

“ESTUDIO DE LOS MÉTODOS EMPLEADOS PARA DETERMINAR EL
POTENCIAL DE PERFORACIÓN DE POZOS INFILL EN CAMPOS DE GAS.”

AUTORES:

JAIME ANDRÉS CASTAÑEDA BARBOSA

LUIS JESÚS SÁNCHEZ DURAN

ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA

2013

“ESTUDIO DE LOS MÉTODOS EMPLEADOS PARA DETERMINAR EL
POTENCIAL DE PERFORACIÓN DE POZOS INFILL EN CAMPOS DE GAS.”



JAIME ANDRÉS CASTAÑEDA BARBOSA
LUIS JESÚS SÁNCHEZ DURAN

Trabajo de grado presentado como requisito indispensable para optar por el título
de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR:
OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

ESCUELA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA

2013

Primero que todo a Jehová Dios todo poderoso, por ser mi amigo, hermano, padre fiel que nunca me falta, por siempre guardarme y protegerme y a pesar de todas mis fallas o tropiezos siempre me respaldo en todo, y me ayudo a ver mis errores para ser fuerte y no volver a caer en ellos .

A Mary luz, mi amada y abnegada madre, por sus consejos y enseñanzas, por dedicarme los mejores años de su vida, por su incondicionalidad y por su lucha incansable por sacar a sus hijos adelante y hacer de ellos grandes personas, toda la vida le estaré infinitamente agradecido.

A Jaime Antonio, mi padre, por su apoyo y por mostrarme que la vida no es fácil, por ayudarme económicamente y académicamente.

A mi amado hermano Wilson y a mi amada hermana Viviana, por ser un ejemplo a seguir, mi apoyo y mi mano derecha desde el mismo momento que nací, por sus buenos consejos y porque siempre me muestran el lado bueno de las cosas siendo alegría sincera en las épocas de triunfo, hermanos sin ustedes, este triunfo no sería lo mismo, doy gracias a Dios por haberme dado tan grandes y valiosos hermanos.

A mis amigos, compañeros y a todos aquellos que de una u otra manera han contribuido a que este sueño sea una realidad.

A todos ellos, mis triunfos son sus triunfos.

Andrés

A todas las personas que han contribuido en mi formación, en el camino de llegar hasta donde estoy, en aquella búsqueda de ser cada vez mejor ¡Muchas Gracias!

Seguramente no pueda nombrarlos a todos dado que no es infalible mi memoria, sin embargo en mi corazón estarán presentes y pues por mínimo que fuese el aporte hecho, permitieron forjar destino, vivir una historia, de la misma manera que una infinidad de granos de arena construyen la playa. Así pues les ofrezco disculpas si mi memoria llegase a incurrir en omisión.

A mis Padres (Nelson y Doralba), independientemente de la historia que nos envuelve, pues ustedes han sido los orfebres de mi vida e indudablemente, sin ustedes, el camino que veo al volver la vista atrás sería diferente; y de la misma manera, el destino en el horizonte.

A mis hermanas, especialmente Yeni, con quien compartí mi infancia y mi juventud, viviendo cada momento, bien fuese placido o espinoso.

A mis amigos y compañeros, los cuales no podría diferenciar con precisión, porque contribuyeron de múltiples formas para alcanzar esta meta, o por el simple hecho de compartir buenos momentos cuyos recuerdos se abrigaran en el corazón, con cariño, a lo largo de los años.

Y finalmente, a aquel ser supremo, a quien llamo Dios y al cual concibo a mi manera, por el hecho de otorgarme la fortaleza de continuar a pesar de lo borrascoso del temporal. Y a quien no tratare de explicar para no incurrir en debates metafísicos y evitar las especulaciones dado el carácter de su misterio.

Luis Jesús.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. GENERALIDADES	18
1.1. ANTECEDENTES DE LA PERFORACIÓN INFILL.....	18
1.2. PERFORACIÓN INFILL.....	18
1.3. CUANTIFICACIÓN Y UBICACIÓN DEL HIDROCARBURO REMANENTE....	23
1.4. TÉCNICAS USADAS PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE ACEITE REMANENTE	23
1.5 PERFORACIÓN INFILL VS RECOBRO TERCIARIO.....	24
1.6. ESTIMACIÓN DE RESERVAS	26
1.6.1. Curvas de declinación.....	27
1.6.1.1. Métodos utilizados para el análisis.	32
1.6.1.1.1. Método gráfico.	33
1.6.1.1.2. Método estadístico.	34
1.6.1.1.3. Método de la curva tipo Fetkovich.	34
1.6.1.2. Tipos de Declinación.....	36
1.6.1.2.1 Declinación Nominal:	36
1.6.1.2.2 Declinación Efectiva:.....	36
1.6.1.2.3 Declinación Energética:	38
1.6.1.2.4 Declinación Mecánica:	38
1.6.1.2.5 Declinación Total:	38
1.6.1.3. Curvas Tipo Fetkovich	38
1.6.1.3.1. Procedimiento para el uso de las Curvas Tipo de Fetkovich.	40
1.6.1.3.2. Reconocimiento del tipo de Declinación en base a las Curvas Tipo de Fetkovich.....	41
1.6.2. Método Volumétrico	43
1.6.3. Método de Balance de Materiales.....	46
1.6.3.1. Balance de materiales para yacimientos de gas.....	47

