos inyectoros su análisis es análogo al realizado en las pruebas a gasto variable en pozos de producción. En una prueba con dos gastos variables es correcto eliminar el cambio en el almacenamiento del pozo durante una prueba *fall-off*. Si los gastos son elegidos adecuadamente, la presión en la superficie se mantiene y por ende los cambios en el efecto de almacenamiento son despreciables.

Esta consideración es importante ya que frecuentemente el pozo tiende a entrar en una etapa de vacío durante una prueba *fall-off*, resultando en un incremento en el efecto de almacenamiento del pozo con lo cual se obtendría información que tiene poca utilidad si dichos datos son analizados. Esta condición, ocurre cuando se cierra un pozo sin que este tenga un empacador en el fondo, los fluidos de la formación siguen entrando al pozo.

El efecto de almacenamiento es el cambio total en el volumen de los fluidos del pozo por unidad de cambio en la presión de fondo fluyendo. En una prueba de presión donde se tiene un efecto de almacenamiento considerable los resultados pueden arrojar descripciones incorrectas del yacimiento ya que se analiza una porción de la prueba donde la información carece de sentido. Cuando se cierra un pozo con una presión positiva en la cabeza para una prueba *fall-off*, la presión en la cabeza del pozo permanece alta inmediatamente después del cierre. Sin embargo luego de un tiempo, la presión de fondo fluyendo decae con lo cual la columna de fluidos baja (a esto se refiere cuando se menciona que el pozo ha entrado en vacío). Durante una prueba *fall-off* el coeficiente de almacenamiento se incrementa ya que el nivel de fluidos cae, esto durante la etapa de inyección.

En un yacimiento finito con una razón de movilidad y un producto ϕC_t uniformes la presión p^* se obtiene extrapolando la línea recta de la gráfica de Horner hasta igualar $(t_p + \Delta t / \Delta t) = 1$. En pozos nuevos o con periodos cortos de inyección debe considerarse $p^* \approx p_i$. Sin embargo, tal y como sucede en las pruebas de incremento, p^* debe ser corregida para obtener la presión promedio del yacimiento finito. Se puede usar la presión adimensional de *Matthews-Brons-Hazebroek* para corregir p^* y calcular la presión promedio en pruebas *fall-off*, como se menciona en la ecuación siguiente:

$$p_{prom} = p^* - \frac{m}{2.3025} p_{DMBH}(t_{pDA}) \quad (4.11)$$

4.3 Análisis de yacimientos con distintos bancos de fluidos.

La importancia del análisis de yacimientos con distintos bancos de fluidos radica en el hecho de que se debe analizar el comportamiento de la presión y de las propiedades del yacimiento al momento de realizar la inyección de un fluido que no sea de características similares a los fluidos que se pudieran encontrar en el yacimiento, así mismo mediante el análisis con distintos bancos de fluidos se pueden caracterizar zonas donde la saturación de fluidos es contrastante (agua-aceite, aceite-gas), si se realiza una correcta caracterización de los dos bancos de fluidos se asegura que la interacción de dicho fluido con la formación no arrojará resultados erróneos.

4.3.1 Método de Hazebroek, Rainbow y Matthews³⁸.

Hazebroek, Rainbow y Matthews presentaron material específicamente para pozos de inyección justo antes del llenado. Asumieron una saturación de gas significativa enfrente del banco de aceite y que la presión al borde del banco de aceite es constante y dominada por la presión en la fase gaseosa.

A pesar de que dicha consideración no es totalmente cierta, su método puede ser aplicado para estimar la permeabilidad, el factor por daño y el área promedio de drenaje mediante una prueba *fall-off*. El análisis usa una gráfica de *Muskat*¹⁶ con una p_e extrapolada hasta la línea recta.

La pendiente y la intersección de la gráfica pueden ser usadas con correlaciones para estimar la permeabilidad y el factor del daño.

Si se realiza un estimado de la relación de movilidad y de la relación ϕC_t entre los dos bancos, la permeabilidad en cada banco puede ser estimada. Su metodología es la siguiente:

Se presentaron dos casos cuando la relación de movilidad es igual a la unidad:

Caso 1: La presión en la superficie declina lentamente y el pozo permanece lleno hasta la superficie debido a un tiempo considerable del cierre ya que la presión en el yacimiento es alta. El flujo posterior al cierre del pozo a la formación es pequeño debido a que es principalmente ocasionado por la expansión del fluido en los pozos conforme la presión declina.

Caso 2: La presión en la superficie decae hasta cero en un tiempo corto después de cerrarlo, posteriormente el nivel en el pozo comienza a bajar. El volumen posterior al cierre que entra en la formación a cualquier tiempo es igual el volumen en la columna del pozo entre la cima del pozo y el nivel de líquido.

Para ambas condiciones, la presión del pozo de inyección cerrado está dada por:

$$p_{ws} - p_e = b_1 e^{-\beta_1 \Delta t} \quad (4.12)$$

Cuando la relación de movilidad es igual a la unidad: En este caso p_{ws} describe el comportamiento de la presión en una prueba *fall-off* en el pozo al tiempo de cierre Δt , p_e es la presión en el radio externo al banco de aceite.

La ecuación 4.12 muestra que una gráfica de $\log(p_{ws} - p_e)$ vs. Δt debería ser una línea recta con una pendiente de $\beta_1/2.303$ y una intersección de b_1 a $\beta_t = 0$, esta intersección se encuentra relacionada con el gasto de inyección y con kh mediante la ecuación 4.13.

$$kh = \frac{i \mu (1-c_1-c_2)}{b_1 (1-c_3)^2} f(\theta) \quad (4.13)$$

Donde i es el gasto de inyección en bpd, las constantes c_1 , c_2 y c_3 para el caso 1 se presentan en las ecuaciones 4.14 y 4.15.

$$c_1 = 0.0538 \frac{d_t^2 \beta_1 b_1 c_w (p_w - p_i)}{i \rho} \quad (4.14)$$

$$c_2 = 0$$

$$c_3 = \frac{p_w - p_e}{b_1} c_1 \quad (4.15)$$

Respecto al segundo caso donde la presión en superficie decae a cero brevemente después del cierre:

$$c_1 = 0.0538 \frac{d_t^2 \beta_1 b_1}{i \rho} \quad (4.16)$$

$$c_2 = \frac{p_t}{b_1} c_1 \quad (4.17)$$

$$c_3 = \frac{p_w - p_e}{b_1} c_1 \quad (4.18)$$

θ se calcula, para ambos casos, mediante la siguiente ecuación:

$$\theta = \frac{c_1 (1-c_3)}{2(1-c_1-c_2)} \quad (4.19)$$

Donde:

d_t = diámetro de la tubería de producción o de la tubería de revestimiento, pg.

ρ = densidad medida, g/cm³.

c_w = compresibilidad del agua, psi⁻¹.

p = presión, psi.

β_1 = pendiente, hr⁻¹.

Sabiendo el valor del parámetro θ es posible encontrar $f(\theta)$ de la siguiente tabla:

Tabla 4.1. Función $f(\theta)$ vs. θ para calcular kh .

| Parámetro θ usando la ecuación 15-30 | Función $f(\theta)$ |
|---|---------------------|
| 0 | 181 |
| 0.0182 | 177 |
| 0.02 | 172 |
| 0.04 | 170 |
| 0.06 | 165 |
| 0.08 | 158 |
| 0.10 | 154 |
| 0.12 | 146 |
| 0.14 | 140 |
| 0.16 | 134 |
| 0.18 | 127 |
| 0.20 | 120 |
| 0.22 | 113 |
| 0.24 | 106 |
| 0.26 | 99 |
| 0.28 | 92 |
| 0.30 | 84 |
| 0.32 | 76 |
| 0.34 | 68 |
| 0.36 | 60 |
| 0.38 | 54 |
| 0.40 | 48 |
| 0.42 | 37 |
| 0.44 | 26 |
| 0.46 | 17 |
| 0.48 | 9 |
| 0.50 | 0 |

El factor de daño puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$s = \frac{0.00708(p_w - p_e)}{i\mu/kh} - \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (4.20)$$

Donde:

$$r_e = \sqrt{\frac{W_i(5.615)}{\pi\phi(S_g - S_{gr})h}} \quad (4.21)$$

Cuando la relación de movilidad es diferente de la unidad:

Relación de movilidad:

$$M = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \quad (4.22)$$

Proporción del banco de aceite y del banco de agua:

$$\text{Relacion del banco de aceite respecto al banco de agua} = \frac{V_o}{V_w} \quad (4.23)$$

El parámetro γ y r_{oD} están definidos por las siguientes ecuaciones:

$$\gamma = \frac{C_o}{C_w} \quad (4.24)$$

$$r_{oD} = \frac{1}{\sqrt{\frac{V_o}{V_w} + 1}} \quad (4.25)$$

La relación kh y el factor de daño s pueden ser calculados usando las siguientes ecuaciones:

$$k_w h = \frac{i_w \mu_w}{b_1} 2F \quad (4.26)$$

$$s = \frac{0.00708(p_w - p_e)k_w h}{i_w \mu_w} - \left(\frac{M-1}{2}\right) \ln\left(\frac{V_o}{V_w} + 1\right) - \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \quad (4.27)$$

Donde i_w es el gasto de inyección en bpd y F puede ser determinado mediante las figuras 4.6 y 4.7:

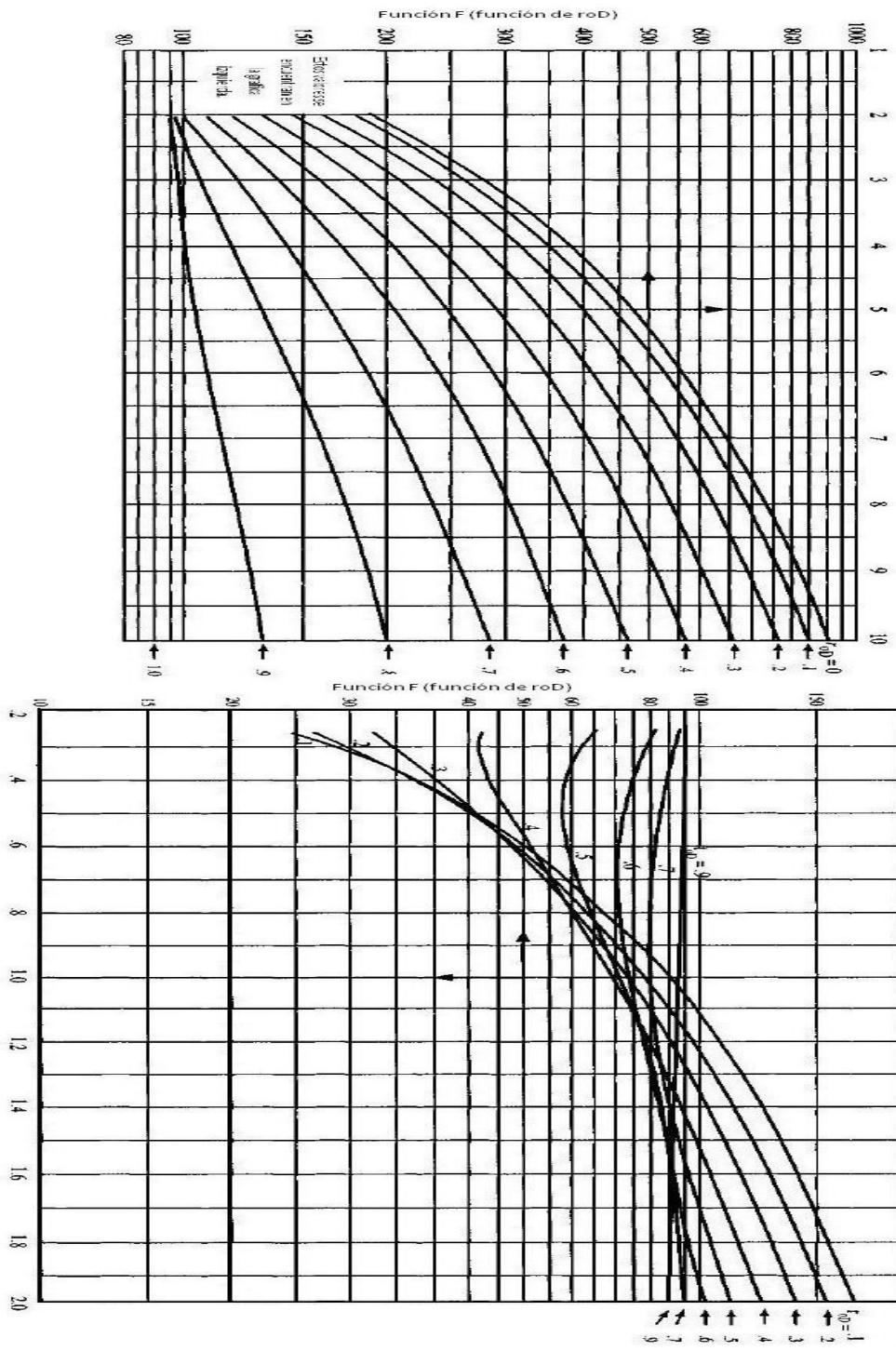


Figura 4.6. Valores de la función F contra varios valores para la relación de movilidad caso 1.

Para este caso $\gamma = \frac{c_o}{c_w} = 4$

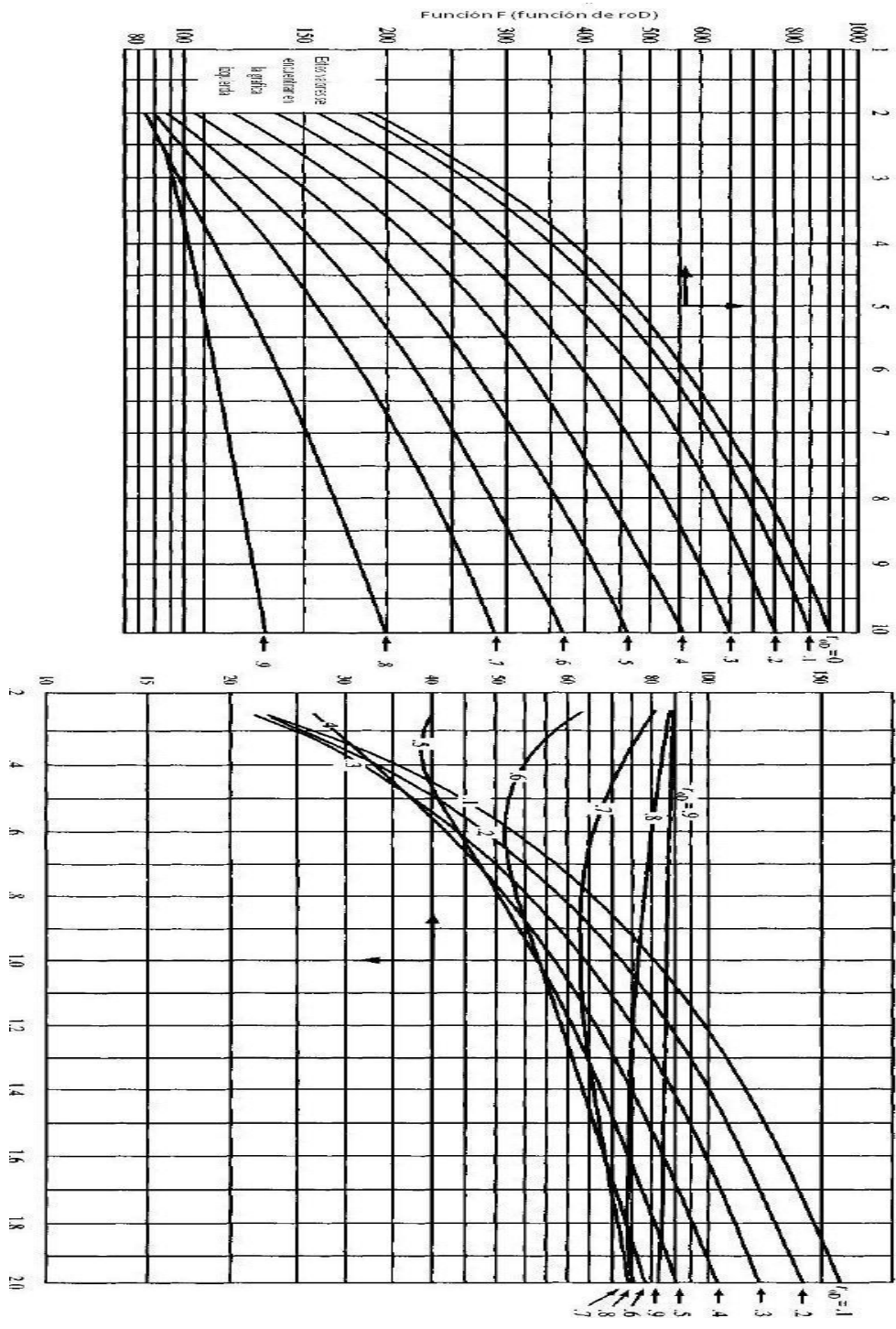


Figura 4.7. Valores de la función F contra varios valores para la relación de movilidad caso 2.

Para este caso $\gamma = \frac{c_o}{c_w} = 2$

Para el uso de las figuras anteriores el cálculo de r_{0D} se realiza mediante la ecuación 4.25.

Hazebroek, Rainbow y Matthews concluyeron que la permeabilidad y el factor del daño para la zona cercana al pozo pueden ser estimada de manera adecuada por su método o por los métodos de *Matthews, Brons y Hazebroek* o de *Horner*. Se debe hacer énfasis en que los últimos dos métodos mencionados solo dan las propiedades dentro del radio de investigación. Si la frontera entre los dos bancos no sobrepasa ese radio de investigación se obtendrán datos incorrectos. Cuando la distancia a la frontera entre las dos regiones es pequeña comparada con el radio de investigación, la permeabilidad de la región externa será obtenida por la información obtenida en régimen transitorio; el factor del daño reflejara la presencia del banco interior.

Para pruebas donde se inyectó un volumen pequeño, la técnica de *Hazebroek, Rainbow-Matthews* es probablemente superior a las demás técnicas para estimar la permeabilidad de la zona interior y el factor de daño, cuando se cumple con la consideración de que se tiene una barrera a presión constante fuera del banco de aceite.

Para sistemas con grandes volúmenes de inyección, los demás métodos de análisis deberían proveer información igualmente confiable, a excepción de la estimación de la presión promedio. En ese caso, el método de *Hazebroek, Rainbow-Matthews* debería ser usado para estimar la presión promedio.

4.4 Análisis de un yacimiento compuesto de dos bancos de fluidos.

*Odeh y Bixel y Van Poolen*⁴³ estudiaron el comportamiento de producción de un pozo en estado transitorio con discontinuidades tales como en la figura 4.6. Sin embargo, los métodos que ellos presentaron podrían ser utilizados en pruebas *fall-off*. Sus resultados pueden ser usados para analizar los efectos en los parámetros del yacimiento cuando se tiene una composición radial muy diferente.

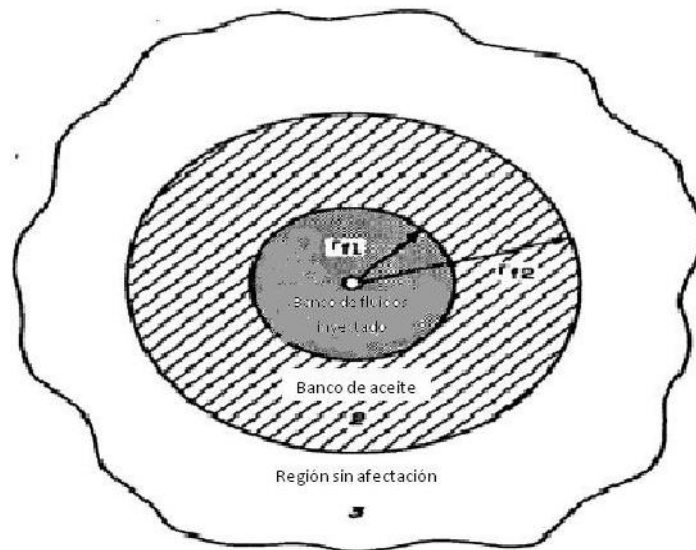


Figura 4.8. Esquema de múltiples bancos de fluidos.

La figura 4.9 muestra el comportamiento típico de una prueba *fall-off* en un sistema con dos bancos de fluidos. Las tres curvas *fall-off* aplican para una relación de movilidad de 10 entre el primero y el segundo banco.

Las tres curvas aplican para diferentes relaciones porosidad-compresibilidad (ϕC_t) entre las dos zonas. Se encuentran considerados los efectos del almacenamiento del pozo. La porción A de la figura 4.9 está dominada por los efectos del almacenamiento del pozo; la zona B es la recta semilog que provee de información sobre el banco del fluido inyectado; la porción C es una transición conforme el segundo banco de fluido comienza a ejercer su influencia en el comportamiento de la prueba *fall-off*; y la porción D incluye una segunda recta semilog cuya pendiente es determinada por las propiedades de la región 1 y 2.

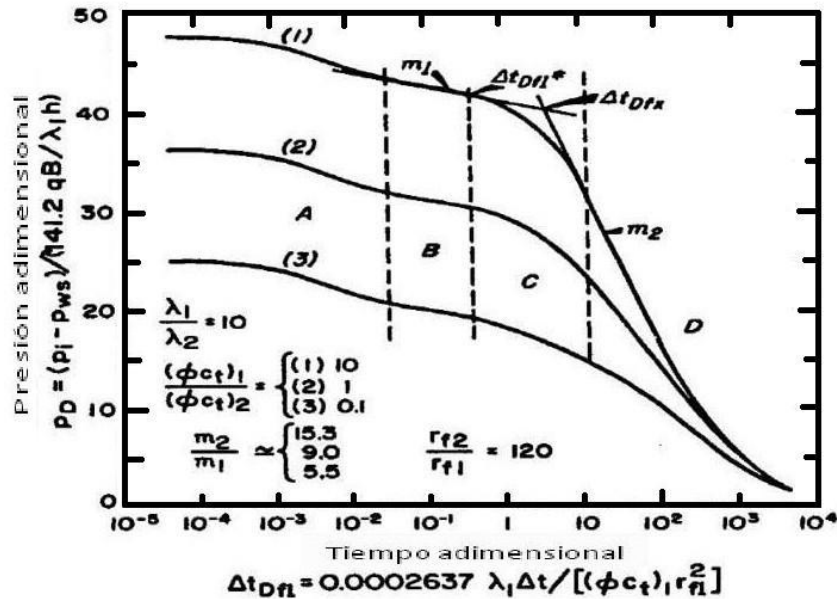


Figura 4.9. Datos de presión simulados en una prueba *fall-off* para un sistema con dos bancos de fluidos.

4.4.1 Metodo de Merril, Kazemi y Gogarty⁴⁰.

Propusieron una metodología para estimar la ubicación del frente de la región 1 en la figura 4.7 y la permeabilidad de los dos bancos de fluido en un sistema de dos zonas.

Esta metodología de análisis no requiere conocer previamente la razón de movilidad, aunque un estimado de la relación ϕC_t debe tenerse en cuenta.

El método de *Merril, Kazemi y Gogarty* estima la distancia al frente de la región 1 mediante el uso del de desviación de la presión observada de la primera recta semilog Δt_{f1}^* con:

$$r_{f1} = \sqrt{\frac{0.0002637(k/\mu)_1 \Delta t_{f1}^*}{(\phi C_t)_1 \Delta t_{Df1}^*}} \quad (4.28)$$

Estos autores demostraron que $0.13 < \Delta t_{f1}^* < 1.39$, siendo el valor más habitual de 0.389.

La permeabilidad en el banco inyectado puede ser calculada mediante la pendiente de la primera recta semilog y la ecuación 4.4. El factor de daño es estimado de m_1 , p_{1hr} y de la ecuación 4.5. Si $r_{f1} > 10 r_{f2}$, la movilidad en la segunda zona puede ser estimada mediante la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_2 = \frac{(k/\mu)_1}{(\lambda_1/\lambda_2)} \quad (4.29)$$

4.4.2 Método de *Muskat*.

En 1937 *Muskat* propuso una gráfica que tenía como ejes $\log(p_{prom} - p_{ws})$ vs. Δt . Este tipo de análisis solo debería usarse en tiempos de análisis finales. Debido a los largos periodos de cierre requeridos para alcanzar la línea recta en esta gráfica.

Esta técnica de análisis tiene un limitado uso en cuestiones de pruebas de incremento. Sin embargo es una metodología práctica para analizar los incrementos en pozos productores con empuje hidráulico y en pozos donde hay inyección de agua.

La gráfica de *Muskat* puede ser igualmente usada para el análisis de pruebas *fall-off*, pero generalmente no es recomendable debido a que las condiciones de frontera en pruebas de inyección son más complejas que los sistemas cerrados simples.

La gráfica de *Muskat* puede proveer de buenos resultados si hay una frontera a presión constante entre el pozo inyector y el productor. El método de *Muskat* está basado en un proceso de ensayo y error, se inicia estimando una p_{prom} ; se tiene una línea recta a partir de la p_{prom} correcta. Si se asume una p_{prom} muy alta, el comportamiento de la línea será cóncava hacia arriba, si se elige una p_{prom} muy pequeña la línea será cóncava hacia abajo.

La intercepción en $\Delta t = 0$ puede ser usada para estimar la permeabilidad mediante la ecuación 4.30:

$$k = \frac{141.2 q B \mu}{h(p_{prom} - p_{ws})_{int}} p_{DMint}(t_{pDA}) \quad (4.30)$$

La variable p_{DMint} está dada para un yacimiento sin fracturas en el centro de un área de drene cuadrada mediante la siguiente expresión:

$$p_{DMint}(t_{pDA} > 0.1) = 0.67$$

Si el tiempo de producción excede el tiempo de estado pseudo-estacionario para un sistema de frontera a presión constante se tiene:

$$p_{DMint}(t_{pDA} > 0.25) = 1.34$$

Cuando el tiempo de producción excede el tiempo requerido en alcanzar el estado estacionario para un sistema circular se tiene:

$$p_{DMint}(t_{pDA} > 0.1) = 0.84$$

La pendiente de la línea recta de la gráfica de *Muskat* puede ser usada para calcular el área de drene mediante la siguiente ecuación aplicable para un sistema cuadrado cerrado:

$$A = \frac{-0.00471 k}{\phi \mu c_t m_M} \quad (4.31)$$

Para un sistema cuadrado con fronteras a presión constante se tiene:

$$A = \frac{-0.00233 k}{\phi \mu c_t m_M} \quad (4.32)$$

Donde m_M es la pendiente de la gráfica de *Muskat* y es un valor negativo.

El inicio y el final de la línea recta de *Muskat* pueden ser estimados mediante la ecuación 4.33.

$$\Delta t = \frac{\phi \mu c_t A}{0.0002637k} (\Delta t_{pDA})_{si} \quad (4.33)$$

Donde el valor $(\Delta t_{pDA})_{si}$ puede obtenerse de la siguiente grafica:

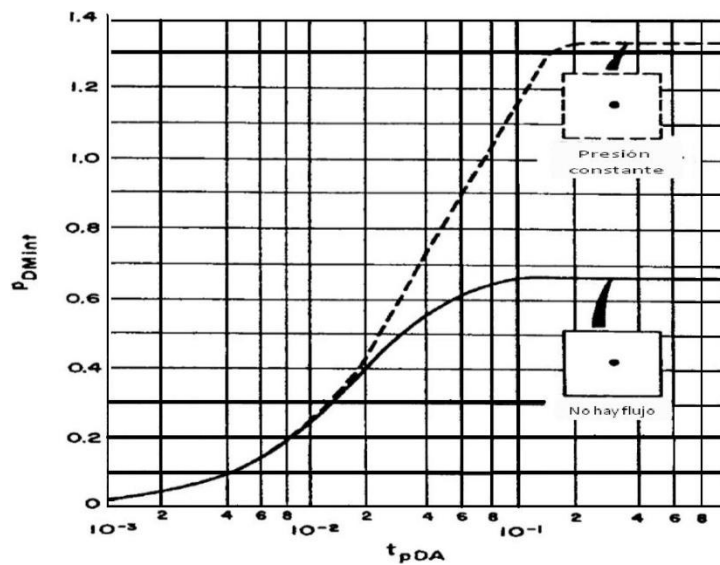


Figura 4.10. Presión adimensional del método de *Muskat* para un pozo al centro de un cuadrado que tiene una frontera a presión constante.

Metodología recomendada para el análisis de una prueba *fall-off*.

Graficar $\log(\Delta p)$ vs. $\log(\Delta t)$ para determinar cuándo ha dejado de ser importante el efecto de almacenamiento del pozo. Con esta misma gráfica para seleccionar la línea recta semilog requerida en el siguiente paso.

Sin considerar si se cumple que la razón de movilidad sea la unidad o no y que el pozo se encuentre lleno o no, se obtiene la grafica *MDH*. Elegir la línea recta adecuada y estimar el factor de daño y la permeabilidad.

1. Calcular el final de la línea recta semilog.
2. Si el cálculo del final de la línea recta semilog no corresponde con la gráfica se deben realizar pasos adicionales que incluyen cálculos computacionales.
3. Calcular la presión promedio.

4.5 Prueba de gastos múltiples (*multi rate test*).

Algunas pruebas, para su análisis necesitan un gasto constante, lo cual no es práctico de mantener a lo largo de toda la prueba, tal es el caso de las pruebas de decremento. Cuando se presente dicha situación puede ser utilizada una prueba de gastos múltiples junto con sus técnicas de análisis. Estas pruebas pueden variar de una con un gasto no controlado y variable a otra con una serie de gastos constantes.

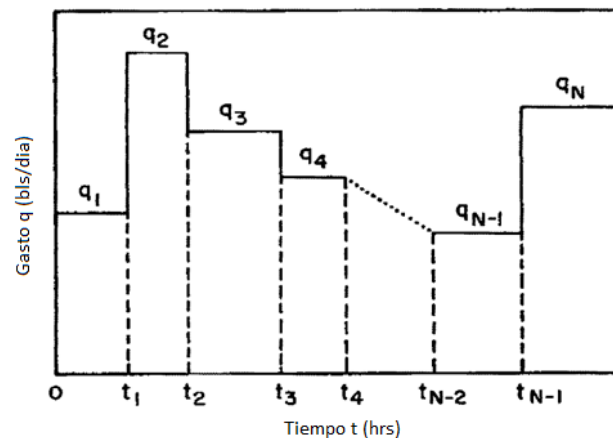


Figura 4.11. Gráfica de una prueba de presión a gastos múltiples.

Mediciones exactas de la presión y el gasto son esenciales para un análisis adecuado de los datos transitorios. En las pruebas de gastos múltiples, la medición de los gastos es crítica. Sin buenos datos acerca de los gastos, es imposible hacer buenos análisis en las pruebas de múltiples gastos. Las pruebas de gastos múltiples tienen la ventaja de proveer datos mientras la producción continúa. Tiende a minimizar los cambios en el coeficiente de almacenamiento, los efectos de segregación y, por lo tanto, proveen buenos resultados cuando las pruebas de decremento o incremento no lo hagan.

Aunque los gastos puedan cambiar continuamente, son manejados como una serie de gastos constantes para fines de análisis. La técnica de aproximación utilizada para interpretar estas pruebas mejora a medida que los intervalos de tiempo se van haciendo más pequeños.

La ecuación 4.34 representa una línea recta con una pendiente.

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_i - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right] + b' \quad (4.34)$$

Donde:

p_i = Presión inicial, psi.
 p_{wf} = Presión de fondo fluyendo, psi.
 q_n = Último gasto registrado durante la prueba, bpd.
 m' = pendiente de la recta.
 t = tiempo, h.
 b' = ordena al origen.

La pendiente m' es representada por la siguiente ecuación:

$$m' = \frac{162.6B\mu}{kh} \quad (4.35)$$

Donde:

k = Permeabilidad.
 h = Espesor de la formación, m.
 μ = Viscosidad, cp.

La ordenada al origen se calcula haciendo uso de la ecuación 4.36.

$$b' = m' \left[\log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.86859s \right] \quad (4.36)$$

Donde:

ϕ = porosidad, fracción.
 c_t = compresibilidad total, psi^{-1} .
 r_w = radio del pozo.
 s = daño.

Una vez que los datos obtenidos son graficados, se obtiene la pendiente y la ordenada al origen de la línea recta. La permeabilidad y el factor de daño pueden ser calculados mediante la ecuación 4.37.

$$k = \frac{162.6B\mu}{m'h} \quad (4.37)$$

$$s = 1.1513 \left[\frac{b'}{m'} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (4.38)$$

4.5.1 Prueba de gastos escalonados (*step rate test*).

Son un tipo de pruebas de inyección que fueron diseñadas para determinar la presión en la que la roca del yacimiento se fractura y las condiciones operativas que se van a requerir para el fracturamiento.

En esta prueba, se inyecta un fluido a una serie de gastos cada vez mayores, con una duración de tiempo igual en cada gasto.

En formaciones con permeabilidades relativamente bajas ($k < 5$ md), cada gasto de inyección debe durar alrededor de 1 hora; 30 minutos de inyección son adecuados en formaciones que excedan los 10 md. Alrededor de 4 gastos pueden ser usados, pero normalmente se prefiere usar hasta 8 gastos.

El análisis consiste en graficar la presión de inyección al final de cada gasto vs el gasto de inyección. Es preferible graficar la presión de fondo del pozo, pero la presión en superficie puede ser usada si es positiva a lo largo de toda la prueba y los efectos de fricción no son significativos. La grafica debe tener dos segmentos de recta que se intersectan a una presión. Este punto indica la presión de fractura de la formación (también puede indicar la presión de ruptura de la cementación, cuando la cementación falla la pendiente del segundo segmento de recta generalmente continúa por debajo de la presión de fractura hasta que el gasto es disminuido). La presión de fractura varía dependiendo en las condiciones de la saturación de fluidos en la formación y a largo plazo en las variaciones de la presión del yacimiento con respecto al tiempo. Los datos de presión tomados durante cada gasto deben ser analizados con una técnica de gastos múltiples, para determinar la permeabilidad y el factor de daño. El procedimiento para realizar la prueba es el siguiente:

- Cerrar el pozo y permitir que la presión de fondo se estabilice (si no es posible cerrar el pozo, o no es práctico, estabilizarlo a un gasto bajo). Medir la presión estabilizada.
- Abrir el pozo a un bajo gasto de inyección y mantener ese gasto durante un tiempo previamente definido. Registrar la presión al final del periodo de flujo.
- Incrementar el gasto de inyección, y al final del intervalo de tiempo (que es igual al tiempo del punto anterior), registrar la presión.
- Repetir el punto anterior para un número de incrementos hasta que la presión de fractura es visible en la gráfica de la prueba de gastos escalonados.

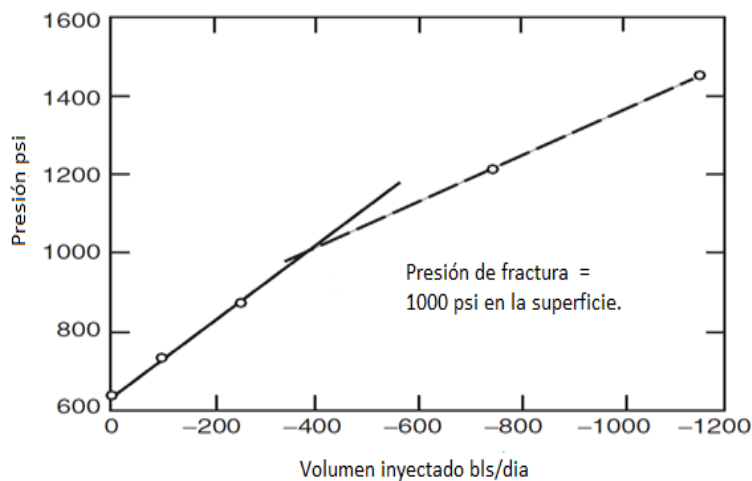


Figura 4.12. Gráfica de una prueba de presión a gastos escalonados.

Los datos de la prueba deben aparecer como una línea recta graficando $p_i - p_{wf}/q_n$ vs. $\sum_{j=1}^n [(q_i - q_{j-1})/q_n] \log (t - t_{j-1})$

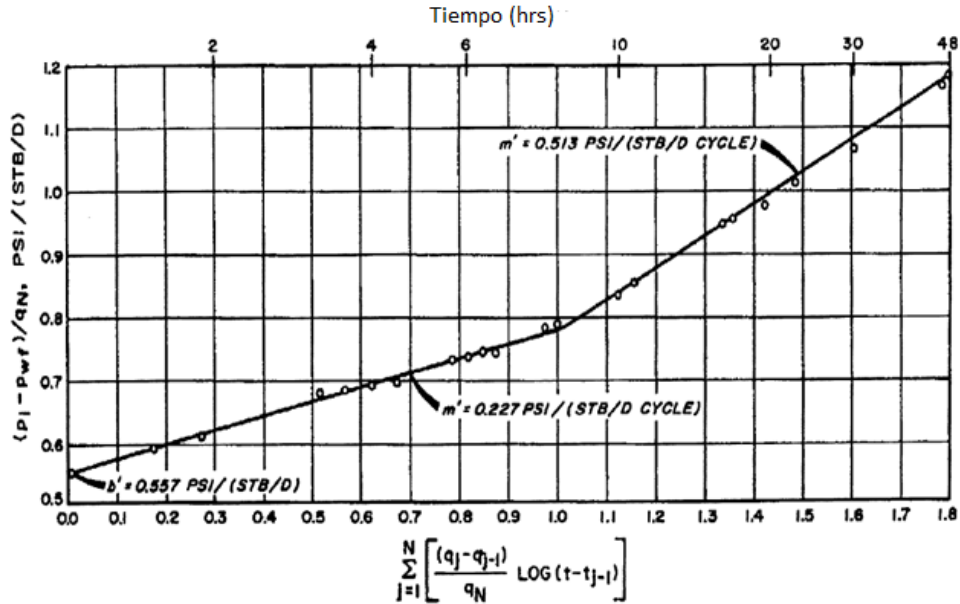


Figura 4.13. Gráfica donde se obtienen los valores de pendiente y ordena al origen en una prueba a gastos escalonados.

Para el análisis de este tipo de prueba y la obtención del daño y la permeabilidad se pueden utilizar las mismas técnicas que las usadas en las pruebas de gastos múltiples. Esto es posible porque la prueba de gastos escalonados es una variante de las prueba de gastos múltiples, ya que ambas son calculadas considerando una aproximación logarítmica.

Además de obtener parámetros tales como el daño, la permeabilidad y la presión de fractura, las pruebas de gastos escalonados permiten obtener datos adicionales de la formación como los mencionados a continuación:

- Presión de extensión de fractura. Es aquella presión de fondo asociada a un gasto de bombeo a partir de la cual una fractura inicia a propagarse. Esta es determinada a partir de pruebas de bombeo.
- Presión de cierre instantánea (ISIP, por sus siglas en inglés). Es aquella presión registrada inmediatamente después de que el bombeo es interrumpido durante una prueba de gastos escalonados.

La importancia de estos parámetros radica en que al conocerlos se puede hacer un diseño adecuado de las pruebas posteriores, ya que existen factores como el volumen inyectado, el gasto, las propiedades de la roca y las propiedades de los fluidos que generen una variedad de resultados, en lo que respecta a la formación y geometría de las fracturas.

4.5.2 Minifrac.

El conjunto de pruebas de gastos escalonados y *fall-off* son conocidas también como *minifrac*; esta prueba está diseñada para calibrar el fenómeno de la pérdida de fluido a un gasto constante en un yacimiento determinado. Esta prueba requiere la creación de una fractura pequeña (*minifrac*) en la formación usando el mismo fluido y gasto programados para el fracturamiento principal.

Los volúmenes típicos de inyección recomendados están en el rango de 4000 a 12000 galones. También puede considerarse un volumen entre el 10 y 15% del volumen programado para el fracturamiento principal. El procedimiento general de este tipo de prueba consiste en establecer un gasto de inyección de acuerdo al gasto de fractura programado durante todo el volumen de fluido de tratamiento, parar el bombeo y evaluar la presión de cierre instantánea. Posteriormente se monitorea la presión de declinación por un espacio de 30 minutos a 4 horas dependiendo del comportamiento específico de la formación, buscando que dicha presión se estabilice. Cuando la formación, que será estimulada es de baja permeabilidad, el fluido de tratamiento para la prueba puede ser un gel lineal, caso contrario en formaciones de alta permeabilidad, donde el fluido de tratamiento para la prueba debe ser el mismo que se tiene programado para el tratamiento de fractura principal.

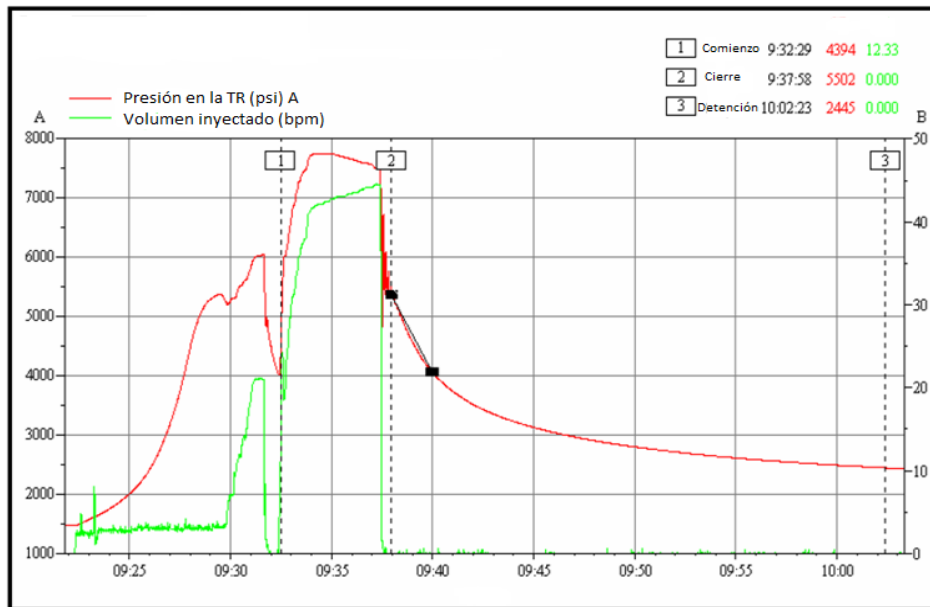


Figura 4.14. Gráfica de una operación minifrac.

Obtención de la presión de fractura mediante la interpretación de *minifrac*: Para la obtención de la presión de fractura se hace una interpretación de la grafica obtenida de la variación de las presiones contra el tiempo que tarda en su totalidad la prueba. Como se mencionó anteriormente se necesita del ISIP para calcular la presión de fractura de la formación, este parámetro se obtiene de la gráfica del *minifrac*. La presión de fractura de la formación, se obtiene mediante la ecuación 4.39.

$$P_f = ISIP + P_h \quad (4.39)$$

Donde:

P_f = Presión de fractura.