1.6.3.2. Ventajas y Limitaciones de la Ecuación de Balance de Materiales.....	51
1.7. IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS PROSPECTIVAS A PARTIR DEL RADIO DE DRENAJE.....	51
1.8. YACIMIENTO.....	53
1.8.1. Yacimientos de gas.....	54
1.8.1.1. Clasificación de los Yacimientos de Gas	54
1.8.1.1.1 Yacimientos de Gas Seco.....	54
1.8.1.1.2 Yacimiento de Gas Húmedo	55
1.8.1.1.3. Yacimiento de Gas Condensado	56
1.8.1.2. Límites del yacimiento.....	58
1.8.1.3 Presión del yacimiento.	58
1.8.1.4. Fuerzas activas del yacimiento.	59
1.8.1.4.1. Fuerzas de Presión:	59
1.8.1.4.2. Fuerzas Capilares:	60
1.8.1.4.3. Fuerzas Viscosas:.....	60
1.8.1.4.4. Fuerzas de Gravedad:	60
2. MÉTODOS PARA DETERMINAR EL POTENCIAL INFILL	61
2.1. MÉTODO DEL MOSAICO (VENTANA DE MOVIMIENTO O VENTANA MÓVIL)	61
2.1.1. Análisis de Tendencias de Producción.	63
2.1.2. Campo Ozona.....	63
2.1.3. Limitaciones del método.	67
2.2. MÉTODO DE INVERSIÓN RÁPIDO.....	68
2.2.1. Metodología	69
2.2.2. Modelo directo	69
2.2.3. Modelo Inverso	72
2.3. MÉTODO DE ÁREAS DE DRENAJE A PARTIR DEL MÉTODO VOLUMÉTRICO	74
2.3.1. Calculo de los radios de drenaje.....	77

2.3.2. Influencia del EUR	79
2.4. MÉTODO DE ÁREAS DE DRENAJE A PARTIR DEL PRUEBAS DE PRESIÓN	81
2.4.1. Calculo de áreas de drenaje.	82
2.4.1.1. Determinación de seudopresiones.....	84
2.4.1.2. Aplicación de la síntesis directa de TIAB.	87
3. APLICACIÓN DE MÉTODOS.	91
3.1. CAMPO BAKERSVILLE, OHIO	91
3.1.1. Análisis Volumétrico.....	93
3.1.2. Calculo de Áreas de Drenaje a partir de G_p	95
3.1.3. Efecto del EUR	98
3.1.4. Ubicación de los pozos infill candidatos.....	102
3.1.5. Consideraciones sobre los resultados.	104
3.2. APLICACIÓN DEL MÉTODO VENTANA MÓVIL.....	105
3.2.1. Validación al caso aplicado.....	106
3.2.1.1. Validación de la estimación VBY.	108
3.2.2. Procedimiento de la prueba.	111
3.2.3. Factor de agotamiento	114
3.2.4. Resumen del método de ensayo.	115
3.2.5. Resultados de prueba y efecto de los parámetros del yacimiento.	116
3.2.5.1 Efecto de la heterogeneidad.	116
3.2.5.2. Efecto de la permeabilidad promedio.....	119
4. COMPARACIÓN DE MÉTODOS.....	120
4.1. DISCREPANCIAS Y SIMILITUDES.....	120
4.1.1. Similitudes.....	120
4.1.2. Discrepancias	121
4.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS	124
4.2.1. Ventajas.....	124

4.2.1.1. Método del mosaico.....	124
4.2.1.2. Método de Inversión Rápido.....	125
4.2.1.3. Método de Áreas de Drenaje a partir del Método Volumétrico.....	126
4.2.1.4. Método de Áreas de Drenaje a partir de Pruebas de Presión.....	127
4.2.2. Desventajas.....	127
4.2.2.1. Método del mosaico.....	128
4.2.2.2. Método de Inversión Rápido.....	129
4.2.2.3. Método de Áreas de Drenaje a partir del Método Volumétrico.....	129
4.2.2.4. Método de Áreas de Drenaje a partir de Pruebas de Presión.....	130
CONCLUSIONES.....	131
RECOMENDACIONES.....	132
BIBLIOGRAFÍA.....	133

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1 Producción Vs Tiempo.....	19
Figura 2 Mejoras de la discontinuidad utilizando un pozo infill.	20
Figura 3. Modificación de patrón.....	21
Figura 4. Curva típica del logaritmo natural de producción vs tiempo.....	29
Figura 5. Ecuaciones de las curvas de declinación.	35
Figura 6. Comportamiento de las curvas de declinación, graficada en papel cartesiano, semi-log y log-log.....	37
Figura 7. Curva Tipo Fetkovich.....	39
Figura 8. Diagrama de Fases Yacimientos de Gas Seco.	54
Figura 9. Diagrama de fases yacimientos de gas húmedo.	56
Figura 10. Diagrama de Fases Yacimientos de Gas Condensado.	57
Figura 11. Esquema del método de la ventana móvil.	64
Figura 12. Radios de drenaje.....	76
Figura 13. Grafica de $m(p)$ en función de P	85
Figura 14. Regresión $m(p)$ vs P	86
Figura 15. Zona de comportamiento infinito.....	87
Figura 16. Interpolación de $m(p \ 1 \ hr)$	88
Figura 17. Grafica $t^* \Delta m'(p)$ vs t	90
Figura 18. Mapa del campo Bakersville.	92
Figura 19. Área de drenaje de pozos productores (G_p).....	97
Figura 20. Área de drenaje de pozos productores (EUR).	101
Figura 21. Ubicación de los pozos infill candidatos.....	103
Figura 22. Distribución de los pozos en el Caso Aplicado.	106
Figura 23. Numero De Pozos vs Espaciamento entre Pozos del Caso Aplicado.	107
Figura 24. Numero de pozos vs datos iniciales de producción del Caso Aplicado.	107
Figura 25. VBY de la Simulación vs VBY Tecnología del Mosaico.....	109
Figura 26. VBY vs kh del Caso Aplicado.	109
Figura 27. Producción Acumulada Incremental del Campo (Primer Año) vs Producción Acumulada del Nuevo pozo (Primer Año).	112
Figura 28. Regiones de los Pozos Simulados, con áreas de 3000 acres.	113
Figura 29. BY (Máximo del Nuevo Pozo vs Promedio del Nuevo Pozo).	114
Figura 30. BY de Relleno de la Simulación vs BY de Relleno del Mosaico.	116