ISIP = Presión de cierre instantánea.

P_h = Presión hidrostática.

4.6 Gráficas de diagnóstico.

El comportamiento de declinación posterior a una prueba *minifrac* es monitoreado hasta observar que la fractura se cierra, este cierre es considerado, cuando en la curva de declinación, los efectos de flujo lineal dejan de observarse, esto es obtenido mediante una grafica de la presión contra la raíz cuadrada del tiempo de cierre. Aunque existen diferentes técnicas usando gráficas de diagnóstico para evaluar la presión de cierre entre las que se pueden listar las siguientes:

- Presión vs. Tiempo de Horner.
- Presión vs. Raíz cuadrada del tiempo.
- Logaritmo de presión vs. Logaritmo del tiempo.
- Presión vs. Tiempo de la función G.

En las gráficas de diagnóstico mencionadas, el tiempo es definido como el tiempo transcurrido a partir de que se origina el paro instantáneo o inmediato del equipo de bombeo (ISIP). El propósito de usar múltiples gráficas de diagnóstico es que una gráfica por si sola puede ser no siempre suficiente para determinar la presión de cierre de fractura en una formación dada. En otras palabras la técnica de la función G puede ser la mejor para un tipo de formación y en otras ocasiones la técnica de raíz cuadrada mejor para otra. De igual manera el uso múltiple de las diferentes técnicas en cada trabajo puede ser complementaria una de la otra.

El primer paso en el proceso de interpretación es elegir los puntos correctos de inicio ISIP y final de la prueba. De esta información se obtiene el gradiente de fractura real de la formación y la eficiencia del fluido.

4.6.1 Gráfica de diagnóstico presión contra tiempo de Horner.

Una prueba de incremento de presión es descrita matemáticamente mediante el uso del principio de superposición Antes del cierre el pozo es abierto a un gasto constante (bpd) para un tiempo t (días). Al final del periodo de flujo el pozo es cerrado, tomando mediciones del gasto. El método consiste en calcular el total de los cambios de presión que ocurren en el pozo durante el tiempo de cierre, básicamente es la suma de los cambios de presión que son causados por la estabilización del gasto en el pozo durante el inicio y el final de la prueba donde se va cambiando el gasto del pozo. Horner propuso una ecuación para calcular los cambios de presión (ecuación 4.40).

$$p_{ws} = p_i - \frac{162.6q_o\mu_o B_o}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad (4.40)$$

Donde:

p_i = presión inicial del yacimiento, psi.

p_{ws} = presión de fondo, psi.

t_p = tiempo de flujo antes del cierre, h.

q_o = gasto programado antes del cierre, bpd.

Δt = tiempo de cierre, h.

Esta expresión sugiere que al graficar la presión vs. el tiempo de *Horner* en una gráfica semilogaritmica, el resultado dará una línea recta con una ordenada al origen p_i y una pendiente m donde:

$$m = \frac{162.6q_o\mu_oB_o}{kh} \quad (4.41)$$

El tiempo en la gráfica de *Horner* incrementa de izquierda a derecha. También se observa en la ecuación 4.40 que $p_{ws} = p_i$ cuando el tiempo es igual a la unidad. Gráficamente esto quiere decir que la presión inicial del yacimiento, p_i , puede obtenerse mediante la extrapolación de la gráfica.

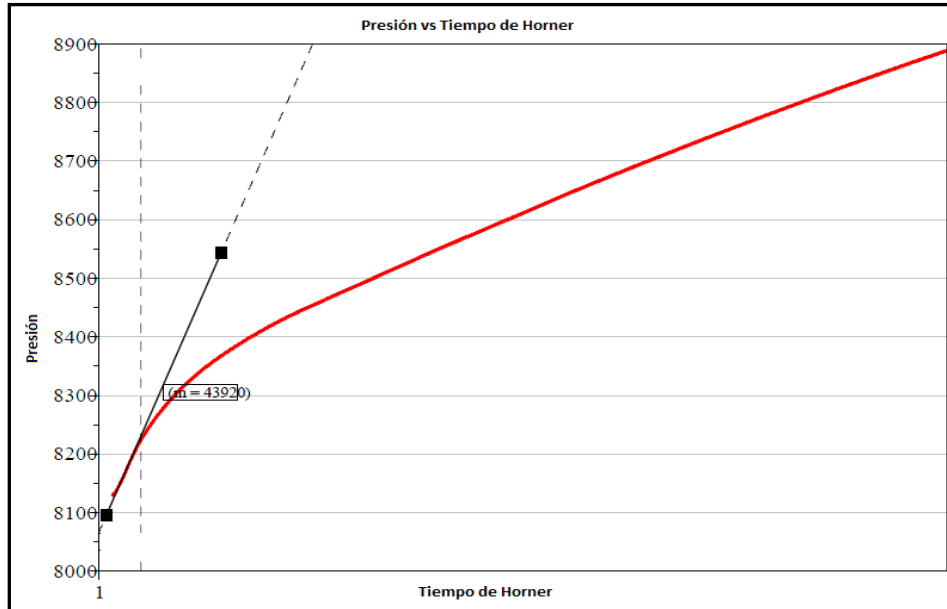


Figura 4.15. Gráfica de presión contra el tiempo de Horner.

4.6.2 Gráfica de diagnóstico presión contra raíz cuadrada del tiempo.

La presión de cierre puede ser determinada a partir de la información de la curva de declinación, mediante la técnica de raíz cuadrada que consiste en graficar el comportamiento de presión durante esta etapa contra la raíz cuadrada del tiempo de declinación. Se asume que durante ésta declinación, el comportamiento se acerca a una relación lineal. La inflexión o cambio de pendiente en esta relación lineal es un indicativo de cierre de la fractura.

Una vez que ocurre el cierre, la curva puede seguir un comportamiento cóncavo o convexo, dependiendo de las características de la fractura y el yacimiento. El mayor problema que se encuentra con esta técnica radica en el hecho de identificar el comportamiento de línea recta.

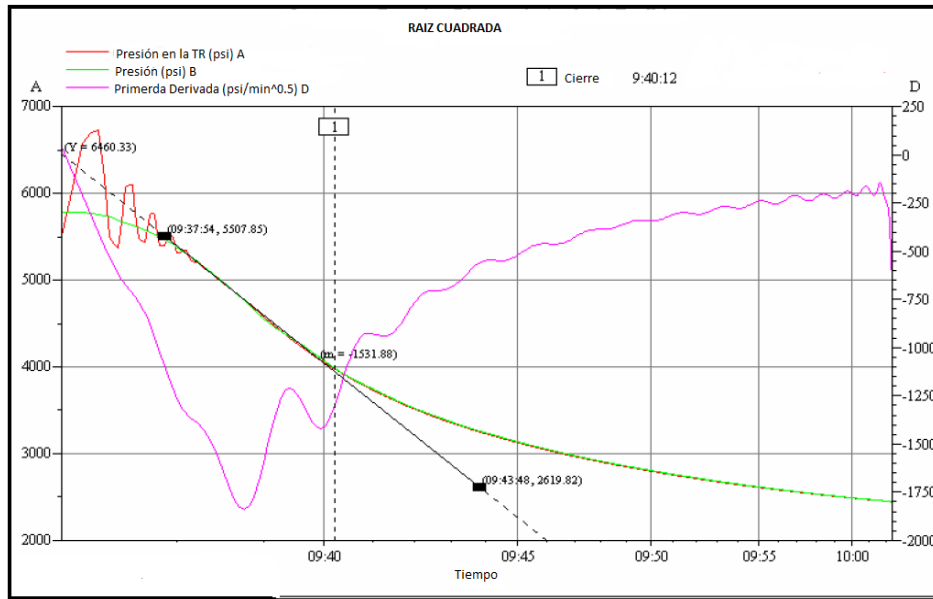


Figura 4.16. Gráfica de presión contra la raíz cuadrada del tiempo.

4.6.3 Gráfica de diagnóstico logaritmo de presión contra logaritmo del tiempo.

En esta técnica se identifican diferentes periodos o pendientes en el análisis de variación de presión de pruebas de pozos fracturados hidráulicamente. Se identifican varios regímenes de flujo transitorio cuando la fractura comienza a producir.

Estos regímenes de flujo son de acuerdo a la ocurrencia con que se dan en flujo: lineal, bilineal, lineal de la formación y pseudo-radial. Para el análisis del *minifrac* se usan las definiciones de cada régimen para poder identificar cuando ocurre el cierre de la fractura. Si una fractura de conductividad infinita controla la respuesta del pozo, entonces se desarrolla un flujo lineal. En una gráfica de presión y derivada de la presión contra el tiempo, éste periodo será identificado mediante un comportamiento lineal con una pendiente, cuyo valor es de $1/2$. Por otro lado, si una fractura de conductividad finita controla la respuesta del pozo entonces el flujo bilineal será el predominante. Este flujo es identificado en la gráfica doble logarítmica de presión contra tiempo como aquel que sigue el patrón de una línea recta con una pendiente de $1/4$. En el análisis del *minifrac* se usa una gráfica doble logarítmica ISIP – presión vs. tiempo.

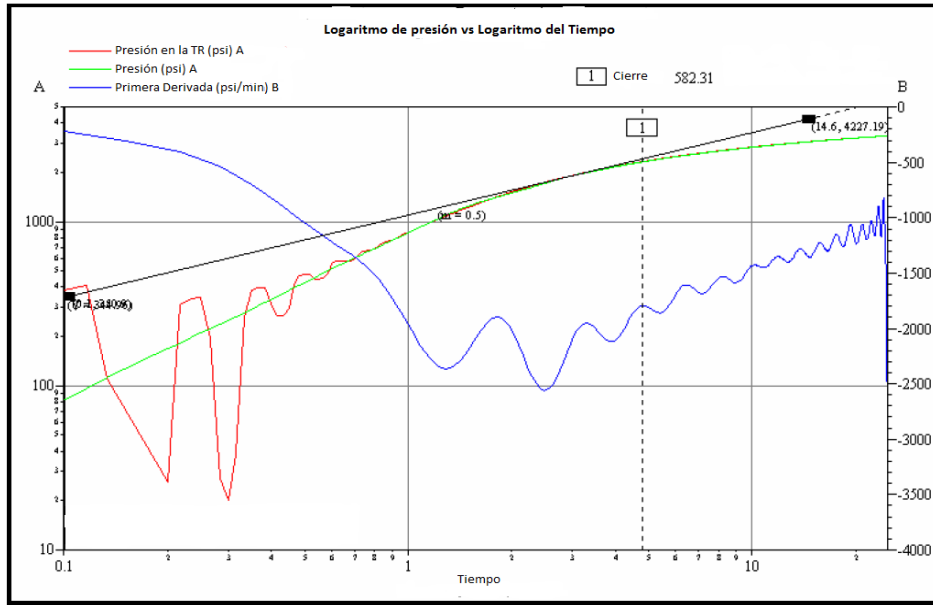


Figura 4.17. Gráfica del logaritmo de presión contra el logaritmo del tiempo.

4.6.4 Gráfica de diagnóstico presión contra función G.

La función G es una función de tiempo adimensional que relaciona el tiempo de cierre con respecto al tiempo total de inyección (a un gasto que se considera constante). Su registro depende de la eficiencia del fluido durante el trabajo. Las dos situaciones que limitan la función G son por alta y baja eficiencia de fluido. Para alta eficiencia, $G = 1$, el área de fractura abierta después del paro de inyección varía aproximadamente en forma lineal con el tiempo.

Para el caso de baja eficiencia, $G = 0.5$, el área abierta de fractura varía con la raíz cuadrada del tiempo una vez interrumpida la inyección. La función G es una función básica de superposición tiempo-volumen que relaciona el volumen de fractura con los parámetros de fractura, tales como: gasto de inyección, régimen de pérdida de fluido y volumen.

Las consideraciones para el análisis con la función G incluyen altura constante de fractura, gasto constante, correlación base del tiempo (no de volumen). El cese de propagación de la fractura ocurre cuando la inyección y la declinación concluyen, una vez iniciado el periodo de abatimiento, éste representa una pérdida de fluido durante el bombeo. El periodo de declinación exhibe cuatro casos específicos cuando es analizado mediante la técnica de la función G y su respectiva derivada contra el tiempo.

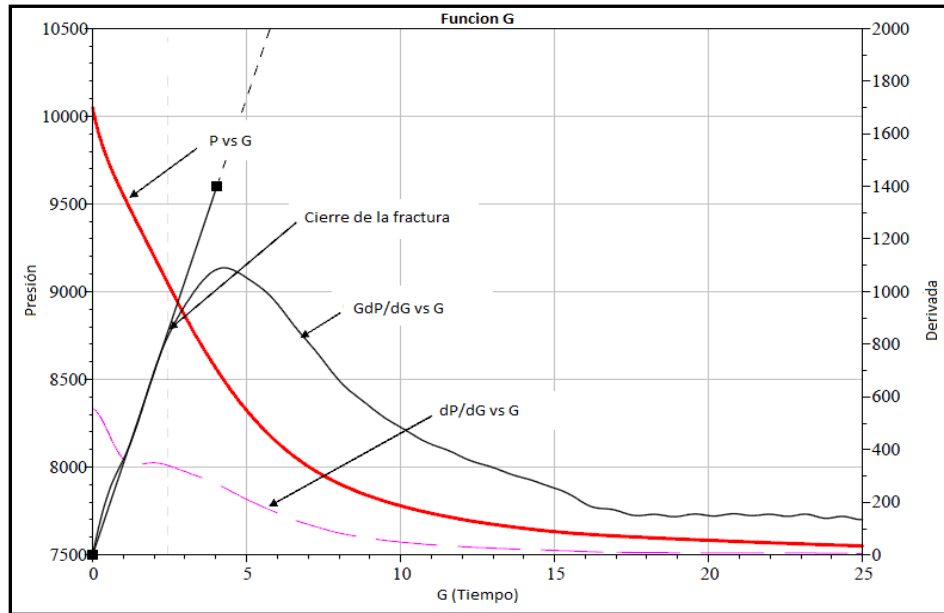


Figura 4.18. Gráfica de la presión contra la función G.

4.7 Evaluación de la conductividad de una fractura.

La conductividad de una fractura es definida como la permeabilidad de una fractura multiplicada por el ancho de la misma, es la capacidad de la fractura para transmitir los fluidos del yacimiento hacia el pozo y es expresada matemáticamente de la siguiente manera:

$$\text{Capacidad de flujo de la fractura} = (k_{wf})$$

Donde:

k = permeabilidad de la fractura, md.
 wf = Ancho de la fractura, pies.

Existen dos modelos de fracturas, de conductividad infinita (alta conductividad) y de conductividad finita (baja conductividad). En el modelo de alta conductividad se asume que no existen caídas de presión a lo largo de la fractura. En los casos de baja conductividad los cambios en la presión se simulan tomando en cuenta las fracturas. La permeabilidad de una fractura, aún abierta, es infinita. En contraparte, la conductividad de una fractura cerrada es de un valor finito, se concluye que la fractura cierra cuando pasa de flujo lineal a flujo bilineal, es decir cuando existe un cambio de pendientes pasando de pendiente de $1/2$ a pendiente de $1/4$.

La mecánica de las rocas indica que la mayoría de las fracturas mantienen una simetría geométrica. El modelo usado en las pruebas supone que las fracturas tienen dos rectángulos perfectos, cada uno de una longitud X_f , a la mitad de la fractura. Para fracturas totalmente penetrantes la altura de los rectángulos es el espesor de la formación.

- Modelo de conductividad infinita: en tiempos tempranos solo la parte del yacimiento que se encuentra de frente a la fractura va a contribuir en la producción significativamente. Esto es lo que se conoce como flujo lineal.

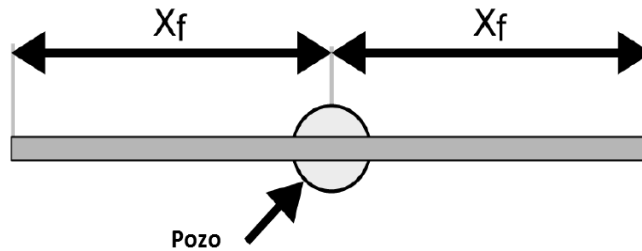


Figura 4.19. Modelo de fractura de conductividad infinita.

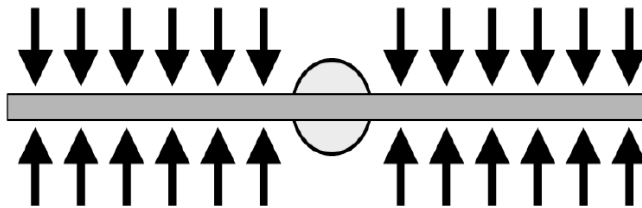


Figura 4.20. Flujo lineal en la etapa temprana de flujo a través de una fractura.

El flujo lineal es un caso particular del flujo a través de una sección de área constante A . Otro ejemplo de este tipo de flujo se observa en las etapas tardías de flujo entre dos fallas paralelas. Cuando ocurre este tipo de flujo existe una relación lineal entre el cambio de presión y la raíz cuadrada del tiempo dado por la ecuación 4.42.

$$\Delta p = \frac{8.12qB}{A} \sqrt{\frac{\mu\Delta t}{k\phi c_t}} \quad (4.42)$$

En el caso de una fractura, la sección de flujo es el área del rectángulo que se mencionó anteriormente, por lo tanto el área $A = 2X_f h$, con esto se tiene que:

$$\Delta p = \frac{4.06qB}{X_f h} \sqrt{\frac{\mu\Delta t}{k\phi c_t}} \quad (4.43)$$

La unidad de flujo irá progresivamente variando del flujo lineal cuando el resto de las secciones de flujo del yacimiento comiencen a producir fluidos hacia el pozo y el área de drenaje se convierta en una elipse. Mientras continúa la producción la elipse se va convirtiendo en un círculo hasta que se comporta de manera radial infinita. En esta etapa la fractura se comporta como un pozo con daño negativo.

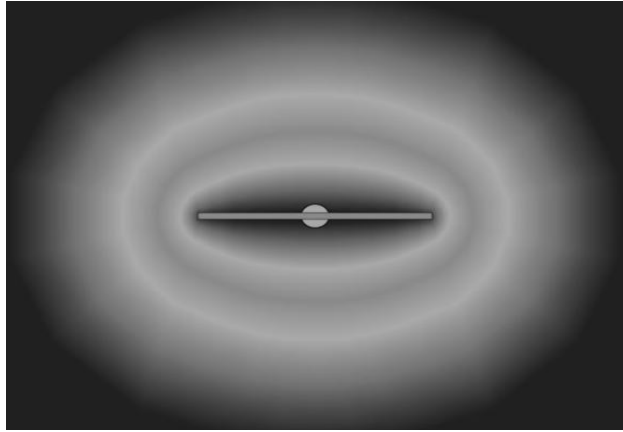


Figura 4.21. Variación del área de drenaje cuando se presenta flujo lineal.

Como se dijo anteriormente, el cambio de presión durante la etapa temprana del flujo lineal es:

$$\Delta p = m\sqrt{\Delta t}$$

Donde:

$$m = \sqrt{\frac{16.52q^2B^2\mu}{h^2\phi c_t}} \frac{1}{\sqrt{k\lambda_f^2}} \quad (4.44)$$

Durante el flujo lineal, el resultado de cualquier análisis dará como resultado una relación entre la permeabilidad y la longitud de la fractura.

La derivada de Bourdet para tiempos tempranos es:

$$\Delta p \approx \frac{d\Delta p}{d\ln(\Delta t)} = \Delta t \frac{d\Delta p}{d\Delta t} = \Delta t \frac{m}{2\sqrt{\Delta t}} = \frac{1}{2}m\sqrt{\Delta t} = \frac{1}{2}\Delta p$$

En escala logarítmica la ecuación se presenta como:

$$\log(\Delta p) = \log(m) + \frac{1}{2}\log(\Delta t) \text{ y } \log(\Delta p') = \log(\Delta p) - \log(2)$$

En las etapas tempranas el régimen de flujo de una fractura de conductividad infinita muestra una pendiente de 1/2 en la curva de presión y en la derivada. En tiempos tardíos hay una transición de flujo lineal hacia un comportamiento radial infinito.

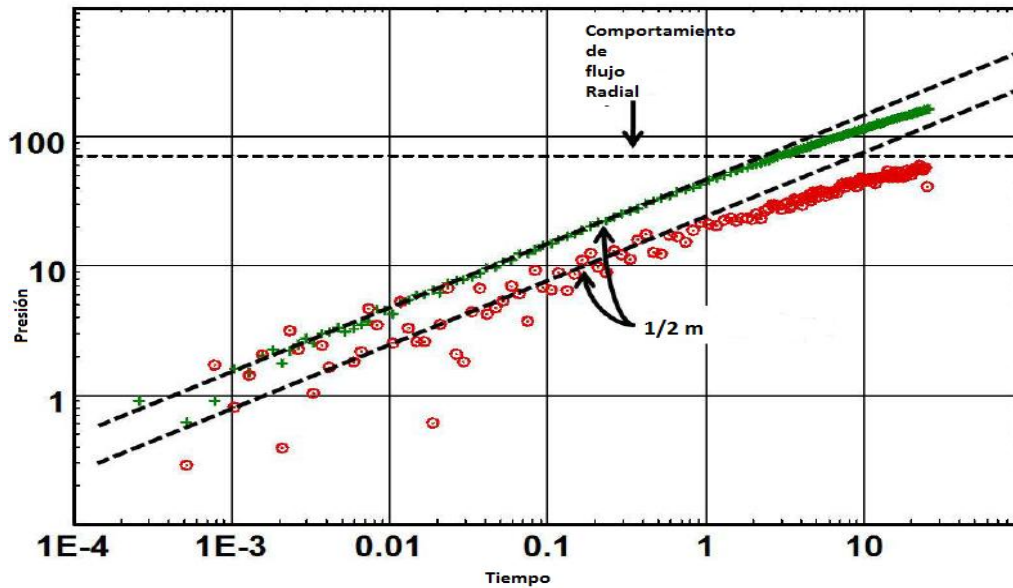


Figura 4.22. Gráfica del comportamiento de una fractura con conductividad infinita.

La posición de estas líneas rectas con pendiente de $1/2$ establece una conexión entre el tiempo y la presión, proporcionando un único resultado para kX_f^2 .

- Modelo de conductividad finita: El modelo de fractura es el mismo que en el caso de conductividad infinita, pero ahora se supone que hay un gradiente de presión importante que actúa a lo largo de toda la fractura.

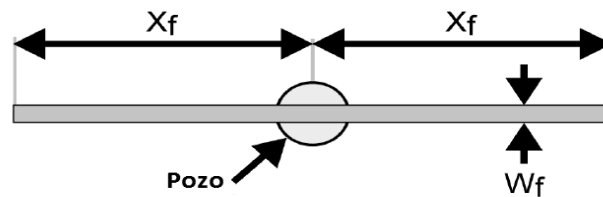


Figura 4.23. Modelo de fractura de conductividad finita.

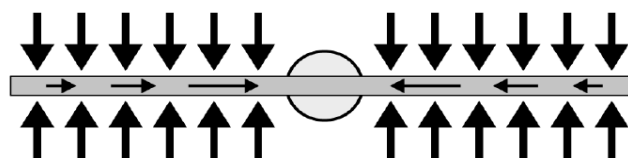


Figura 4.24. Flujo bilineal en la etapa temprana de flujo a través de una fractura.

En ausencia del almacenamiento, el primer tipo de flujo en presentarse es el flujo lineal a lo largo del eje de las fracturas, esto simultáneamente induce que el flujo sea ortogonal a la fractura, la amplitud de cada línea de flujo cambia a lo largo de toda la fractura, por ejemplo, en este tipo de modelos no existe un flujo uniforme en la fractura, en contraste con los modelos infinitos, por lo tanto existe flujo

bilineal, ya que existe flujo lineal dentro de la fractura y hacia ella. Para esta geometría bilineal las gráficas log-log y la derivada de Bourdet, muestran una pendiente de 1/4. El flujo bilineal usualmente ocurre en etapas tempranas de la prueba, y no es siempre observado.

Este flujo representa el tiempo en el cual el cambio de presión en la fractura es significativo, el cual es muy corto. Aun cuando no existe efecto de almacenamiento, los datos algunas veces no muestran la pendiente de 1/4 característica de este tipo de flujo y puede ser confundido con el modelo de conductividad infinita. Sin embargo, el modelo general para una fractura inducida en un pozo debe ser el modelo de conductividad finita, ya que siempre existirá una caída de presión a lo largo de la fractura, aunque este cambio sea pequeño.

Esto, sin embargo no es significativo comparado con las caídas de presión del yacimiento a la fractura. Existen dos parámetros adicionales que necesitan ser considerados en este modelo; el ancho de la fractura (w) y la permeabilidad de la fractura (k_f). Cuando la conductividad de la fractura es muy alta, el modelo se aproxima a la conductividad infinita, con una pendiente de 1/2. Por el contrario con una conductividad baja la caída de presión a lo largo de la fractura es significativa casi hasta el inicio del flujo radial. Cuando dicho flujo se presente la relación entre el cambio de presión con respecto al tiempo es dado por la ecuación 4.45.

$$\Delta p = \frac{44.11qB\mu}{h\sqrt{k_f w}(\phi\mu c_t k)^{\frac{1}{4}}} \Delta t^{\frac{1}{4}} \quad (4.45)$$

De la ecuación 4.46, tenemos que el cambio en la presión durante el flujo bilineal es:

$$\Delta p = m \sqrt[4]{\Delta t}$$

Donde:

$$m = \frac{44.11qB\mu}{h\sqrt{k_f w}(\phi\mu c_t k)^{\frac{1}{4}}} \quad (4.46)$$

En escala logarítmica la ecuación se representa como:

$$\log(\Delta p) = \log(m) + \frac{1}{4} \log(\Delta t) \text{ y } \log(\Delta p') = \log(\Delta p) - \log(4)$$

Durante el flujo bilineal, los cambios de presión en la grafica log-log y la derivada de Bourdet son dos líneas rectas paralelas con una pendiente de 1/4.

Esto es seguido por la aparición del flujo lineal con dos líneas rectas paralelas de pendiente 1/2. Cuando se llega al flujo radial se tiene la usual estabilización de la curva de la derivada.

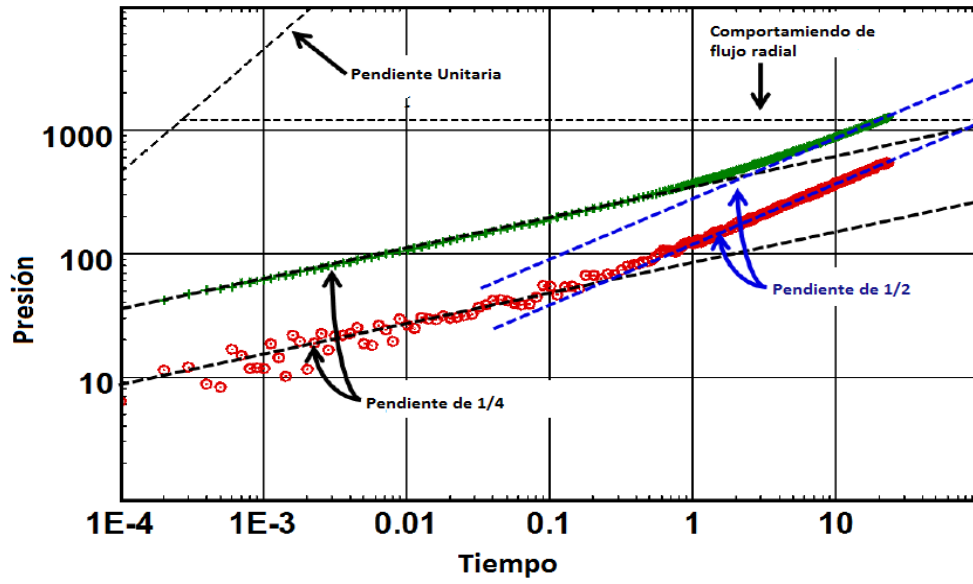


Figura 4.25. Gráfica del comportamiento de una fractura con conductividad finita.

CAPÍTULO 5. APLICACIONES EN CAMPO.

Existe una gran cantidad de metodologías para el análisis de los datos obtenidos mediante pruebas de presión, con los que podemos re-caracterizar las zonas cubiertas por el radio de investigación de las mismas. En el caso de las pruebas *fall-off* estas sirven para obtener parámetros como la permeabilidad, daño, movilidad de los fluidos en el yacimiento, presión del yacimiento, longitud de fractura, localización del frente de fluidos y límites. La dificultad de cálculo de los parámetros varía dependiendo de la relación de movilidad que exista en la formación. En las pruebas *step rate test* se obtienen la permeabilidad, el daño y la presión de fractura de la formación. El conjunto de pruebas *step rate test* y *fall-off* son conocidas también como *minifrac*, esta operación se realiza a tiempos cortos y posteriormente se lleva a cabo un fracturamiento de mayor duración y magnitud. La prueba *fall-off* por sí sola es considerada una operación que se realiza a tiempos largos, por el tiempo que se necesita para poder obtener datos representativos. En este capítulo se analizarán varios casos de campo, donde se resaltarán la importancia de la obtención de información al hacer estudios para identificar zonas de interés y para hacer un buen desarrollo de los campos.

5.1 Programación de adquisición de información durante la terminación del pozo.

Los programas de toma de información durante la terminación de los pozos (casos de campo) que a continuación se tratarán, se desarrollaron mediante la metodología VCD, tratando de cubrir la mayoría de los escenarios posibles que pudieran presentarse durante la terminación, la figura 5.1 muestra el diagrama de flujo aplicable a estos casos.

5.2 Relación de movilidad igual a la unidad.

Recordando el capítulo 4, se tenía una movilidad igual a la unidad cuando el fluido inyectado durante la prueba tenía características similares al fluido contenido en el yacimiento, esto es reflejado en la onda de presión de la prueba la cual no identifica el cambio entre los dos bancos de fluidos. Lo mencionado anteriormente facilita el análisis de las pruebas de inyección debido a la simplicidad del modelo.

5.2.1 Características del campo Puma Norte.

El campo se localiza en la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas del estado de Tabasco. Se encuentra en una estructura anticlinal de orientación Noreste-Suroeste, limitada en su flanco Sureste por una falla inversa, con echados del orden de 10° a 12° que corre paralela al eje de la estructura, hacia el Noroeste su cierre es por buzamiento de la estructura, con echados de 8°, mientras que hacia el Suroeste está limitado por una falla inversa que corta perpendicularmente su eje principal.

Estructuralmente el campo se encuentra dividido en cuatro bloques en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK): 101, 201, 114 y 118. El yacimiento es productor de aceite volátil bajosaturado de 38 °API. La figura 5.2 muestra la configuración estructural y la ubicación del pozo en estudio.

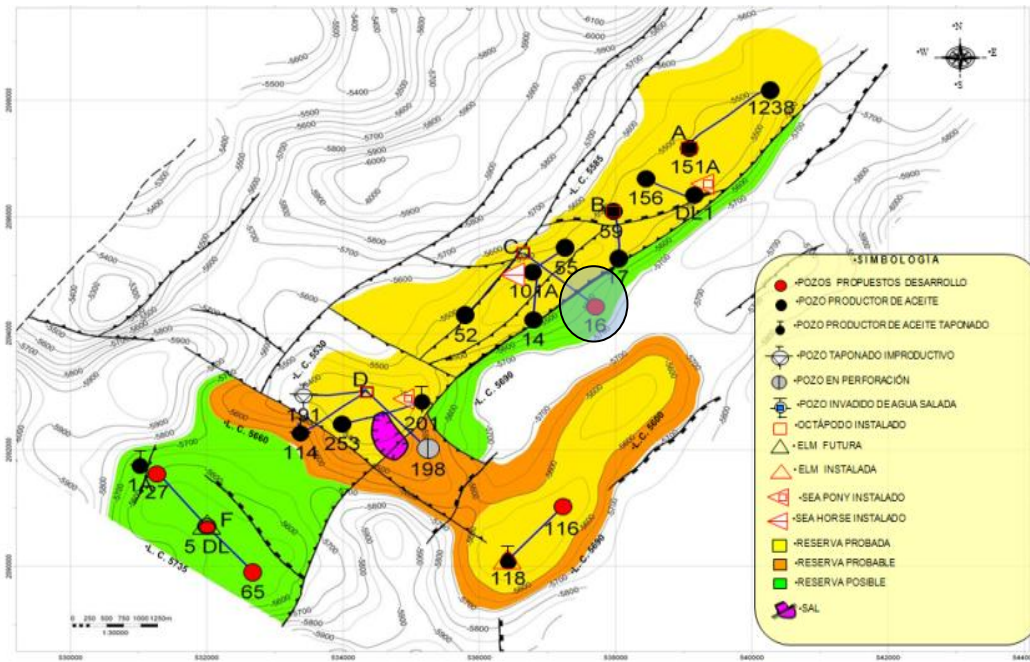


Figura 5.1. Configuración estructural del campo Puma Norte.

Actualmente el campo Puma Norte cuenta con 24 pozos, de los cuales 14 son productores y 10 improductivos. En el 2010 el campo tenía una producción acumulada de aceite de 117 MMbbls y 279 MMMpc de gas.

Tabla 5.1. Características generales del campo Puma Norte.

| Características | Campo Puma Norte |
|----------------------------------|------------------|
| | Jurásico |
| Área 2P, km ² | 26.23 |
| Espesor neto, m | 88.54 |
| P inicial, kg/cm ² | 801 |
| P actual, kg/cm ² | 451 |
| P saturación, kg/cm ² | 358 |
| Densidad, °API | 38 |
| Np, MMb | 117.945 |
| Gp, MMpc | 279.524 |
| *ROA, MMbpce | 268.807 |
| **RRA, MMbpce | 94.13 |

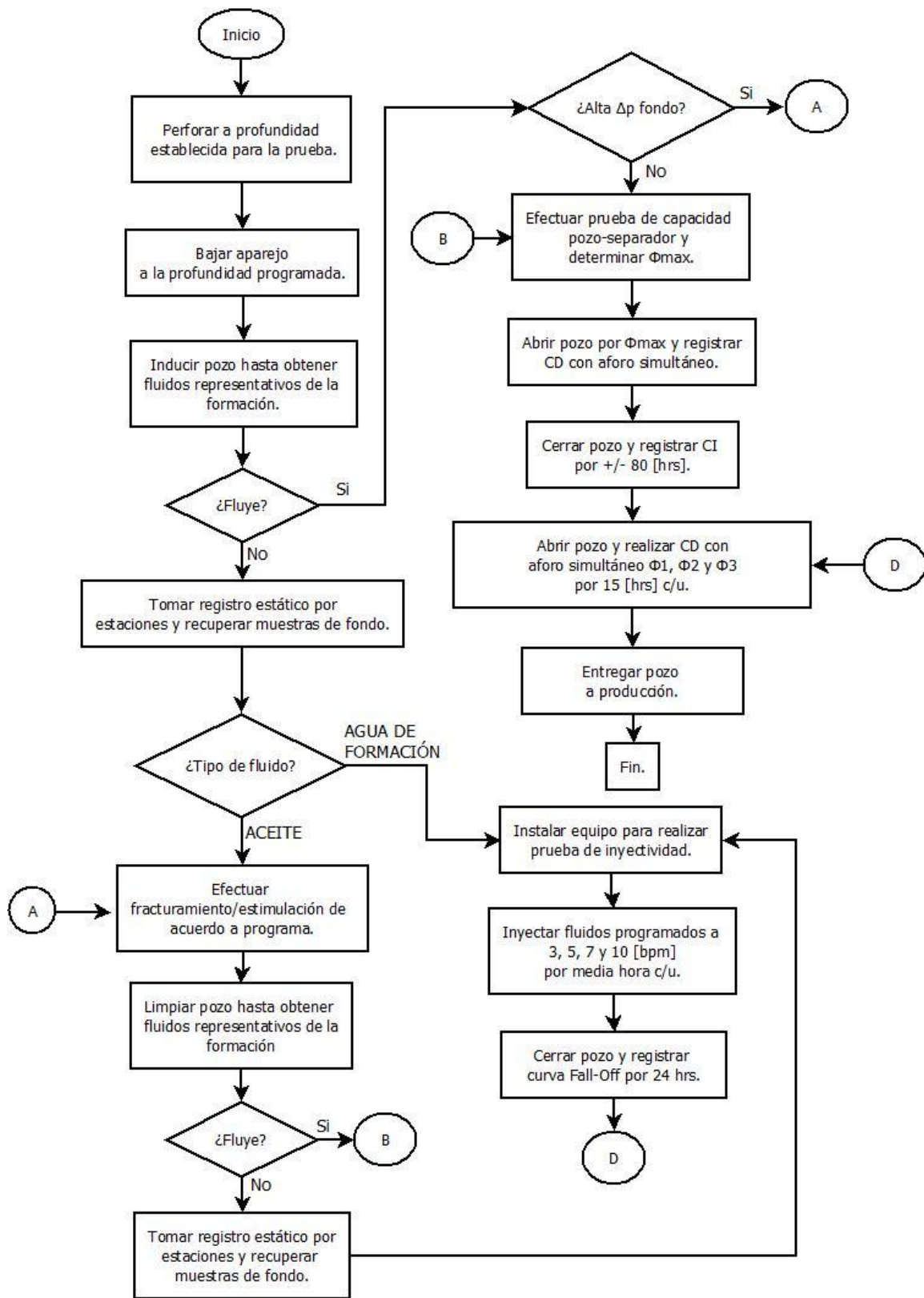


Figura 5.2. Diagrama de flujo para la programación de la toma de información.

5.2.2 Pozo Puma Norte-16.

El pozo Puma Norte-16 se perforó en el bloque 101 en la parte Sur, con la finalidad de reclasificar reservas, de posibles a probadas. Según los estudios del campo, se esperaba obtener producción comercial de aceite ligero de 38 °API, presión de yacimiento alrededor de 450 kg/cm².

Terminación.

El pozo Puma Norte-16, fue terminado en agujero descubierto en el intervalo 5838-5885 m, exponiendo la unidad de flujo 5870-5885 m de Jurásico. Se instaló aparejo de producción de 4 1/2 pg, con empacador anclado a 5002 m, como se muestra en la figura 5.3. Posterior a los disparos, se abrió el pozo mediante estrangulador de 1/8 pg, alineándolo al barco de proceso, y se observó abatimiento de presión a cero kg/cm². Se indujo el pozo con nitrógeno (N₂) mediante tubería flexible, sin manifestar producción.

Toma de información.

Con registradores de memoria de presión y temperatura se tomó registro estático por estaciones hasta la profundidad de 5838 m, donde se registró la presión de 465.5 kg/cm² y temperatura de 159 °C. La interpretación permitió determinar un gradiente de presión estática promedio de 0.1 kg/cm²/m, correspondiente a una columna de agua a partir de 2000 m. La figura 5.4 muestra gráficamente el comportamiento de la presión medido por los registradores.

Con barril de muestreo se recuperó una muestra de fluidos a la profundidad de 5838 m, el análisis en superficie de la muestra determinó 99.8 % agua con salinidad de 195000 ppm, característica del agua de edad Jurásica en el campo Puma Norte con lo que se confirma lo observado en los registros geofísicos.

La figura 5.5 muestra los registros de resistividad tomados en el pozo Puma Norte-16, donde se aprecia un gradiente en la curva de resistividad, pasando de valores de 0.015 ohm-m a 0.020 ohm-m por lo que se concluye que existe agua desde la entrada al JSK.

A fin de mejorar las condiciones de flujo al aceite, se realizó una estimulación matricial reactiva, sin embargo, no se obtuvo producción de aceite.

Posterior a la estimulación, se realizó un segundo registro de presión y temperatura de fondo por estaciones con sensores de memoria hasta 5838 m de profundidad. A partir del análisis de la información, se corroboraron los resultados obtenidos en la primera medición. Posteriormente, se recuperó una muestra de fluidos de fondo a 5838 m cuyo análisis mostró 99.8 % de agua con salinidad de 220000 ppm.

| Profundidad (m) | Aceite (%) | Agua (%) | pH | Salinidad (ppm) | Sedimentos (%) | Densidad (gr/cm ³) |
|-----------------|------------|----------|----|-----------------|----------------|--------------------------------|
| 5838 | 0.0 | 98.8 | -- | 220,000 | 1.2 | -- |

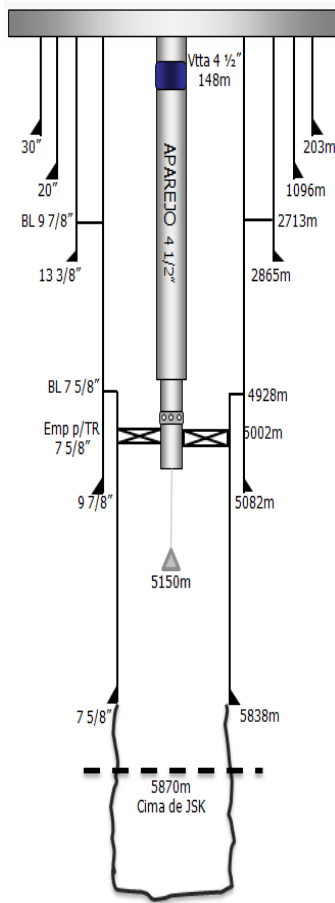


Figura 5.3. Estado mecánico del pozo Puma Norte-16.

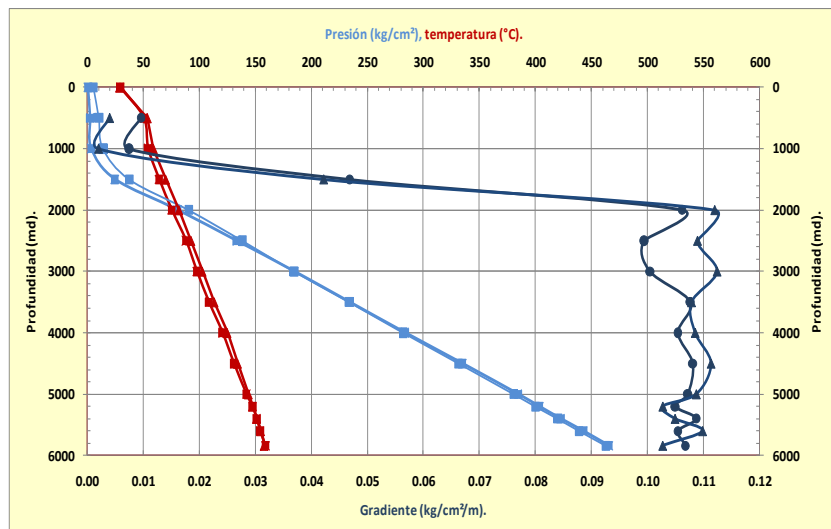


Figura 5.4. Registro estático por estaciones realizado al pozo Puma Norte-16.