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Determinación de pseudopresiones.....	85
Tabla 2. Datos de pozos productores.	93
Tabla 3. Áreas de drenaje calculadas (Gp).....	96
Tabla 4. EUR estimado.....	99
Tabla 5. Áreas de drenaje calculadas (EUR).....	100
Tabla 6. Datos del Caso Aplicado.....	108
Tabla 7. Datos arrojados de VBY entre los Métodos Ventana Móvil (Mosaicos) y el simulador.....	110
Tabla 8. . Datos arrojados de BY entre los Métodos Ventana Móvil (Mosaicos) y el simulador.....	118

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE LOS MÉTODOS EMPLEADOS PARA DETERMINAR EL POTENCIAL DE PERFORACIÓN DE POZOS INFILL EN CAMPOS DE GAS.*

AUTORES: JAIME ANDRÉS CASTAÑEDA BARBOSA

LUIS JESÚS SÁNCHEZ DURAN**

PALABRAS CLAVES: Perforación Infill, Métodos, Campo de gas, Potencial Infill.

DESCRIPCIÓN

Frente a la necesidad de maximizar la producción acumulada de hidrocarburos en consecuencia de la creciente demanda de energía, la perforación Infill se ha consolidado como una de las técnicas más efectivas en el camino de lograrlo. La perforación Infill es una técnica que consiste en la perforación de nuevos pozos después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo, permitiendo obtener una mejora en la eficiencia de barrido vertical mejorando la continuidad lateral entre zonas productoras gracias a la reducción del espaciamiento entre los pozos. Además, permite reducir el límite económico del proyecto debido a la aceleración en la producción y en el mejor de los panoramas, condicionado por las características del yacimiento, permite el aumento del factor de recobro.

Existen diferentes métodos para determinar el potencial de perforación de pozos infill de un campo de gas, así como el potencial de producción de un pozo Infill dado. Estos métodos han sido aplicados a casos de la literatura, donde se analiza su comportamiento, de tal manera que se puedan comparar entre ellos mediante una serie de similitudes y discrepancias basadas en distintos parámetros de ingeniería. También se presentan las ventajas y desventajas ligadas a cada método.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Directora. M. Sc. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF METHODS USED TO DETERMINE DRILLING INFILL WELLS POTENTIAL IN GAS FIELDS.*

**AUTHORS: JAIME ANDRES CASTAÑEDA BARBOSA
LUIS JESUS SANCHEZ DURAN****

KEY WORDS: Infill drilling, Methods, Gas Fields, Infill Potential.

DESCRIPTION

Given the need to maximize production of hydrocarbons accumulated as result of the growing demand for energy, Infill drilling has become one of the most effective techniques in the way of achieving it. Infill drilling is a technique that involves drilling new wells after a primary or a secondary development of the field, you can benefit from improved vertical sweep efficiency and improve areal lateral continuity between producing areas by reducing the spacing between the wells. In addition, to reduce the economic limit of the project due to the acceleration in production, and in the best case, conditioned by the characteristics in place, allowing increased recovery factor.

There are different methods to determine infill drilling potential in a gas field, and potential production for a given Infill well. These methods have been applied to cases in the literature, which analyzes their behavior, so that they can be compared with each other using a few of similarities and differences between engineering parameters. It also presents the advantages and disadvantages related to each method.

* Theses

** Physiochemical Engineering Collegue. Petroleum Engineering School Director M. Sc.
OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

INTRODUCCIÓN

La perforación *infill* es una técnica que ha llamado la atención de la comunidad profesional desde antes de los años 70. Dadas las circunstancias apropiadas puede competir con las técnicas de recobro mejorado, con base al factor de recobro por una menor inversión y menores costos de operación. La perforación es una técnica en la cual se perforan nuevos pozos después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo, con esto se puede obtener una mejora en las eficiencias de barrido vertical y areal, mejorar la continuidad y disminuir el límite económico de un proyecto.

La alta demanda de hidrocarburos y los pocos hallazgos llevan a buscar nuevas técnicas y a investigar cómo aprovechar al máximo las reservas ya existentes. Es por esto que todos los esfuerzos de los ingenieros, geólogos, geofísicos y demás profesionales involucrados en las actividades de exploración y explotación de un campo productor de petróleo, deben estar encaminados a este propósito.

Este proyecto está enfocado en dar una descripción de la perforación *infill*, y realizar un estudio sobre los diferentes métodos existentes para determinar el potencial *infill* de campos de gas.

En primer lugar, en el capítulo 1, se presentaran las generalidades que permitirán contextualizar el presente trabajo. Posteriormente, en el capítulo 2, se recopilan los diferentes métodos existentes en la literatura y se analizan, conociendo así su metodología, para luego aplicarlos a casos hipotéticos y/o reales, en el capítulo 3.

Finalmente, en el capítulo 4, se identifican las ventajas y falencias de cada uno de los métodos, así como los parámetros de ingeniería que se involucran en su aplicación.

1. GENERALIDADES

1.1. ANTECEDENTES DE LA PERFORACIÓN *INFILL*.

La perforación *infill* ha tomado importancia como un proceso para incrementar el recobro de hidrocarburos en los campos. Se debe tener en cuenta que la perforación *Infill* siempre ha sido considerada parte de manejo del campo, sin embargo a principio de la década de los 90's fue reportada como un proceso independiente de la inyección de agua y reconocida como un proceso para incrementar el recobro.