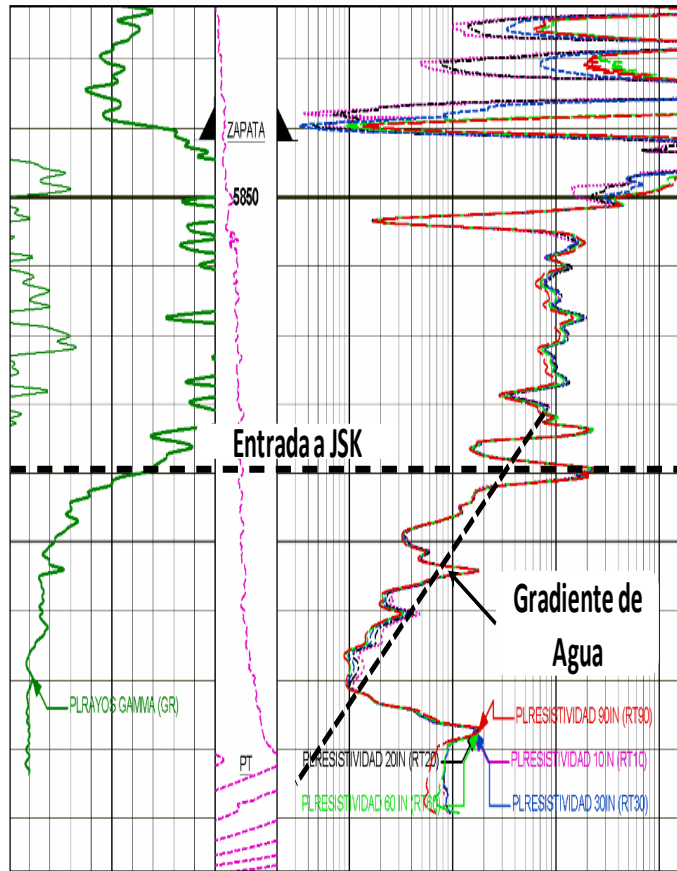


Figura 5.5. Registro geofísico del pozo Puma Norte-16.

Prueba de inyectividad (*fall off*).

Con sonda de presión-temperatura en tiempo real, se tomó registro estático por estaciones hasta 5150 m. Al finalizar se inyectaron 30 barriles de agua de mar a la formación, a un gasto de 1 a 2 bpm, con presión de bombeo de 3 a 4 kg/cm². Posteriormente se bombearon 180 barriles de agua de mar a un gasto de 3 bpm, con una presión de bombeo de 4.2 a 4.5 kg/cm² durante una hora. El volumen total bombeado fue de 210 barriles y se registró curva *fall-off* durante 24 horas (figura 5.7) registrando presión de fondo de 397 kg/cm² y temperatura de fondo de 140 °C. Asimismo la presión en la cabeza del pozo fue de 25 kg/cm² y la presión en la tubería de revestimiento o espacio anular fue de 8 kg/cm².

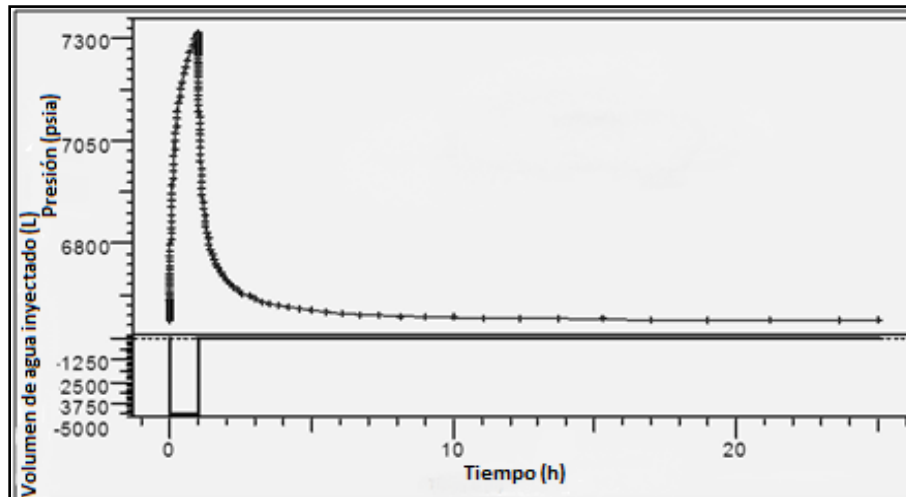


Figura 5.6. Gráfico del comportamiento de presión durante la inyección en el pozo Puma Norte-16.

Análisis de la información.

La figura 5.7 muestra la interpretación de la derivada de presión de la prueba de inyectividad. Para el ajuste de la prueba se utilizó un modelo de yacimiento radial homogéneo, con frontera a presión constante, la cual puede asociarse a un acuífero cercano, o a la presencia de una falla de conductividad infinita.

A partir del análisis de la prueba de inyectividad *fall-off* se calcularon los parámetros del yacimiento mostrados en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Datos obtenidos de la prueba *fall-off* del pozo Puma Norte-16.

| Modelo Analítico: Yacimiento homogéneo con frontera | |
|---|----------------|
| Características | Valor obtenido |
| Permeabilidad md | 9 |
| Capacidad de flujo md-pie | 450 |
| Daño (adimensional) | -4.77 |
| Frontera a Pcte. M | 149 |
| Pi kg/cm ² | 465@5838 m |

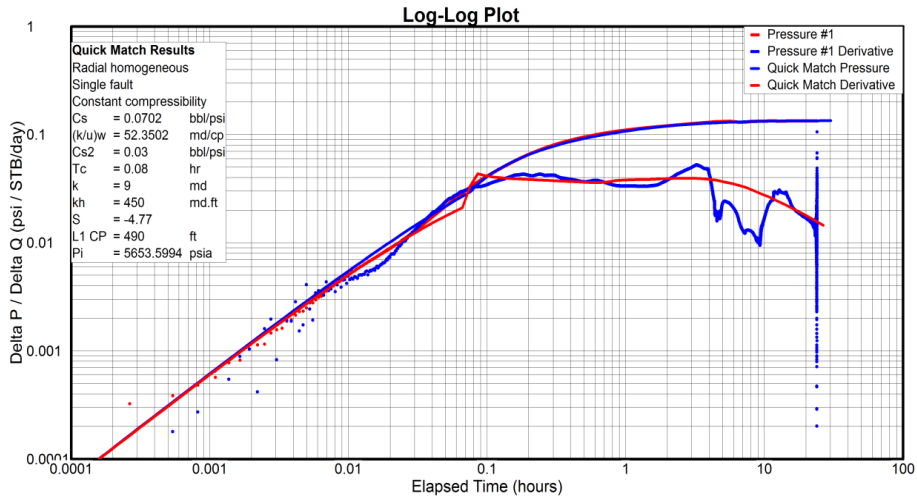


Figura 5.7. Prueba fall-off del pozo Puma Norte-16.

La integración de la información dinámica de los pozos productores vecinos, manifiestan comportamientos de yacimiento homogéneo con presencia de fronteras a presión constante. La figura 5.8 muestra la interpretación de la derivada de presión de los pozos productores Puma Norte 59 y 1238, correspondiente a un comportamiento de fronteras a presión constante.

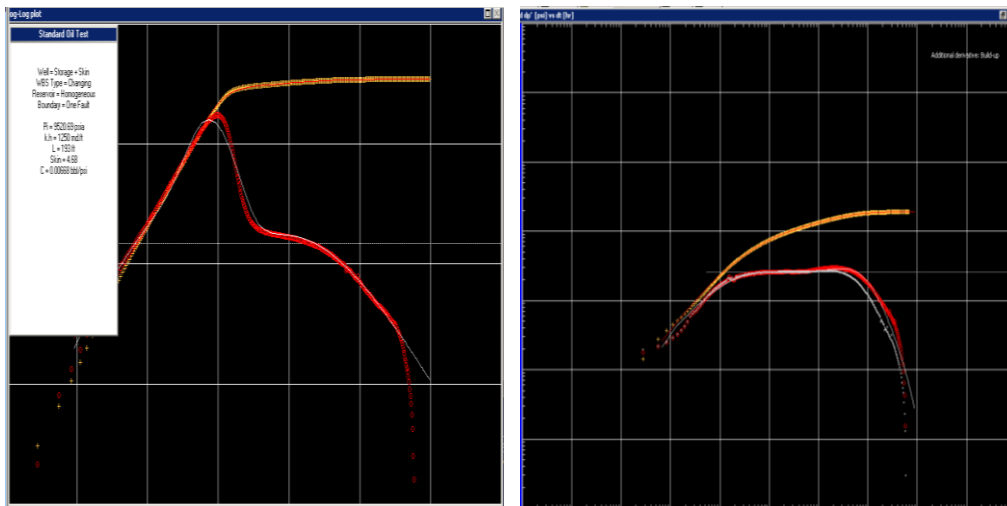


Figura 5.8. Comportamiento de la derivada de presión de la prueba de incremento de los pozos: Puma Norte-59 (izquierda) y Puma Norte-1238 (derecha).

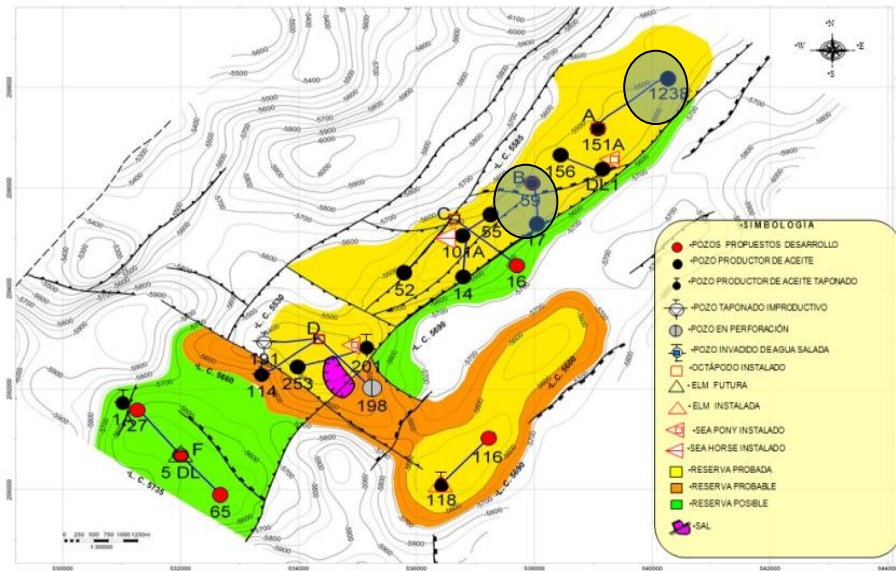


Figura 5.9. Ubicación de pozos vecinos al pozo Puma Norte-16 que identificaron fronteras a presión constante.

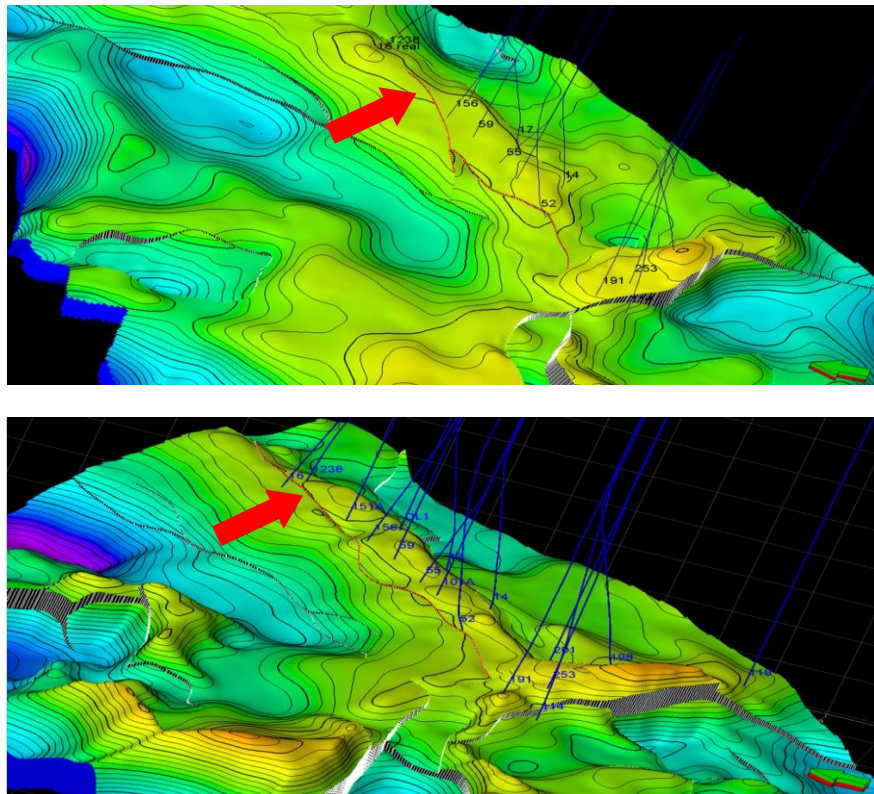


Figura 5.10. Comparación de los modelos geológicos petrofísicos, en los que se muestra la extensión de la falla identificada mediante la interpretación de la prueba fall-off en el pozo 16 y corroborada por la interpretación de las pruebas de presión en los pozos 59 y 1238 del mismo campo.

5.3 Relación de movilidad diferente de la unidad.

La relación de movilidad diferente a la unidad, se presenta cuando se inyecta fluido de diferentes características al fluido contenido en el yacimiento, cambio en la saturación de fluidos debido a la presencia de un acuífero, cambio de saturación debido a la existencia de un casquete de gas, cambios en la saturación lateral de fluidos en el yacimiento, compartimentalización o simplemente cambios en las propiedades del yacimiento (permeabilidad y porosidad). Los siguientes casos de campo representan la condición cuando la relación de movilidad es menor a la unidad, las pruebas *fall-off* realizadas se analizaron utilizando para el yacimiento un modelo de flujo radial compuesto, ya que estos pozos presentaron bancos diferentes de fluidos.

5.3.1 Características del Campo Alacrán.

El campo Alacrán se localiza en la Plataforma Continental del Golfo de México, aproximadamente a 20 Km de Tabasco, en un tirante de agua de 15 m de profundidad. Este yacimiento es productor de aceite súper ligero de densidad de 43 °API, se le puede clasificar como yacimiento de gas-condensado. La presión inicial del yacimiento es de 841 kg/cm² y temperatura de 177 °C. La presión de rocío es de 396 kg/cm². Actualmente el campo Alacrán cuenta con 18 pozos, de los cuales 17 son productores y 1 es productor no comercial.

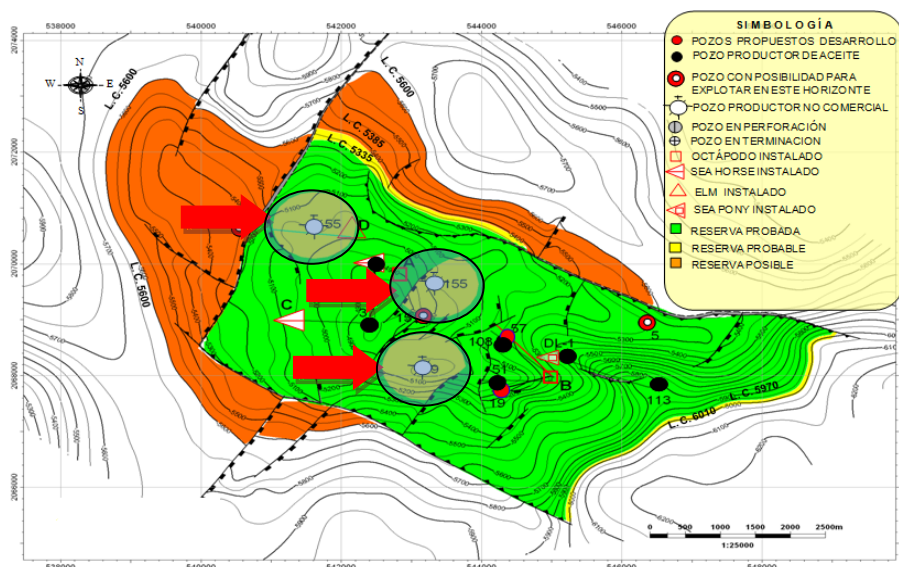


Figura 5.11. Configuración estructural de la formación Cretácico en el campo Alacrán y ubicación de los pozos en estudio.

5.3.2 Pozo Alacrán-9.

Por correlación de pozos vecinos perforados en la formación Cretácico, se esperaba que el pozo Alacrán-9 resultara productor de aceite súper ligero de 44 grados API, con producciones del orden de 3200 bpd y presión de yacimiento alrededor de 565 kg/cm². La figura 5.11 muestra la configuración estructural y la ubicación de pozo en estudio, sobresale la ubicación del pozo entre dos fallas del tipo normal.

Terminación.

El pozo Alacrán-9 fue terminado con *liner* ranurado de 5 pg de diámetro exterior en la formación Cretácico hasta la profundidad de 6115 m. Posteriormente se dispararon en etapas los intervalos 5945-5985 m, 5890-5940 m y 5735-5790 m. Se instaló aparejo de producción de 4 1/2 pg con empacador anclado a 5338 m, y se instaló un sensor permanente de presión y temperatura de fondo a la profundidad de 4939 m; el estado mecánico del pozo se muestra en la figura 5.12.

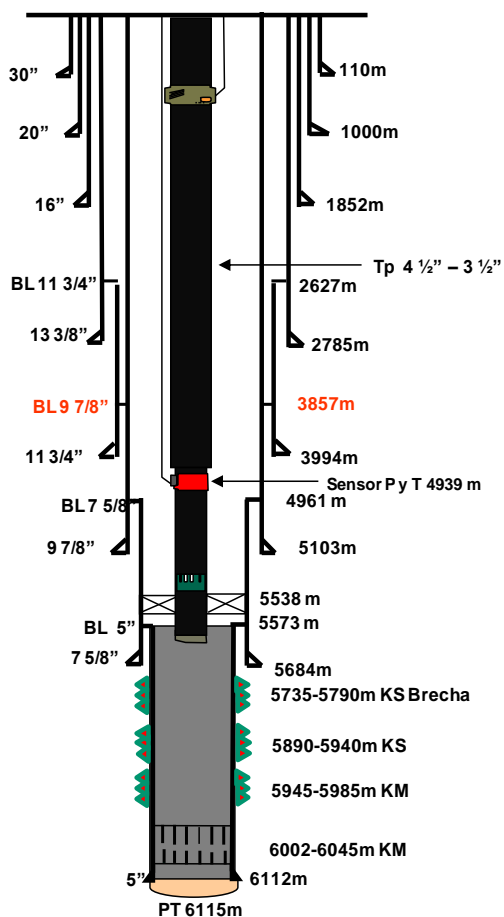


Figura 5.12. Estado mecánico del pozo Alacrán-9.

Toma de información.

Durante la terminación del pozo se dispararon tres intervalos a los cuales se les efectuaron diversas pruebas como estrategia para probar las reservas de hidrocarburos en esa porción del yacimiento e incorporarla a producción, a continuación se presenta un resumen de las actividades realizadas en cada uno de los intervalos probados en el pozo Alacrán-9.

Intervalo 6002-6045 m.

Se intentó fracturar la formación, pero no se obtuvo éxito debido a que las presiones alcanzadas durante la operación, ya que estas estaban muy cercanas a los límites de operación del medio árbol de válvulas sin que se observara admisión de fluidos a la formación, poniendo en riesgo las instalaciones y al personal encargado de la operación.

Debido a esto, se inyectó un bache de 5 m³ de HCl al 15% con la intención de mejorar la admisión de fluidos a la formación, lo que sirvió para fracturar la formación y tomar la información correspondiente.

Se tomó un registro estático por estaciones hasta la profundidad de 5993 m donde se registró una presión de 360.90 kg/cm², el registro estático por estacione se ilustra en la figura 5.13, en esta se puede identificar una zona de gas hasta la profundidad de 2000 m, posteriormente se observa una columna de líquidos hasta la profundidad de registro, de los datos del registro se determinó un gradiente promedio de 0.920 kg/cm²/m, correspondiente a una mezcla constituida principalmente por agua. De acuerdo a los resultados observados, el intervalo 6002-6045 m se **consideró improductivo**.

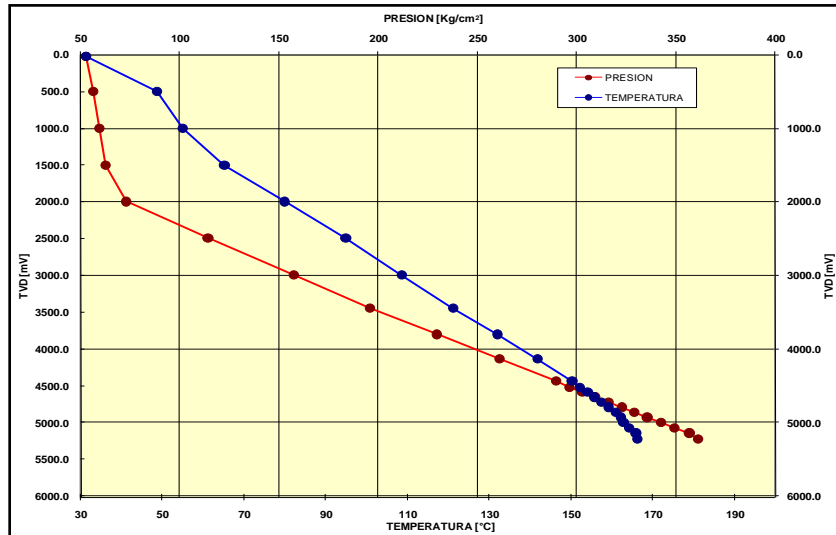


Figura 5.13. Registro estático por estaciones para el intervalo 6002-6045 m.

Intervalo 5945-5985 m.

Se disparó el intervalo 5945-5985 m y posteriormente se inyectó un trazador radiactivo con la finalidad de verificar la admisión de ambos intervalos, la toma de información mostró mayor cantidad de trazador en el intervalo 5945-5985 m, como se muestra en la figura 5.14.

Posterior a la toma de registros se indujo el pozo sin observar manifestación alguna. Se observaron presiones en superficie de 83 kg/cm² y una p_{ws} de 295 kg/cm² a la profundidad de colocación del sensor permanente de presión-temperatura. Posteriormente, se fracturó e indujo el intervalo 5945-5985 m, sin manifestar producción, por lo que **se consideró improductivo**.

A partir de la información registrada con el sensor permanente, así como de los registros por estaciones de pozos vecinos del mismo campo, se estimó que la presión del yacimiento en la zona del pozo está por debajo de la tendencia del campo, estimando una p_{ws} de 570 kg/cm², esto permitió afinar los diseños de los fluidos de perforación a utilizar en la perforación en pozos de desarrollo futuros en la zona de interés sin riesgo a pérdidas o ganancias.

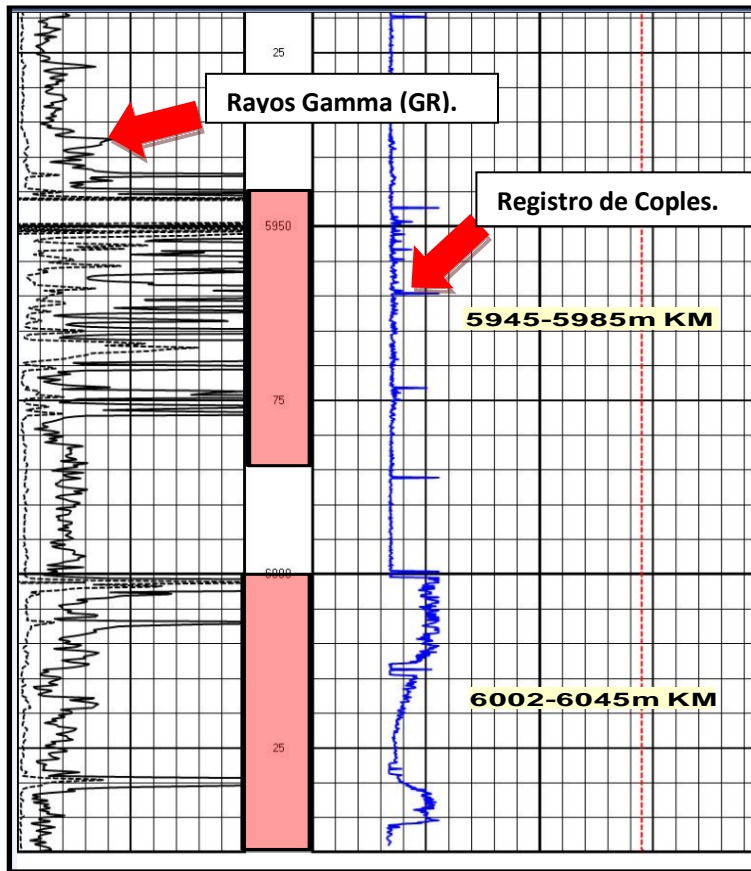


Figura 5.14. Resultado del trazador radioactivo, se observa por el comportamiento de la línea negra que el intervalo 5945-5985 m admitió mayor cantidad de trazador.

Durante la prueba del intervalo 5945-5985 m se realizó una prueba de interferencia entre el pozo Alacrán-9 y el pozo Alacrán-108. Este último se tomó como pozo pulsante, mientras que el pozo 9 fue el testigo. El periodo de estabilización de presión en el pozo testigo tuvo una duración de 38 horas, periodo durante el cual se observó un incremento constante en la tendencia de presión del orden de 0.088 psi/segundo. Debido a este comportamiento se decidió generar el pulso cerrando el pozo Alacrán-108. El comportamiento de presión en el pozo Alacrán-9 no registró el pulso de presión debido al cierre del pozo Alacrán-108. La figura 5.15 muestra el comportamiento de la presión en el pozo testigo durante la prueba de interferencia.

De los resultados obtenidos durante la prueba de interferencia se concluyó que no existe comunicación entre los bloques correspondientes de ambos pozos debido al comportamiento observado de presión. El comportamiento de presión del pozo Alacrán-9 es característico de un sistema de baja permeabilidad (bajo fracturamiento), problema que evita la estabilización a periodos de tiempo cortos y por consiguiente se presenta una baja capacidad de flujo.

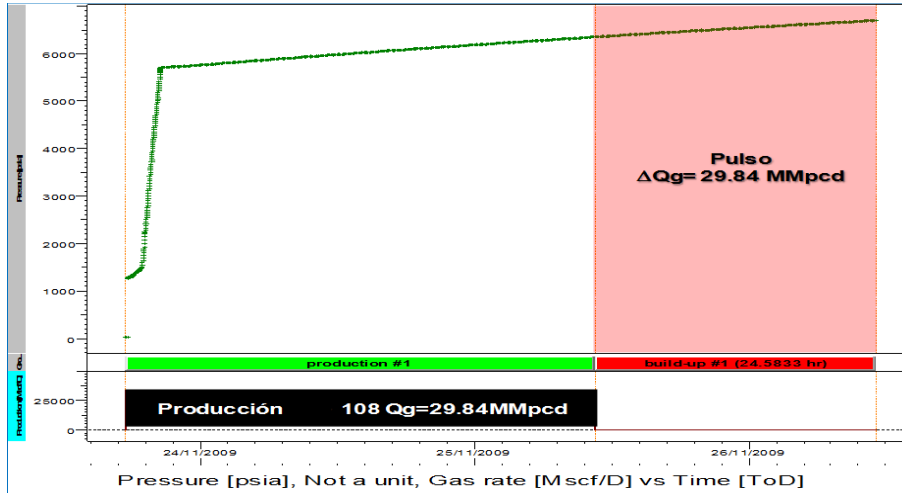


Figura 5.15. Comportamiento del pozo Alacrán-9 durante la prueba de interferencia.

Intervalo 5735-5790 m.

Una vez realizada la prueba de interferencia en el intervalo 5945-5985 m, se disparó el intervalo 5735-5790 m en la formación Cretácico, para posteriormente inducir el pozo sin observar manifestación. Se tomó un registro estático por estaciones (figura 5.16), de los datos de presión vs profundidad se determinó un gradiente de $0.1 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$, correspondiente a una columna de agua. El pozo se clasificó como **improductivo en este intervalo**.

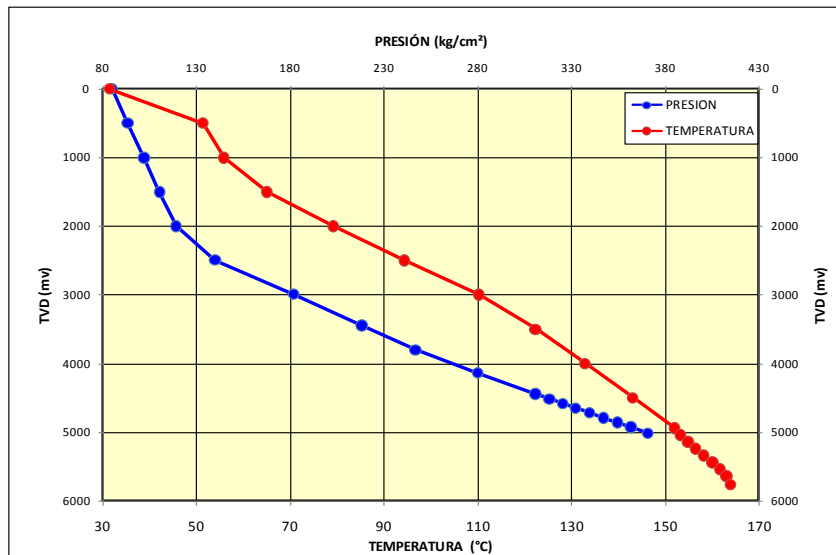


Figura 5.16. Registro estático por estaciones para el intervalo 5735-5790 m.

Intervalo 5890-5940 m.

De acuerdo a la interpretación de los registros geofísicos del pozo Alacrán-9, se observó una zona de fracturas en el intervalo 5890-5940 m lo que sugiere que la formación Cretácica en esa parte tendría buena capacidad de flujo, por lo que se procedió a probar el intervalo mencionado.

En los registros geofísicos se aprecia en el carril de rayos Gamma aparente arcillosidad; sin embargo, se cree que ésta es originada por efectos de la depositación de la barita de lodo de perforación en las fracturas

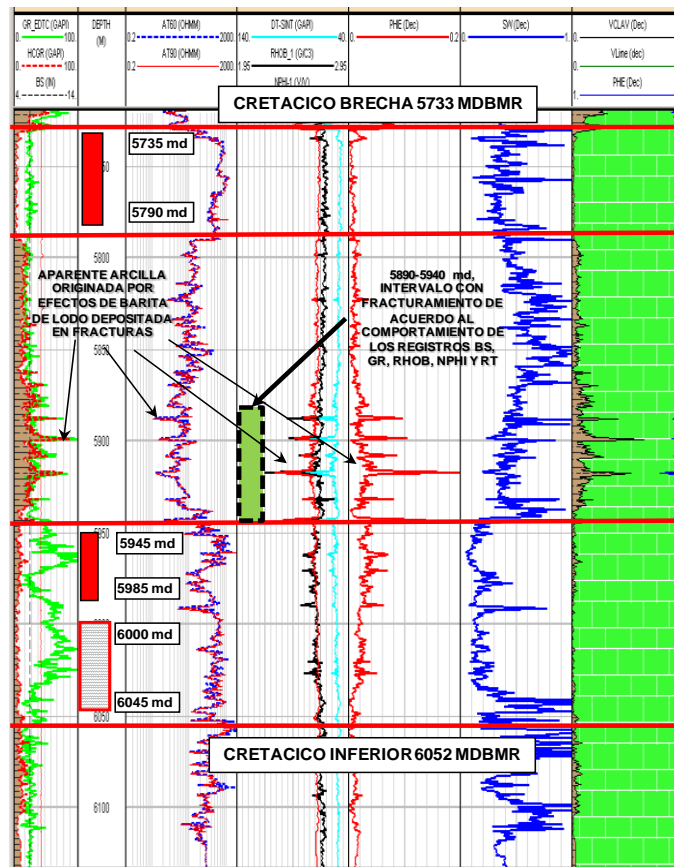


Figura 5.17. Registros geofísicos del pozo Alacrán-9.

Posterior a los disparos se abrió el pozo alineándolo al barco de proceso, sin observar manifestación de presión en superficie. Se tomó un registro de presión estática por estaciones con el cual se calculó un gradiente de presión de $0.1 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ correspondiente a una columna de agua a partir de los 4447 m. Posteriormente, se recuperaron muestras de fluido a la profundidad de 3000 m y 4200 m. El análisis de las muestras recuperadas a 4200 m es el siguiente:

| Profundidad (m) | Aceite (%) | Agua (%) | pH | Salinidad (ppm) | Sedimentos (%) | Densidad (gr/cm ³) |
|-----------------|------------|----------|----|-----------------|----------------|--------------------------------|
| 4200 | 0.0 | 98.5 | 7 | 195,000 | 1.5 | 1.018 |

Con base en los resultados observados se considera como **improductivo el intervalo 5890-5940 m**, con lo que se concluye la zona del yacimiento Cretácico donde se perforó el pozo Alacrán-9 corresponde a **un sistema de baja permeabilidad, nulo almacenamiento de hidrocarburos y baja capacidad de flujo.**

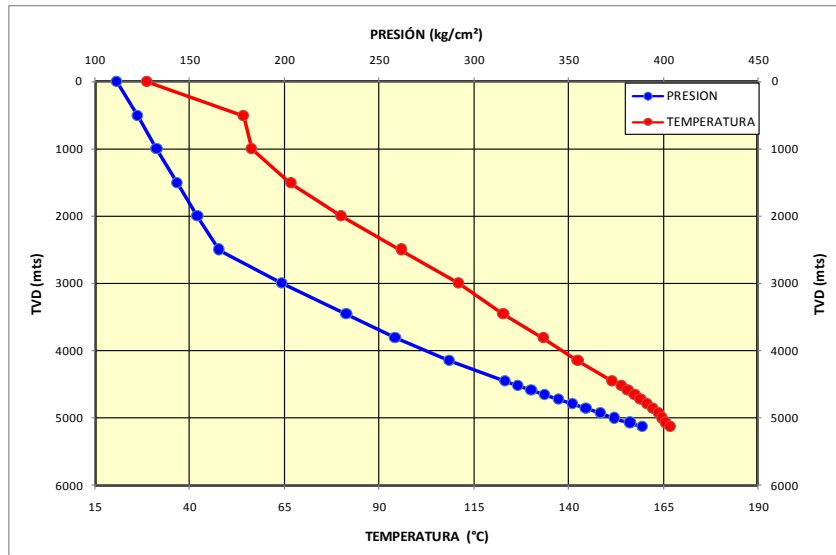


Figura 5.18. Registro estático por estaciones para el intervalo 5890-5940 m.

Pruebas de inyectividad (*fall-off*).

Durante la terminación del pozo se realizaron dos pruebas de inyectividad a la formación Cretácico para determinar las propiedades dinámicas de la formación, así como la capacidad de admisión de la misma. A continuación se muestran los principales resultados del análisis e interpretación de la información.

Análisis de la información.

Fall-off Intervalo 6002-6045 m.

Se llevó a cabo una prueba de inyección con agua tratada, inyectando volúmenes cercanos a los 28000 bpd. y cuyo comportamiento de presión se presentan en la figura 5.20. Se realizó el *minifrac* usando 113 m³ de gel lineal a diferentes gastos, desde 2 hasta 24 bpm, alcanzando una presión máxima de bombeo de 580 kg/cm².

Se realizó una prueba *Step Rate Test* (figura 5.19), como se muestra en la gráfica existe un cambio en la pendiente de la curva de presión en la que se observó la presión de extensión de fractura con un valor de 1153 kg/cm² en el fondo, la cual se obtuvo con un gasto de 13.4 bpm y una presión en cabeza de 438 kg/cm².

Una vez realizado el *minifrac* y efectuado el fracturamiento ácido se procedió a abrir el pozo para su limpieza alineado al barco de proceso, para la limpieza e inducción del pozo se utilizó tubería flexible de 1 1/2 pg bajando hasta la profundidad de 6000 m, inyectando un volumen acumulado de 13700 m³ de N₂. Se registró una tendencia de abatimiento de la presión en la cabeza del pozo hasta alcanzar 8.4 kg/cm² antes del cierre. Los análisis de los fluidos recuperados mostraron los siguientes resultados:

| Profundidad (m) | Aceite (%) | Agua (%) | pH | Salinidad (ppm) | Sedimentos (%) | Densidad (gr/cm ³) |
|-----------------|------------|----------|----|-----------------|----------------|--------------------------------|
| 6000 | 55 | 45 | 5 | -- | Trazas | --- |

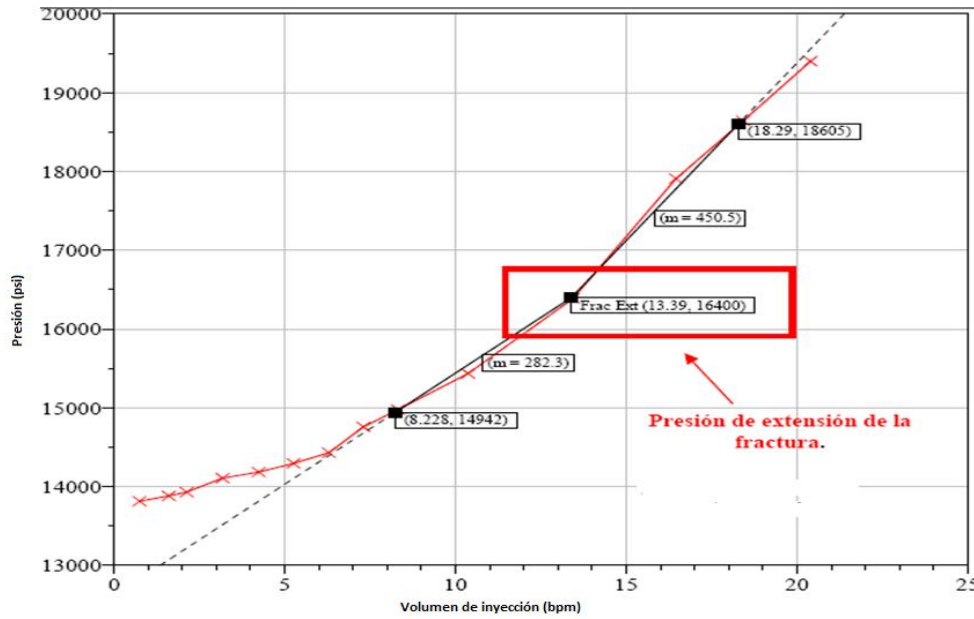


Figura 5.19. Step rate test del intervalo 6002-6045 m.

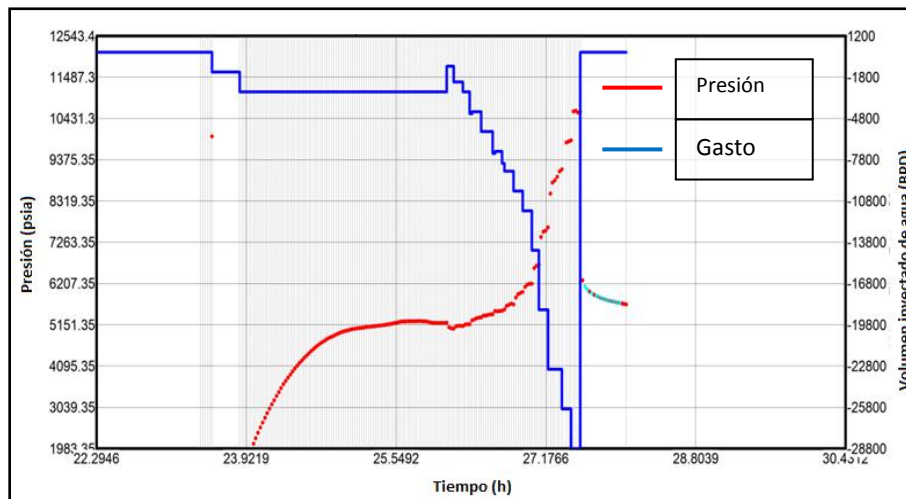


Figura 5.20. Comportamiento de presiones en la cabeza del pozo durante el minifrac del intervalo 6002-6045 m.

Cómo se observa en la figura 5.20, existe un periodo de cierre de aproximadamente 30 minutos, después de los periodos de inyección, durante el cual se registró presión en la cabeza del pozo, lo que en primera instancia, pudiera limitar la realización del análisis; sin embargo, por tratarse de un fluido incompresible (agua tratada) es posible realizar el análisis e interpretación mediante la corrección de la presión en la cabeza del pozo, trasladándola al fondo del pozo.

La figura 5.21 muestra el ajuste de la derivada de presión a los datos de presión de la prueba de inyectividad. Para el ajuste del modelo de flujo en el yacimiento se utilizó un modelo radial compuesto infinito.

La interpretación de la prueba ($M=0.9$) sugiere que no hay una zona impregnada de hidrocarburos que presente valores de permeabilidad semejante a la del fluido inyectado (2.69 md), también es posible que el tiempo de registro sea un elemento limitante para la apreciación del contraste de movilidades.

Se debe tener cautela en la interpretación de esta prueba, ya que los datos de presión se registraron en la cabeza del pozo y se corrigieron a nivel medio de disparos mediante correlaciones de flujo.

El análisis de la prueba de inyectividad *fall-off* arrojó los siguientes parámetros del yacimiento mostrados en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Parámetros del yacimiento y de los fluidos obtenidos de la prueba *fall-off* del intervalo 6002-6045 m.

| | |
|-----------------------|----------|
| M | 0.9 |
| k_{int} | 2.7 md |
| μ_{int} (agua) | 0.16 cp |
| μ_{ext} (hcs gas) | 0.035 cp |
| k_{ext} | 0.5 md |

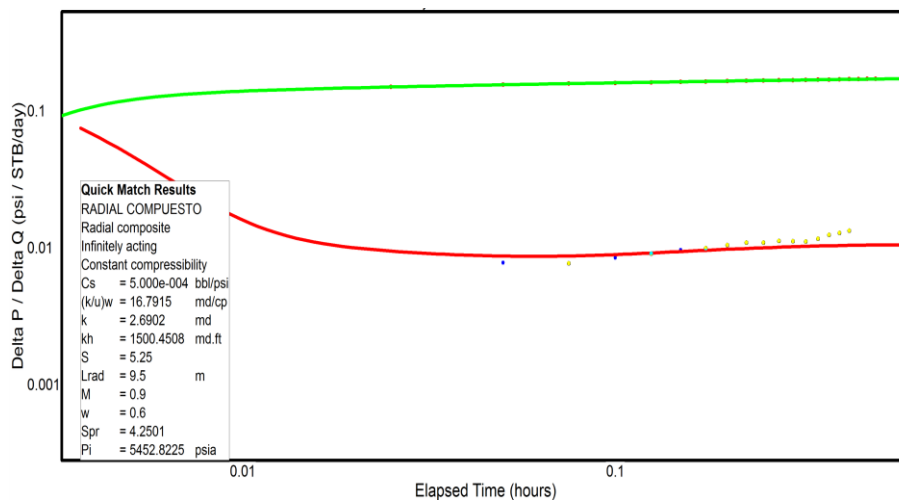


Figura 5.21. Comportamiento de la derivada de presión de la Prueba *fall off* en el intervalo 6002-6045 m.