La experiencia de perforación *Infill* en campos hidrocarburíferos es bastante extensa, pero hasta el momento ha sido poco documentada; se cree que debido a que la reservas actuales han sido influenciadas, en una proporción desconocida, por la perforación *infill* implícita en los distintos proyectos de recobro y por consiguiente no se alcance el potencial teórico propuesto.

La perforación *infill* se puede aplicar tanto a campos de crudo como de gas, y si bien su seguimiento es incompleto, abarca una gran gama de proyectos desde producción primaria hasta el recobro terciario. A continuación se relacionan algunos casos ilustrativos.

1.2. PERFORACIÓN *INFILL*

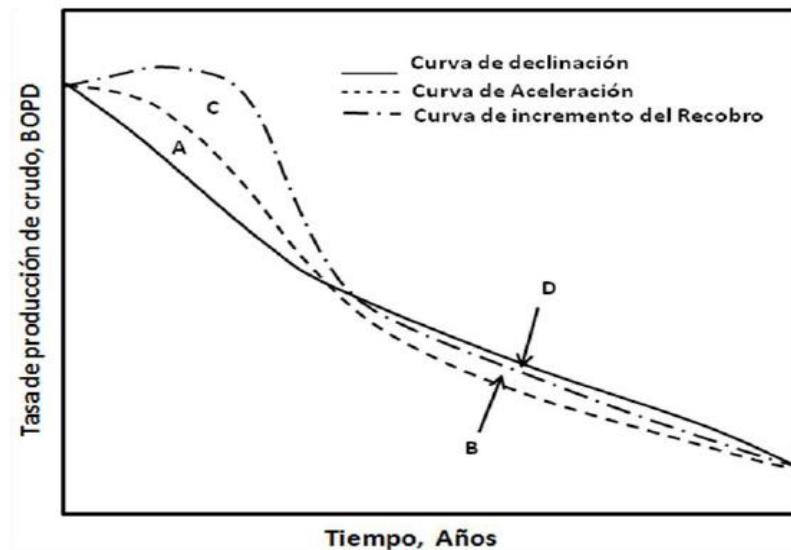
La perforación *Infill* es una técnica de perforación de nuevos pozos después de una producción primaria o un desarrollo secundario del campo. La perforación *infill* resulta en una aceleración de la producción para el caso de un yacimiento homogéneo, pero no incrementará las reservas. Sin embargo, se pueden obtener

reservas adicionales en yacimientos heterogéneos con poca continuidad, en los cuales se pueden localizar zonas no drenadas que mediante la implementación de esta técnica podrán ser perforadas y posteriormente producidas mediante algún método de recobro.

La Figura 1 muestra una gráfica de Producción vs Tiempo, la curva típica de declinación, aceleración e incremento del recobro.

El área bajo la curva de la aceleración es igual al área bajo la curva de la declinación, es decir, las áreas A y B entre las curvas de aceleración y declinación son iguales, debido que solo se está teniendo una aceleración de la producción de reservas de hidrocarburos. En el caso del incremento del recobro, el área bajo la curva es mayor que en comparación con el área bajo la curva de declinación. Es decir, el área C entre las curvas de incremento y de declinación es mayor que el área D entre las mismas curvas, esto es debido a las nuevas reservas encontradas.

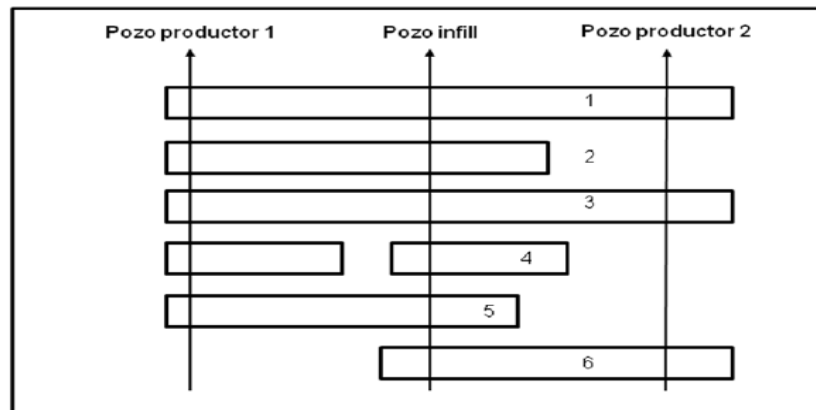
Figura 1. Producción Vs Tiempo



Fuente: Modificado de "Integrated Waterflood Asset Managment." Tulsa. Pennwell Book, 1998.

La heterogeneidad y la discontinuidad entre estratos son características específicas del yacimiento las cuales disminuyen su potencial productivo. Pueden ser atenuadas con la aplicación de la técnica de perforación *infill*, reduciendo el espaciamiento mediante la perforación de nuevos pozos que se verá reflejado en un aumento de la conectividad entre inyectores y productores. En la figura 2 puede verse un corte transversal a la formación, haciéndose notoria la discontinuidad y la heterogeneidad del yacimiento. Por medio de la perforación de un pozo *infill* se acelera la producción ya que produce de los estratos 1, 2, 3, 5, 6; los cuales son producidos por los pozos 1 y 2. El mayor aporte del pozo *infill* es el incremento de las reservas al poner a producir la arena 4, una arena que a causa de la naturaleza del yacimiento (heterogéneo) no se había encontrado.

Figura 2. Mejoras de la discontinuidad utilizando un pozo *infill*.



Fuente: Modificado de "Integrated Waterflood Asset Managment." Tulsa. Pennwell Book, 1998.

Algunos factores que contribuyen al incremento del recobro después de la perforación *infill* son los siguientes:

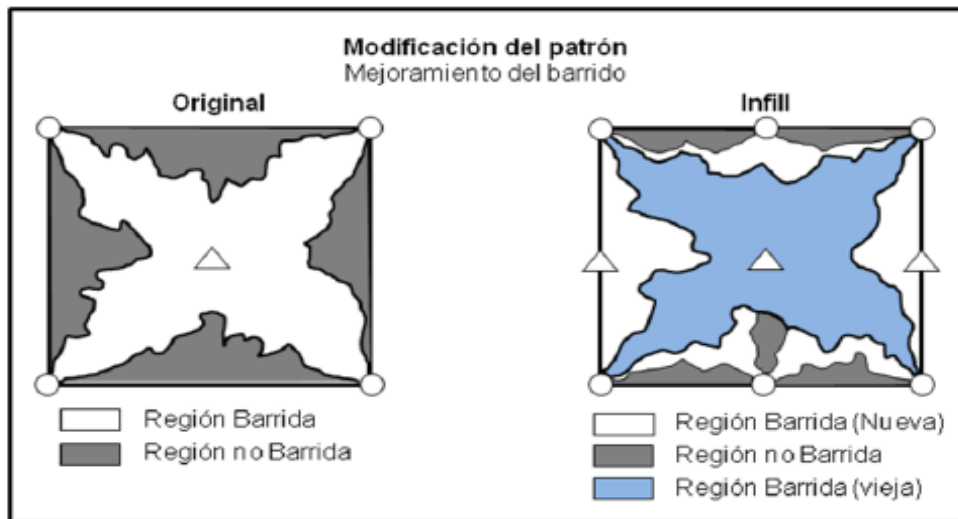
- Mejora en el barrido areal.

- Mejora en el desequilibrio de inyección debido a la heterogeneidad areal.
- Mejora en el barrido vertical.
- Mejora en la continuidad lateral entre zonas.
- Reducción del límite económico.

En la mejora de la eficiencia de barrido areal, el crudo retenido en las esquinas o zonas donde no hay inundación es desplazado inmediatamente debido al cambio de los patrones de inyección, es decir perforando nuevos pozos y cambiando pozos productores por inyectoras para invertir las líneas de flujo, y así tener una mayor eficiencia de barrido areal y vertical.

La figura 3 muestra la mejora del barrido con el cambio de patrón. La perforación *infill* puede mejorar el desequilibrio de la inyección debido a la heterogeneidad, la cual causa canales de flujo y un barrido preferencial, mediante la disminución del espaciamiento entre pozos y variación de los patrones de inyección.

Figura 3. Modificación de patrón.



Fuente: Modificado de "Integrated Waterflood Asset Management." Tulsa. Pennwell Book, 1998.

La conectividad lateral puede mejorarse mediante la perforación de un pozo *infill* entre dos pozos ya existente, abriendo una nueva zona entre ellos, dando como resultado un incremento en el recobro. La aceleración en la producción, debido a la perforación *infill*, acarrea grandes beneficios económicos, ya que permite alcanzar uno de los objetivos más perseguidos por las compañías, que es la obtención de ganancias en el menor tiempo posible, debido a los altos costos que implica la producción de crudo. Con la aceleración de la producción se reducen las operaciones y sus costos debido a que se producen en un menor tiempo y se reducen cortes de agua significativamente, resultando en el mejoramiento del límite económico del proyecto.

Muchos factores deben ser considerados para la selección de un proyecto de perforación *infill*, algunos de estos son:

- Desempeño producción/inyección.
- Descripción del yacimiento.
- Diseño del proyecto de perforación *infill*.
- Evaluación económica.

Un modelo integrado de yacimiento requiere un amplio conocimiento de geología, geofísica, propiedades de los fluidos, flujo de fluidos, mecanismos de recobro, perforación y completamiento de pozos, además de la historia de producción del pozo. Todo esto, juega un papel importante en el diseño de la metodología más apropiada para el proyecto de perforación *infill* en un campo maduro.

Algunas de las características del yacimiento pueden ser útiles para evaluar la aplicabilidad de la técnica de perforación *infill*. Con base en resultados positivos, obtenidos de varios proyectos hechos en campos maduros (petróleo en este caso) alrededor del mundo, se han establecido ciertos rangos para las propiedades de los yacimientos.

1.3. CUANTIFICACIÓN Y UBICACIÓN DEL HIDROCARBURO REMANENTE

La determinación de la saturación de hidrocarburo residual después de los procesos de recobro primario y secundario es un gran desafío. La localización del hidrocarburo, para ser recuperado, es una tarea difícil y requiere técnicas sofisticadas. Estudios de ingeniería de yacimientos y análisis de corazones son las herramientas más usadas en la cuantificación del hidrocarburo remanente, pero no para determinar la distribución de éste.

Se suelen utilizar algunos métodos como pruebas de pozos y trazadores para determinar la localización y distribución del hidrocarburo remanente.

1.4. TÉCNICAS USADAS PARA DETERMINAR LA CANTIDAD DE ACEITE REMANENTE

ANÁLISIS DE CORAZONES: Se implementa para calcular la saturación de hidrocarburos. El análisis especial de corazones (SCAL) incrementa la precisión de la estimación, puesto que representa las condiciones reales del yacimiento. Es un procedimiento costoso en comparación con el análisis convencional de corazones.

REGISTROS: Registros de resistividad, neutrón, magnetismo nuclear, carbón/oxígeno y radiación gamma son usados para determinar la saturación de aceite residual.

ESTUDIOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS VOLUMÉTRICOS: Mediante el uso de ecuaciones se realizan cálculos de la saturación hidrocarburo remanente y predicciones de la producción de hidrocarburo (balances de materia).