En este tipo de análisis en donde el fluido inyectado y el de la formación son de viscosidades contrastantes (agua-gas), es de esperarse una zona de transición entre el agua inyectada y el fluido de la formación. Lo anterior se manifiesta cuando en el comportamiento de la derivada de presión se observa un periodo de flujo radial y después de un periodo de transición con pendiente de 1/2 se presentará otro periodo de flujo radial.

Fall-off Intervalo 5945-5985 m.

Se realizó un *minifrac* inyectando 113 m^3 de gel lineal a razón de 2 hasta 24 bpm, alcanzando una presión máxima de bombeo de 580 kg/cm^2 . La prueba se realizó según lo mostrados en la figura 5.22. Posterior a la inyección de agua se registró la presión en la cabeza del pozo durante un periodo de 1.75 horas, observando una buena definición del periodo de cierre. El volumen de admisión en esta prueba fue de 28800 bpd.

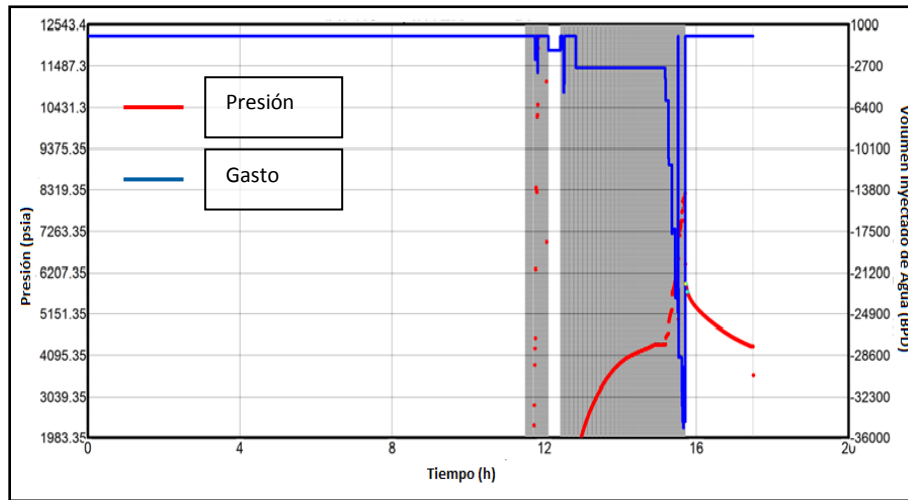


Figura 5.22. Comportamiento de presiones en la cabeza del pozo durante el minifrac del intervalo 5945-5845 m.

Posterior al *minifrac* se inició la operación de fracturamiento ácido. La presión máxima que se alcanzó durante la fractura fue de 640 kg/cm^2 con un gasto máximo de 27 bpm. Durante la operación se mantuvo una presión promedio de 562 kg/cm^2 , considerándose con esto que la fractura se mantuvo abierta durante el bombeo de los fluidos.

Al igual que en el intervalo anterior, se realizó una prueba *Step Rate Test* (figura 5.23), como se muestra en la gráfica existe un cambio en la pendiente de la curva de presión, lo que es indicativo de la presión de extensión de fractura con un valor de 889.52 kg/cm^2 , con un gasto de 12 bpm y presión en la cabeza del pozo 420 kg/cm^2 .

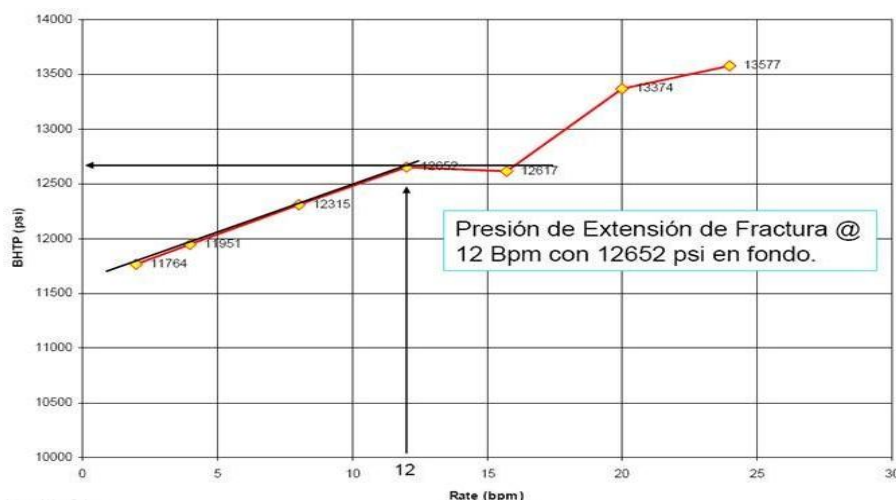


Figura 5.23. Step rate test del intervalo 5945-5985 m.

La figura 5.24 muestra la interpretación de la derivada de presión de la prueba de inyectividad. Para el ajuste de la prueba se utilizó un modelo de yacimiento radial compuesto, suponiendo un comportamiento de flujo radial infinito.

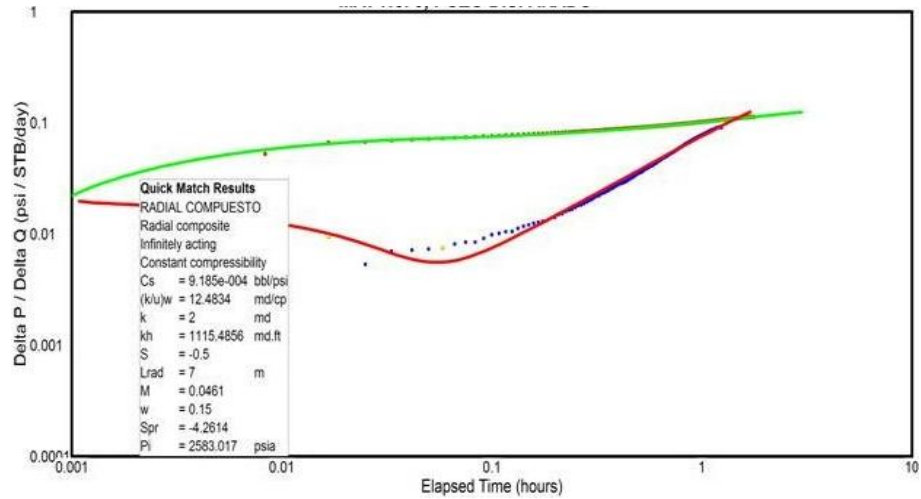


Figura 5.24. Prueba fall-off para el intervalo 5945-5985 m.

Al analizar la prueba *fall-off* se establece que se alcanzó un periodo radial por el agua inyectada y posteriormente se llega a un periodo de transición, todo esto es resultado de un sistema de menor movilidad alejado del pozo. No se alcanza a definir completamente el segundo periodo radial que daría pauta a establecer correctamente la movilidad de la zona.

Como se mencionó, es más evidente la transición de movilidades que sugiere un sistema de menores características que en la zona invadida y el cálculo de permeabilidad al gas arrojó un valor muy bajo, correspondiendo al comportamiento de no flujo del intervalo disparado.

Tabla 5.4. Resultados obtenidos de la prueba fall-off del intervalo 5945-5985 m.

| | |
|-----------------------|--------------------|
| M | 0.0461 |
| k_{int} | 2 md |
| μ_{int} (agua) | 0.16 cp |
| μ_{ext} (hcs gas) | 0.036 cp |
| k_{ext} | 0.020745 md |

Como se observa en las figuras 5.21 y 5.24, el comportamiento entre ambas pruebas confirma que una vez realizado el primer fracturamiento se puede definir una transición de fluidos. Esto mismo se refleja en los valores de movilidad que se obtienen en ambos análisis, siendo de 0.9 en el primer caso y 0.0461 en el segundo.

Es importante señalar que, aunque los tiempos de cierre para cada prueba fueron diferentes, una sobreposición de derivadas refleja que a tiempos largos la tendencia de la primera prueba no muestra tendencia a un cambio de pendiente.

El comportamiento de presión en las pruebas confirma lo observado en el sensor de fondo permanente. La lenta recuperación de presión y alta Δp de fondo son características de una formación de pobres propiedades petrofísicas, baja permeabilidad y baja capacidad de flujo. Además aun cuando es fracturada no es posible conectar el sistema natural de fracturas de la formación, posiblemente por ausencia del mismo.

El comportamiento del sensor de fondo corrobora el comportamiento del registro de presión estática por estaciones, así como el de la prueba de interferencia y de las pruebas *fall-off*. La figura 5.25 muestra el comportamiento de la recuperación de presión en el fondo del pozo Alacrán-9 una vez realizado el cierre, siendo éste de 11 días.

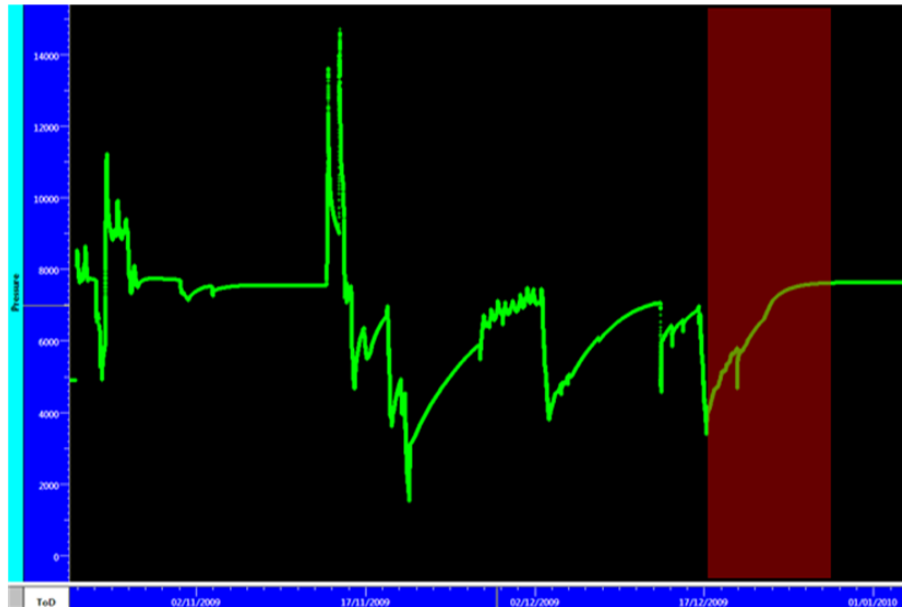


Figura 5.25. Comportamiento de sensor de fondo en el pozo Alacrán 9.

5.3.3 Pozo Alacrán-55.

Por correlación de pozos vecinos perforados en la formación Cretácico, se esperaba que el pozo Alacrán-55 resultara productor comercial de aceite súper ligero de 44 °API con una presión del yacimiento de 565 kg/cm².

Prueba de inyectividad (*fall-off*).

Del registro de presión estático por estaciones se observó que la presión a 5147 m es de 328 kg/cm² y la temperatura de 161 °C. Corrigiendo esta presión al nivel medio de disparos (NMD) se obtiene una presión de 334 kg/cm² y 166 °C. La interpretación de esta información muestra que, desde la superficie y hasta 4800 m existe una columna de gas dentro del pozo (gradiente de presión = 0.0490 kg/cm²/m) y desde esta profundidad hasta el NMD una columna de agua (gradiente de presión = 0.1283 kg/cm²/m).

Se realizó un *minifrac* bombeando gel lineal a razón de 3 bpm hasta 22 bpm de forma escalonada, registrando presiones en la cabeza del pozo de 421 hasta 804 kg/cm², y acumulando un volumen de 988 bls; al final de la operación se registró un periodo de cierre de 40 minutos.

Con los datos de presión registrados en la cabeza del pozo durante el *minifrac*, se determinó que la presión de extensión de la fractura es de 525 kg/cm² correspondiente a un gasto de 14 bpm de gel lineal. Del análisis a esta prueba se determinó un gradiente de presión de 0.19 kg/cm²/m, mismo que corresponde a una presión de fractura de 997.2 kg/cm².

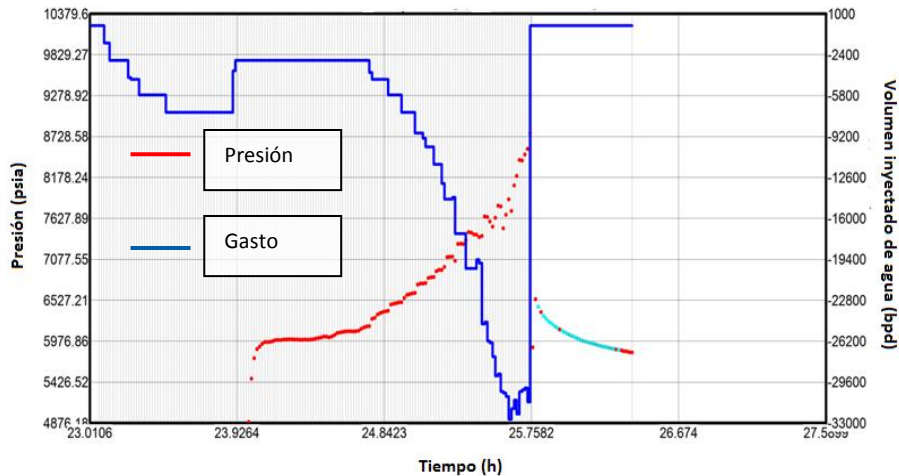


Figura 5.26. Comportamiento de la presión en la cabeza del pozo Alacrán-55 durante el minifrac.

Como en el caso del pozo Alacrán-9, la limitante del tiempo de cierre no debe ser un argumento que invalide el análisis. Por lo tanto, un diagnóstico de periodos de flujo es válido a pesar de dicha relación de tiempos de cierre e inyección. El comportamiento de la presión en un principio presentó un flujo radial el cual es seguido de una tendencia de incremento en la derivada de presión. Este incremento sugiere una movilidad relativamente similar a la obtenida en la zona donde el fluido inyectado está presente. El valor de la permeabilidad para el fluido inyectado (agua tratada) fue de 2.54 md en un radio de investigación de 10 m, ver figura 5.27.

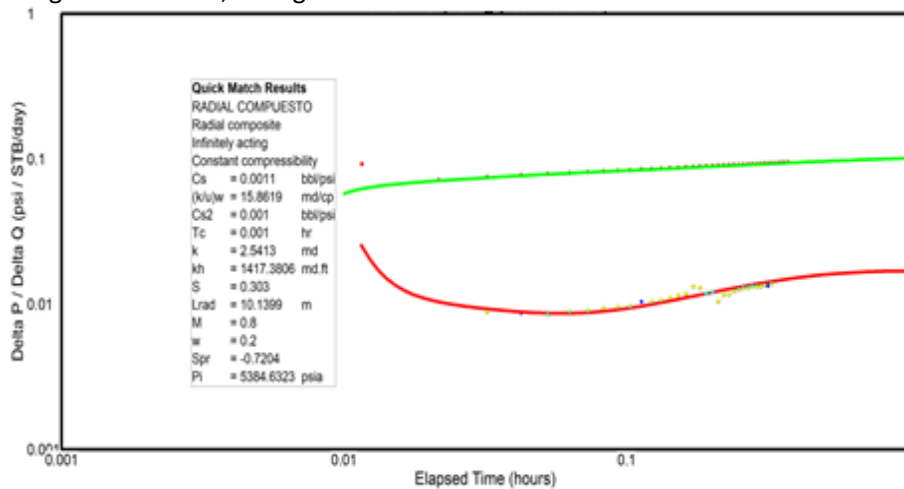


Figura 5.27. Prueba fall-off en el pozo Alacrán-55.

La interpretación de los datos de presión permitieron definir la permeabilidad de la formación Cretácico en la zona invadida por el tratamiento ácido en el área del pozo Alacrán-55, siendo esta de 2.54 md, con esto se concluye que se tiene un sistema de baja capacidad de flujo.

Otro resultado relevante determinado es la relación de movilidad, cuyo valor de 0.8, sugiere que el disturbio de presión no observa la presencia de hidrocarburos dentro del radio de investigación; a partir de esto se determinó que el valor de la permeabilidad en la zona externa (zona virgen) es del orden de 0.4 md .

Con la finalidad de verificar la validez del tiempo de la prueba, se superpuso el comportamiento del pozo Alacrán-9 al del Alacrán-55, ver figura 5.29. Los datos del pozo Alacrán-55 no muestran una tendencia clara que permita definir la presencia de un banco de fluidos diferentes a los inyectados y aún en el caso de haberse presentado, la permeabilidad tiende a disminuir de manera drástica, siendo indicativo de la baja capacidad de flujo del sistema.

Los efectos de la pobre permeabilidad de la roca concuerdan con la lenta recuperación de presión que se observa en el pozo Alacrán-55, ver figura 5.28. Otro aspecto importante que se puede concluir es el hecho de que una vez realizado el fracturamiento de la formación, el pozo no aportó hidrocarburos, lo que es un indicio de que la fractura generada no consiguió interceptar las zonas de fracturamiento natural del campo, pudiéndose deber a que es una zona con un bajo índice de fracturamiento natural y alto grado de compactación.

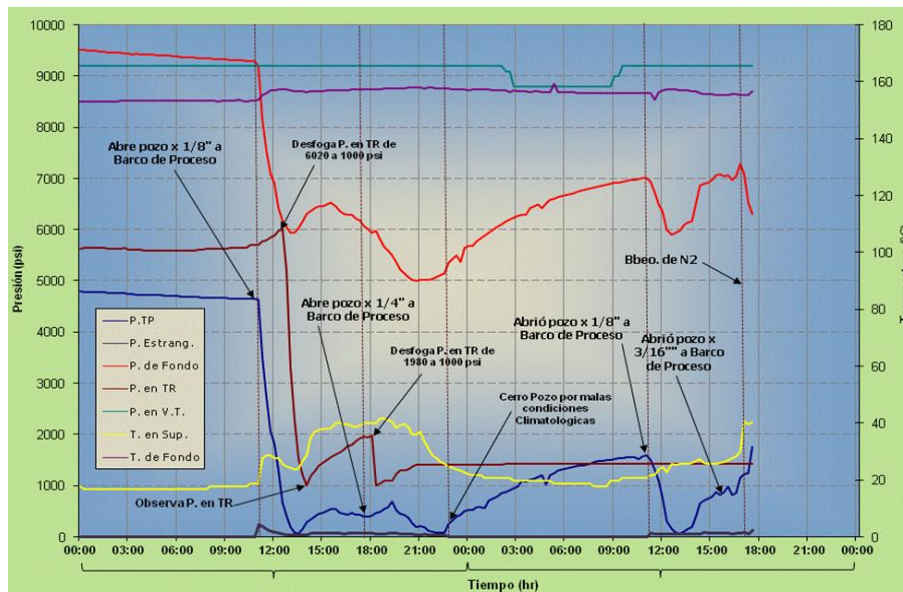


Figura 5.28. Comportamiento de la presión en el pozo Alacrán-55.

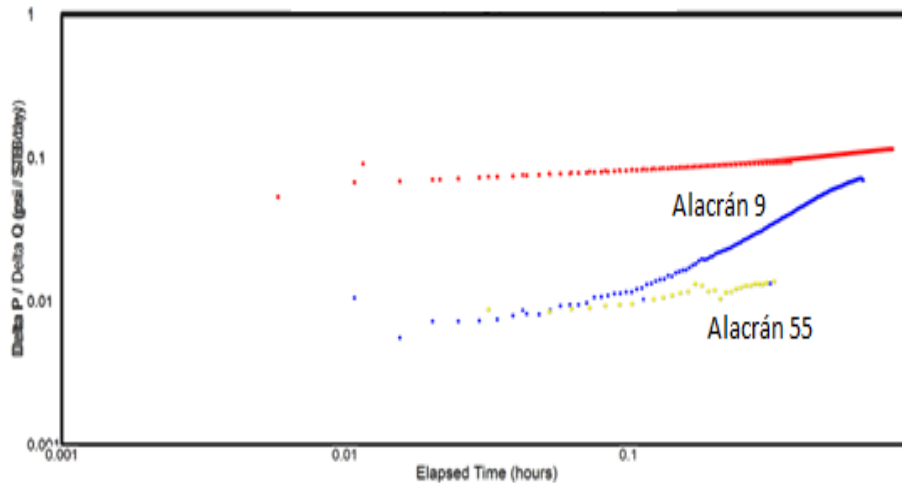


Figura 5.29. Comparativo de pruebas fall-off entre los pozos Alacrán-9 y Alacrán-55.

Tabla 5.5. Datos obtenido de la prueba fall-off del pozo Alacrán-55 mediante el modelo radial compuesto.

| M | 0.6 |
|-------------------------------|----------------|
| $k_{\text{banco interior}}$ | 2.54 md |
| $\mu_{\text{banco interior}}$ | 0.16 cp (agua) |
| $\mu_{\text{banco exterior}}$ | 0.036 cp (gas) |
| $k_{\text{banco exterior}}$ | 0.3429 md |

5.3.4 Pozo Alacrán-155.

Con la finalidad de explotar la reserva probada para la formación en el Cretácico, el pozo Alacrán-155 fue perforado. A pesar de haberse realizado operaciones agresivas para que la formación manifestara producción de hidrocarburos, no se logró.