DATOS DE PRODUCCIÓN: Las gráficas de producción histórica son una fuente confiable para la estimación de la producción final. Las técnicas gráficas y analíticas pueden ser de gran utilidad para la predicción los datos de producción.

PRUEBAS DE POZO: La permeabilidad y la permeabilidad relativa pueden ser obtenidas de datos del transiente de presión. Si la medida de la permeabilidad relativa a través del análisis de corazones está disponible, se pueden obtener las saturaciones usando los datos de permeabilidad relativa.

TRAZADORES QUÍMICOS: Cuando el trazador químico es inyectado, las moléculas se distribuyen en el yacimiento (yacimientos de aceite) entre el agua y el aceite. Teniendo el tiempo de llegada al otro pozo se puede obtener la saturación de aceite residual.

1.5 PERFORACIÓN *INFILL* VS RECOBRO TERCIARIO

En ciertos trabajos realizados por diferentes investigadores, estudiando campos de aceite, se ha propuesto que la perforación *infill* es una técnica más efectiva en el recobro de crudo que el recobro terciario, EOR, usando químicos tales como dióxido de carbono, surfactantes, polímeros o gases inertes. Algunas opiniones dicen que el recobro terciario es una técnica muy costosa, su desarrollo es muy lento y de utilidad cuestionable. Una declaración hecha por A.F. Van Everdingen, en el año 1978, indica que los métodos de recobro terciario deben descartarse y abrirse campo para la perforación *infill* con inyección de agua con un espaciamiento entre pozos de 20 acres o menos.

Cuando se tiene un yacimiento, no es adecuado cuestionar si se deben realizar proyectos de perforación *infill* o EOR, sino cuando se debería aplicar cada uno de ellos. Una propuesta, la más usada, es perforar *infill* por varios años y luego aplicar métodos EOR (entre los cuales se podrían destacar Inyección de Agua,

Inyección de Vapor, Inyección de CO₂, Inyección de Químicos y Surfactantes). Esto tiene ciertas ventajas con respecto a utilizar ambos al tiempo. Las ventajas son (1) menos gastos (no hay gastos por químicos ni por la compresión del gas), (2) los programas de perforación no se verán retrasados por la compra de los químicos o la construcción de las plantas de inyección, y (3) eventualmente los proyectos de recobro terciario tendrían un espaciamiento mucho menor y mejores patrones de inyección.

Sin embargo, existen algunas desventajas en este tipo de propuesta:

1. La cantidad de crudo aun presente en el yacimiento sería mucho menor, principalmente en las zonas donde los pozos *infill* se encuentran, Cuando el proceso de recobro terciario es llevado a cabo, la saturación de aceite será mínima, haciendo el recobro de crudo insignificante; por lo tanto el proceso será ineficiente cuando la saturación de aceite se aproxime a la crítica. Programas de EOR muestran mejores resultados cuando comienzan en una etapa temprana de la inyección de agua, no cuando dicha inyección lleva mucho tiempo de aplicación en el yacimiento.
2. Los programas de perforación no son diseñados para un óptimo desempeño de los procesos de recobro terciario.
3. La perforación *infill* podría producir menos cantidad de petróleo que la requerida para mantener el programa viable, y poder aplicar luego los métodos EOR.

Otra propuesta es no hacer perforación *infill* y llevar a cabo un programa de recobro terciario en el espaciamiento existente, 40 a 160 acres. La principal ventaja de este método es el ahorro en los costos adicionales debido a la perforación de los pozos *infill*. En el caso de un yacimiento uniforme con una alta permeabilidad, y con inyección de CO₂, un espaciamiento mayor también sería una ventaja debido a que el efecto de corto circuito en la inyección se vería

reducido. La principal desventaja es el tiempo de espera entre la inversión, la inyección de los químicos y el comienzo de la producción de crudo. Otra desventaja es la pérdida de reservas que aún pueden estar localizadas en zonas no drenadas por la inyección de los químicos.

Una alternativa diferente es realizar la perforación *infill* y los métodos EOR al mismo tiempo. Esta alternativa tiene muchas ventajas:

1. Las reservas totales de crudo serán mayores.
2. Las reservas combinadas de la perforación *infill* y del recobro terciario se pueden recuperar en un tiempo mucho menor.
3. Los costos de los pozos es compartido.
4. Mayor saturación de crudo en el momento de recobro terciario.
5. Habrá producción en un menor tiempo.
6. Los patrones de los pozos pueden ser adaptados para ambos, perforación *infill* y métodos EOR.

Esta alternativa es realmente ventajosa para la inyección de químicos tales como micelas, polímeros y silicatos debido a los nuevos pozos que pueden ser diseñados para permitir una mejor distribución de los químicos inyectados.

1.6. ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Para determinar el potencial *infill* de un campo, es importante conocer las características y condiciones actuales del yacimiento, con el propósito de tomar la mejor decisión a la hora de desarrollar un proyecto *infill*.

1.6.1. Curvas de declinación.

Una vez que se ha descubierto un yacimiento de gas, es necesario hacer un estimado de sus reservas, ya que la predicción del comportamiento futuro de producción de un yacimiento de gas, es fundamental en el análisis económico de las inversiones de perforación y producción.

Los primeros estudios datan del año 1908 y fueron hechos por Arnold Anderson, quien definió la caída de producción como una fracción, expresada usualmente en porcentaje mensual, llamada declinación.

Para el año 1931, de acuerdo a una simple relación matemática, Allen clasificó cuatro tipos de declinación: declinación aritmética o constante; declinación geométrica o exponencial; declinación armónica y potencial fraccional o básica.

Con el transcurrir de los años numerosas investigaciones fueron realizadas; siendo una de las más destacadas la realizada por J.J Arps, quien en 1944, mostró que tanto los datos de historia de producción que aparecían bajo líneas rectas en papel semi-log, como las historias de producción que aparecían bajo líneas rectas en papel log-log, eran dos miembros de una familia de declinación hiperbólica que podían ser llevadas hasta una ecuación diferencial original. Arps también desarrolló una serie de escalas gráficas especiales utilizadas para representar historia de producción gráficamente.

M. J. Fetkovich en 1973, realizó un estudio sobre el análisis de curvas tipo en papel log-log, para estudiar la tasa de declinación de producción. Para el año 1980 derivó una ecuación de declinación en función de parámetros de yacimientos, combinando la ecuación de tasas de producción para flujo monofásico y balance de materiales.

Las curvas de declinación son una de las formas más amplias para el análisis de datos empleados en la evaluación de reservas de gas. Es un método alternativo

cuando no se puede aplicar balance de materiales (BM) ni simulación numérica por falta de información de presiones y/o propiedades del yacimiento y fluidos.

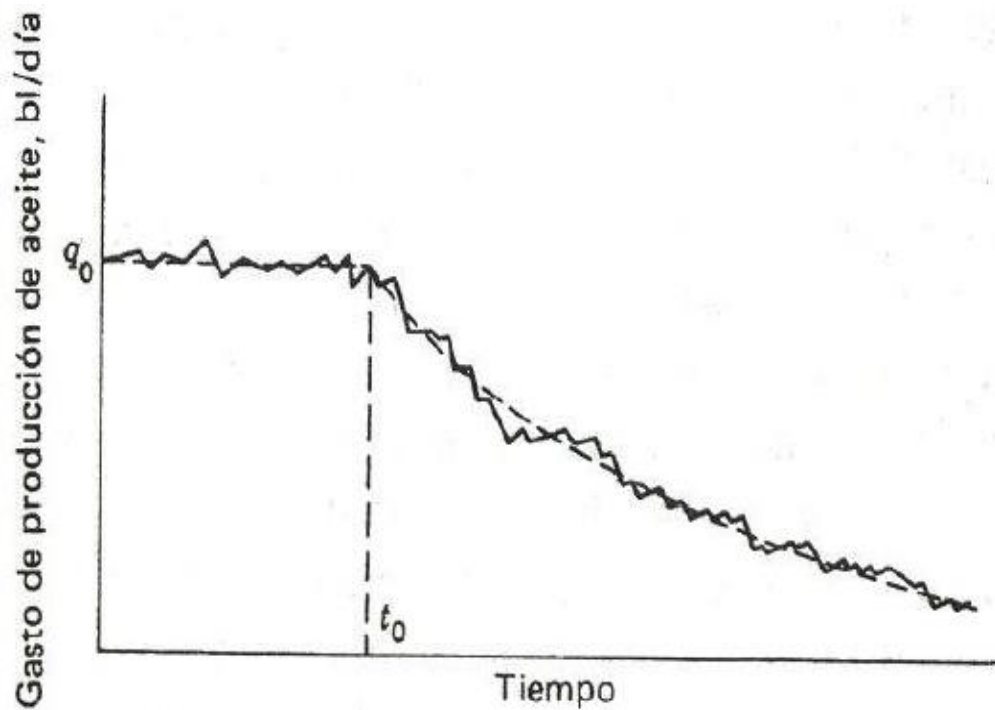
Las curvas de declinación son el método más utilizado para calcular y estimar reservas (hidrocarburos que permanecen en el yacimiento), debido a su fácil aplicabilidad. La estimación de reservas mediante curvas de declinación está basada en el análisis de la gráfica de producción (hidrocarburo producido vs tiempo). Cuando se han graficado estas variables utilizando los datos de producción que se tienen, se extrapola el comportamiento de la curva de producción y se obtiene así el pronóstico de la producción y las reservas remanentes.

Es importante resaltar que al momento de realizar la extrapolación de las curvas de declinación es necesario verificar que la información que se esté utilizando del pozo no esté siendo afectada por daños en el estado mecánico del pozo, aislamiento de zonas y conificación de agua. Esta verificación se debe hacer ya que cualquier cambio en el yacimiento provocará imprecisiones (baja representatividad) en los resultados obtenidos con la extrapolación, debido a que cuando se toman esos datos alterados la producción varía y por lo tanto la tendencia de la curva, enmascarando la producción real del yacimiento. Cuando existen variaciones en la curva de producción debido a este tipo de eventos se debe ser cuidadoso al momento de seleccionar los datos de la curva, con el fin de que sean lo más representativos posible y poder obtener un pronóstico de reservas real mediante la extrapolación. Para la selección de los datos a extrapolar se debe contar con la totalidad de los eventos sucedidos en el pozo, especificando la fecha y el tipo de evento.

Al observar una gráfica de la producción contra el tiempo, se puede observar que el comportamiento de la curva durante un primer intervalo de tiempo es aproximadamente constante manteniéndose casi que en línea horizontal, es decir el pozo se encuentra en su producción permisible, cerca de ella o produciendo

según la demanda del mercado. Pero si se sigue avanzando en la curva se encontrará un momento en que el pozo ya no puede alcanzar su producción inicial y empieza a decaer su capacidad regularmente, lo que quiere decir es que la producción comenzó a declinar en cada periodo de tiempo. En la figura 4 se puede observar una curva típica de producción contra tiempo, pero en la cual se encuentra trazada una línea punteada con la tendencia de la curva, esto se hace para poder extrapolar la curva. Las curvas de declinación de producción pueden ser de tres tipos, debido al tipo de técnica de extrapolación que se implementa, los cuales son considerados a continuación.