Prueba de inyectividad (*fall-off*).

Se realizó una prueba *minifrac*, bombeando gel lineal a fin de determinar las condiciones operativas para el fracturamiento ácido. Durante la prueba se inyectó gel a razón de 2 bpm y hasta 25 bpm en forma escalonada, manejando presiones de bombeo desde 358 kg/cm² hasta 534 kg/cm² finalizando con un volumen acumulado de 643 bls.

El tiempo de registro de la presión después del cierre fue de 30 minutos, lo cual es suficiente, de acuerdo con los criterios de normalización de la presión en función del tiempo de superposición para el diagnóstico de los periodos de flujo.

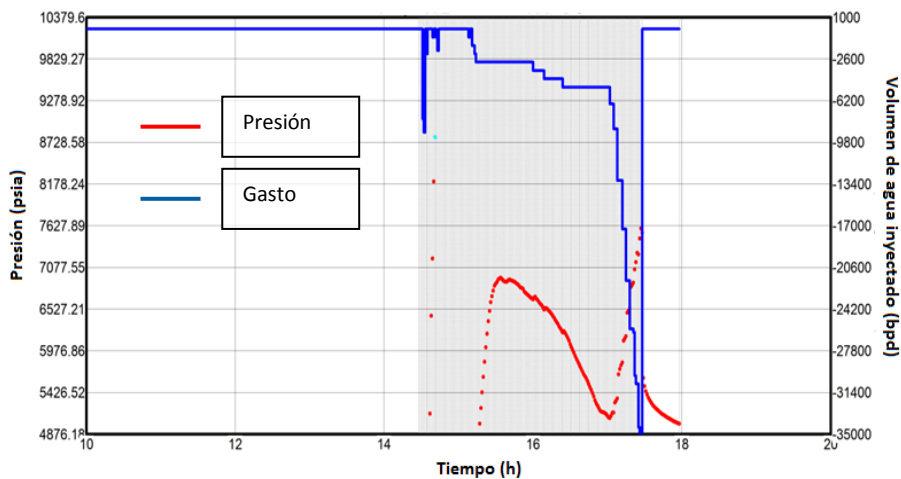


Figura 5.30. Comportamiento de la presión en la cabeza del pozo Alacrán-155 durante el minifrac.

Análisis de la información.

Después de analizar el *minifrac*, se determinó que la presión en superficie requerida para extender la fractura fue de 521 kg/cm² a un gasto de 14 bpm, con una presión de fondo de 963 kg/cm². Se observó que a 5310 m, se obtiene una presión de 364 kg/cm.

El comportamiento de la presión de fondo en este caso presenta, al igual que en los casos anteriores, una recuperación lenta, ver figura 5.31. Dicho patrón de comportamiento es característico de un sistema de baja permeabilidad.

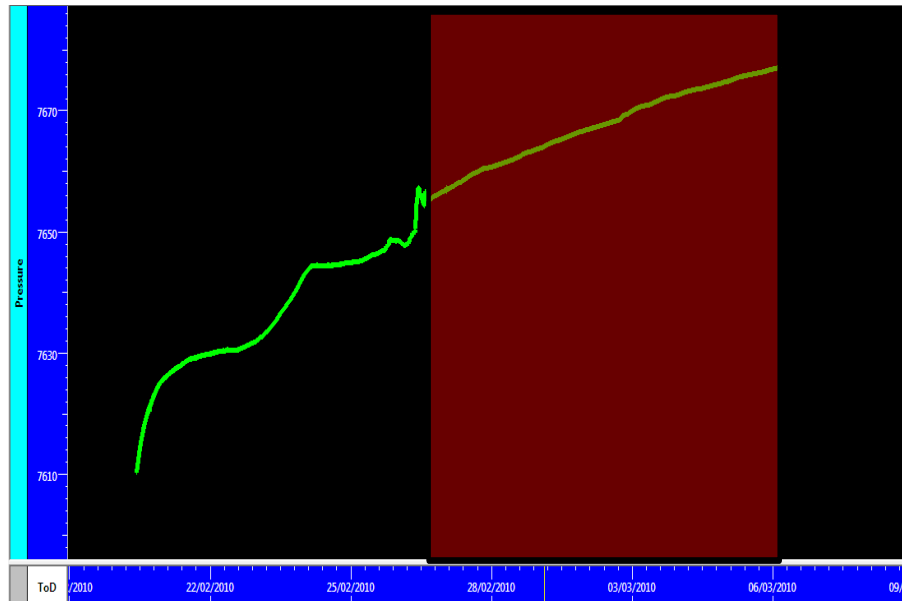


Figura 5.31. Comportamiento registrado por el sensor de fondo durante el cierre del pozo Alacrán-155.

Se observó un periodo de flujo radial y una zona de transición, definiendo con esto la diferencia de movilidades entre la zona invadida por inyección y el área virgen del yacimiento. Se utilizó un modelo analítico radial compuesto con el cual se determinó una permeabilidad de 3.6 md para la zona invadida por el fluido inyectado y cuyo radio de investigación fue de 7.9 m, ver figura 5.32. Se tiene una relación de movilidad igual a 0.2, lo cual corrobora la transición de fluidos. Sin embargo, el comportamiento de la derivada muestra que la permeabilidad en la zona de hidrocarburos es menor y por consiguiente presenta problemas de baja capacidad de flujo del sistema.

Se concluyó que la fractura generada hidráulicamente no identifica la presencia del fracturamiento natural del campo y en consecuencia el aporte de fluidos corresponde únicamente al sistema de matriz con una baja permeabilidad y una baja capacidad de flujo.

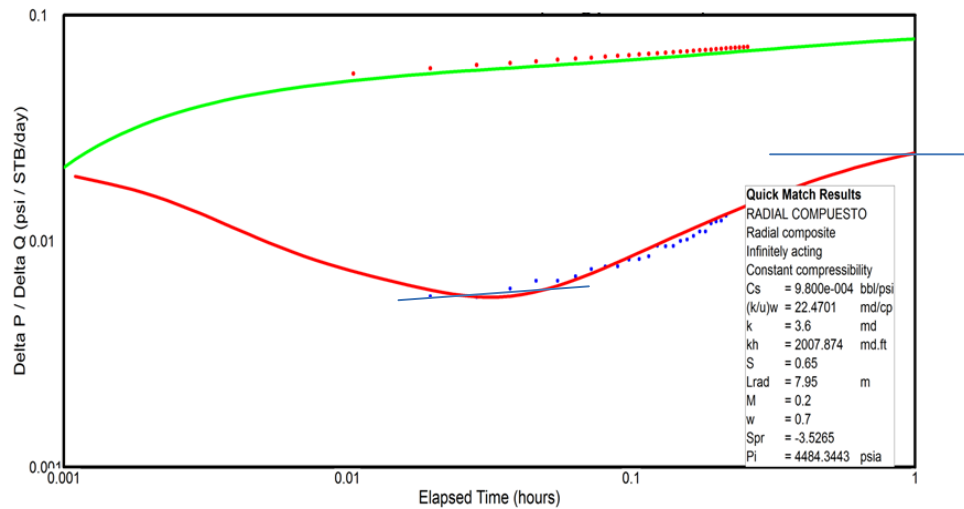


Figura 5.32. Prueba fall-off realizada al pozo Alacrán-155.

Tabla 5.6. Datos obtenido de la prueba fall-off del pozo Alacrán-155 mediante el modelo radial compuesto.

| M | 0.2 |
|------------------|----------------|
| k banco interior | 3.6 md |
| μ banco interior | 0.16 cp (agua) |
| μ banco exterior | 0.036 cp (gas) |
| k banco exterior | 0.162 md |

En la tabla 5.6 se presentan los resultados de los dos bancos de fluidos. Se realizó un cálculo de permeabilidad en la zona virgen en función de parámetros calculados y se obtuvieron las propiedades de los fluidos, con lo cual se obtuvo un valor para la permeabilidad de 0.16 md, lo que justifica la baja aportación del intervalo probado.

Tabla 5.7. Valores obtenido de las pruebas fall-off realizadas a todos los pozos.

| | Puma Norte-16 | Alacrán-9 intervalo 6002-6045 m. | Alacrán-9 intervalo 5945-5985 m | Alacrán-55 | Alacrán-155 |
|------------------|---------------|-------------------------------------|------------------------------------|------------|-------------|
| M | 1 | 0.9 | 0.0461 | 0.6 | 0.2 |
| k banco interior | 9 (md) | 2.7 (md) | 2 (md) | 2.54 (md) | 3.6 (md) |
| k banco exterior | - | 0.5 (md) | 0.02 (md) | 0.34 (md) | 0.16 (md) |
| μ banco interior | 1 | 0.16 | 0.16 | 0.16 | 0.16 |
| μ banco exterior | - | 0.035 | 0.036 | 0.036 | 0.036 |

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Planear la toma de información durante la terminación del pozo mediante la metodología *FEL* permitirá minimizar la ocurrencia de escenarios desfavorables lo que puede repercutir en grandes ahorros en recursos materiales y económicos, así como en una pronta incorporación de los pozos a producción, disminuyendo la producción diferida, principalmente en el caso de pruebas de incremento de presión donde se requiere el cierre de pozos.

La interpretación adecuada de una prueba de presión-producción depende en gran medida del modelo conceptual que se genere del flujo de los fluidos en el medio poroso, así como del conocimiento geológico-petrofísico que se tenga del área en estudio.

Las estrategias del uso de sensores permanentes y programas de toma de información durante la vida productiva de un campo, son indispensables para una mejor definición del comportamiento dinámico y la conformación de su modelo estático.

El diseño adecuado de la prueba de inyectividad (*fall-off*) mediante el uso de software especializado permitirá hacer uso eficiente de los recursos humanos, materiales y económicos, principalmente en operaciones costa afuera donde los tiempos de renta de equipo de perforación y terminación de pozos son caros

El uso de agua como fluido de inyección en la pruebas *fall-off* elimina los efectos de almacenamiento, debido a la baja compresibilidad de la misma, haciendo más sencilla la interpretación de la prueba.

Las pruebas de inyectividad (*fall-off*) representan una herramienta útil para caracterizar dinámicamente el yacimiento y con esta información actualizar los modelos geológico-petrofísicos con los que se define la ubicación de los pozos de desarrollo.

Adicional al diseño del fracturamiento con software especializado, es recomendable realizar un *minifrac* para afinar los requerimientos de equipo y condiciones operativas (presión y gasto de bombeo) necesarios para fracturar el yacimiento.

La toma de información en el pozo Puma Norte 16 corroboró lo determinado en los pozos 59 y 1238 del mismo campo, al determinarse para el yacimiento un modelo de flujo radial homogéneo con frontera a presión constante, esto permitió definir la continuidad de una falla conductiva en la parte Norte de la estructura.

La identificación de sistemas conductivos cercanos a pozos, es indispensable para una mejor estrategia de explotación de campos, por tanto, es importante considerar la evidencia de estos sistemas desde la evaluación de pozos exploratorios lo que permitirá establecer los criterios de explotación.

La interpretación de los *minifrac* y fracturamientos ácidos en los pozos Alacrán-9, 55 y 155 definieron zonas de muy baja permeabilidad, y escasa u nula capacidad de almacenamiento de hidrocarburos, por lo que se debe actualizar el modelo geológico petrofísico con esta información para ubicar los pozos de desarrollo futuros y evitar pérdidas económicas fuertes, ya que recordemos que gran parte de la inversión en el desarrollo de campos es atribuible a la perforación.

NOMENCLATURA Y SIMBOLOGIA

Simbología

| | |
|----------------------|--|
| $^{\circ}\text{API}$ | Grados API |
| γ_o | Gravedad específica del aceite |
| γ_w | Gravedad específica del agua |
| γ_g | Gravedad específica del gas |
| Δh | Diferencia de los niveles manométricos |
| Δp_s | Caída de presión debido al daño |
| ΔV | Cambio en el volumen del fluido en el pozo |
| μ | Viscosidad |
| μ_o | Viscosidad del aceite |
| ρ | Densidad |
| ρ_o | Densidad del aceite |
| ρ_w | Densidad del agua |
| ρ_{aire} | Densidad del aire |
| ρ_g | Densidad del gas |
| ρ_s | Densidad a condiciones estándar |
| ϕ | Porosidad |
| ϕ_a | Porosidad absoluta |
| ϕ_e | Porosidad efectiva |

Nomenclatura

| | |
|-------------------|--|
| A_r | Área transversal de flujo en el radio r |
| bls | Barriles |
| bpd | Barriles por día |
| bpm | Barriles por minuto |
| B | Factor de volumen del fluido |
| B_o | Factor de volumen de aceite |
| B_w | Factor de volumen de agua |
| B_g | Factor de volumen de gas |
| C | Coefficiente de almacenamiento |
| C_w | Compresibilidad del agua |
| C_t | Compresibilidad total |
| C_r | Compresibilidad de la roca |
| $C_{r'}$ | Compresibilidad de la matriz de roca |
| C_p | Coefficiente de compresibilidad del poro |
| C_o | Compresibilidad del aceite |
| C_i | Compresibilidad isotérmica |
| C_g | Compresibilidad del gas |
| C_f | Compresibilidad del fluido |
| C_b | Compresibilidad del volumen de roca |
| C_{NaCl} | Salinidad del agua |
| CI | Curva de incremento |
| CD | Curva de decremento |
| D | Radio de difusividad |
| DST | <i>Drill stem test</i> |
| DSD | Documento de Soporte de Decisión |
| FEL | <i>Front End Loading</i> |

| | |
|---------------|--|
| HCl | Ácido clorhídrico |
| H | Espesor neto |
| ISIP | Presión de cierre instantánea |
| IPA | <i>Independent Project Analysis</i> |
| i_w | Gasto de inyección de agua |
| JSK | Jurásico Superior Kimmeridgiano |
| k | Permeabilidad |
| l | Longitud total |
| mv | Metros verticales |
| MDH | <i>Miller, Dyes y Hutchinson</i> |
| MBH | <i>Matthews, Brons y Hazebroek</i> |
| M_a | Peso molecular aparente del gas |
| m_w | Masa del agua |
| M | Relación de movilidad |
| NMID | Nivel Medio del Intervalo Disparado |
| NMD | Nivel Medio de Disparos |
| N_2 | Nitrógeno |
| pH | Potencial de Hidrogeno |
| Ph | Presión hidrostática |
| pg | Pulgada |
| PEP | Pemex Exploración y Producción |
| p_{ws} | Presión de fondo fluyendo |
| p_i | Presión inicial |
| p_e | Presión en el radio externo al banco de aceite |
| p_{prom} | Presión promedio del yacimiento |
| p^* | Presión inicial falsa |
| P_w | Presión de la fase mojante |
| P_{nw} | Presión de la fase no mojante |
| P_c | Presión capilar |
| P_f | Presión de fractura |
| q_r | Gasto en el radio r |
| \tilde{q}_s | Gasto volumétrico |
| R | Constante universal de los gases |
| RRA | Reserva recuperable de aceite |
| ROA | Reserva original de aceite |
| R_s | Relación de solubilidad |
| r_w | Radio del pozo |
| r_i | Radio interno del banco de fluidos |
| SDC | Cantidad de sólidos disueltos |
| S | Salinidad |
| SRT | <i>Step Rate Test</i> |
| s | Efecto del daño |
| S_{wc} | Saturación de agua congénita |
| S_w | Saturación de agua |
| S_{om} | Saturación de aceite móvil |
| S_{oc} | Saturación de aceite crítica |
| S_o | Saturación de aceite |
| S_g | Saturación de gas |
| S_f | Saturación de fluidos |
| s_t | Daño total para distintos bancos de fluidos |

| | |
|---------------|--|
| t | Tiempo |
| T | Temperatura |
| t_p | Tiempo de producción |
| t_{pss} | Tiempo en estado pseudo-estacionario |
| v | Velocidad de flujo |
| V | Volumen |
| VCD | Visualización, Conceptualización y Definición |
| V_w | Volumen de agua |
| V_{sc} | Volumen del gas a condiciones estándar |
| V | Volumen de sólidos |
| V_p | Volumen de poro |
| V_o | Volumen de aceite |
| $V_{p,T}$ | Volumen del gas a una presión p y una temperatura T |
| V_B | Volumen total de la roca |
| $(V_o)_{sc}$ | Volumen de aceite a condiciones estándar |
| $(V_o)_{p,T}$ | Volumen de aceite mas gas disuelto a condiciones de yacimiento |
| w_f | Ancho de la fractura |

Referencias.

1. GEERTSMA J.K. (1957). "The effect of fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks", SPE 728-G.
2. HALL, H.N. (1953). "Compressibility of Reservoir Rocks", SPE 953309-G.
3. NEWMAN, G.H. (1973). "Pore volume compressibility of consolidated, friable, and unconsolidated reservoir rocks under hydrostatic loading", SPE 3835-PA.
4. VAN DER KNAAP, W., VAN DER VLIS, C. (1967). "On the Cause of Subsidence in Oil-Producing Areas", WPC 12208.
5. VAN DER KNAAP, W. (1959). "Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media", SPE 1124-G.
6. CARR, N.L., KOBAYASHI, R., BURROWS, D.B. (1954). "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure", SPE 297-G.
7. LEE, A.L., GONZALEZ, M.H., EAKIN, B.E. (1966). "The Viscosity of Natural Gases", SPE 1340-PA.
8. McCAIN, W.D. (1990). "The Properties of Petroleum Fluids".
9. OSIF, T.L. (1988). "The Effects of Salt, Gas, Temperature, and Pressure on the Compressibility of Water", SPE 13174-PA.
10. AHMED, T.H., MCKINNEY, P.D. (2005). "Advanced Reservoir Engineering".
11. RODRIGUEZ NIETO, R. (1986). "Principios de Mecánica de Yacimientos".
12. CRAFT, B.C., HAWKINS, M.F. (1990). "Applied Petroleum Reservoir Engineering".
13. BOURDET, D., AYOUB, J.A., PIRAD, Y.M. (1989). "Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation". SPE 12777-PA.
14. MILLER, C.C., Dyes A.B., Hutchinson C.A. (1950). "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom Hole Pressure Build-Up Characteristics", SPE 950091-G.
15. HORNER D.R. (1951). "Pressure Build-up in Wells", WPC 4135.
16. MUSKAT, M. (1937). "Use of Data Oil the Build-up of Bottom-hole Pressures", SPE 937044-G.
17. BOURDET, D. (2002). "Well Test Analysis the Use of Advanced Interpretation Models".
18. RAMIREZ, J. (2007). "Productividad de Pozos Petroleros".
19. ARANA, V. (2007). "Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos".
20. HOUZÉ, O. (2011). "Dynamic Data Analysis".
21. HOUZÉ, O. (2007). "Dynamic Flow Analysis".
22. EARLOUGHER, R. (1977). "Advances in well test analysis".
23. NOGUEDA, C. (2011). "Análisis de la Productividad de un Pozo de Aceite a Partir de Pruebas de Presión".
24. OROZCO, S. (2010). "Fundamentos para Pruebas de Presión y Cálculo de Potencial para Pozos de Gas".
25. ALVARADO, D. (2004). "Análisis de Pruebas de Presión".
26. ECONOMIDES, C. (1998). "Use of the Pressure Derivative for Diagnosing Pressure Transient Behavior".
27. ESCOBAR, F. (2003). "Análisis Moderno de Presiones de Pozos".
28. PEP (2010). "Documento Rector para la aplicación de la metodología VCDSE de Pozos".
29. PEP (2005). "Introducción al FEL, Taller de inducción sobre documentación y dictamen de proyectos de explotación".
30. SCHLUMBERGER (1998). "Introduction to well testing".
31. SCHLUMBERGER (1994). "Modern reservoir testing".
32. HORNE, R. (1995). "Modern well test analysis".
33. ECONOMIDES, M. (1993). "Petroleum production systems".
34. BOURDET, D. (2002). "Well test analysis the use of advanced interpretation models".
35. THEIS, C.V. (1935). "The relation between the lowering of the piezometric surface and the rate and duration of discharge of a well using ground-water storage". Trans. Am. Geophysical Union.

- 36 HURST, W. (1953). "*Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow into a Wellbore*", *Petroleum Engineering*, p. 25, B-6.
- 37 MATTHEWS C.S., BRONS, F., HAZEBROEK, P. (1954). "*A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir*", SPE 296-G.
- 38 HAZEBROEK, P., RAINBOW H., MATTHEWS C.S. (1958). "*Pressure Fall-Off in Water Injection Wells*", SPE 925-G.
- 39 ODEH, A.S. (1969). "*Flow Test Analysis for a Well with Radial Discontinuity*". SPE 2157-PA.
- 40 MERRILL Jr., L.S., KAZEMI, H., GOGARTY, W. (1974). "*Pressure Falloff Analysis in Reservoirs With Fluid Banks*", SPE 4528-PA.
- 41 FUENTES, G. (2011). "*Análisis de Pruebas de Presión*".
- 42 ABDUL, A. (1988). "*Determination of Absolute and Relative Permeability Using Well Test Analysis*".
- 43 AMANAT C. (2004). "*Oil Well testing Handbook*".
- 44 HOUZÉ, O., VITURAT, D., OLE, S. (2011). "*Dynamic Data Analysis*".
- 45 PEP (2010). "*Fichas técnicas del Activo Integral Litoral de Tabasco*".
- 46 AMYX, J. (1960). "*Petroleum reservoir engineering, physical properties*".