Figura 4. Curva típica del logaritmo natural de producción vs tiempo



Fuente: NIND, T.E.W. "Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros". México: Limusa, 1987.

- EXPONENCIAL

La declinación a porcentaje constante es llamada declinación exponencial y viene dada por la siguiente expresión matemática:

$$q(t) = q_0 \exp[-b(t - t_0)] \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.1.}$$

Dónde:

q : producción en un tiempo t

q₀: producción estabilizada antes de declinar

b : relación de declinación de la producción continua o nominal.

$$\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -b \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.2}$$

t : tiempo en el que se desea conocer la producción.

t₀: tiempo que transcurre desde el inicio de producción hasta el momento de declinación.

Esta expresión permite calcular la producción en cualquier momento, conociendo la producción q₀ que es la producción estabilizada, es decir, aquella que permanece relativamente constante a lo largo de una línea horizontal. Para hacer más sencillo los cálculos se supone que la declinación de la producción empieza en el momento en que el pozo entre en producción, es decir, la gráfica empieza en t₀, al suponer esto la expresión quedaría así:

$$q = q_0 \exp(-bt) \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.3.}$$

- HIPERBÓLICA

Los pozos productores exhiben diferentes comportamientos durante su declinación. Para este caso el ritmo de declinación (b) es proporcional a la producción en vez de ser constante, por lo tanto, a menor tasa de producción, será menor el ritmo de declinación.

El comportamiento hiperbólico es descrito por la siguiente ecuación.

$$q = \frac{q_0}{\left(1 + \frac{b_0 t}{a}\right)^a} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.4.}$$

Dónde:

A es la constante de declinación.

El valor del ritmo de declinación (b) en el tiempo se obtiene de la siguiente ecuación.

$$b = \frac{b_0}{1 + \frac{b_0 t}{a}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.5.}$$

Por otra parte, tanto la ecuación para la declinación exponencial como para la hiperbólica permiten realizar una extrapolación matemática de los datos, diferenciándose una respecto de la otra en el valor de b, ya que para la declinación exponencial b=0, mientras que para la declinación hiperbólica, el valor de b oscila entre 0.25 y 0.6, sin llegar a exceder este último valor.

- ARMÓNICA

Este tipo de declinación es un caso particular de la declinación hiperbólica, ocurre cuando el valor de a es igual a q (a=q) y en algunos casos se

presenta cuando la producción es controlada predominantemente por el mecanismo de segregación gravitacional, la rapidez con que este declina es inversamente proporcional a la tasa de producción.

Reemplazando $a=1$ en las ecuaciones de la declinación hiperbólica se obtiene el comportamiento de la declinación armónica:

$$q = \frac{q_o}{1+b_o t} \rightarrow b = \frac{b_o}{1+b_o t} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.6.}$$

De lo que se obtiene:

$$\frac{q}{q_o} = \frac{b}{b_o} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.7.}$$

1.6.1.1. Métodos utilizados para el análisis.

El estudio de la declinación de producción de un yacimiento o pozo en particular puede hacerse según tres procedimientos:

- ✓ Método Gráfico.
- ✓ Métodos Estadísticos (regresión).
- ✓ Métodos de curvas tipo (Fetkovich).

1.6.1.1.1. Método gráfico.

El método consiste en lo siguiente:

- ✓ La historia de producción del yacimiento se representa gráficamente en diferentes tipos de papel (normal, semilog, log-log), con el objetivo de linealizar los datos lo cual permitirá hacer extrapolaciones.
- ✓ Una vez determinada la representación gráfica más conveniente, se deben efectuar las correspondientes extrapolaciones (predicciones) hasta las condiciones de abandono.

Para hallar la mejor línea recta que represente los datos de producción, se pueden mencionar algunos métodos estadísticos tradicionales entre los cuales se tienen:

- Método de la Pendiente - Intersección:

Consiste en trazar una línea recta que pase a través del mayor número de puntos graficados; y entonces determinar su pendiente y su intersección con el eje Y. Estos valores definen la ecuación de una recta.

- Método de los Puntos Notables:

De la información disponible ya graficada, se determinan aquellos puntos que, posiblemente y en relación con la gran mayoría, presentan error (muy distintos de

las posibles soluciones); y con los puntos que se estiman no tengan desviación se determina la ecuación de la línea recta.

1.6.1.1.2. Método estadístico.

Por medio de este método se trata de encontrar una regresión numérica con base a la información disponible hasta la fecha y luego utilizar dicha expresión para predecir reservas existentes y tiempos de abandono. Es el mismo método gráfico, pero se trata de obtener la mejor ecuación que represente una línea recta (Método Regresivo).

1.6.1.1.3. Método de la curva tipo Fetkovich.

M.J. Fetkovich, en la década de los ochenta, desarrolló una serie de curvas tipo para determinar la declinación de producción de los yacimientos de hidrocarburos.

Al igual que los métodos anteriores los datos bases son: la historia de las tasas de producción y el tiempo, con la variante que usa el logaritmo de parámetros adimensionales, ($\log t_d$ vs. $\log q_d$).

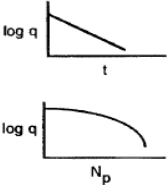
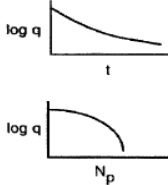
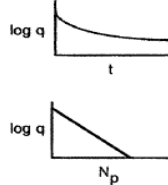
Esta metodología permite analizar mediante el cotejo de la producción, con una familia de curvas tipo desarrolladas para tal fin, la declinación de producción de pozos de petróleo y/o gas.

Más aún, el análisis de las curvas tipo no solo permite calcular la declinación de los pozos y/o yacimientos, sino que permite calcular el hidrocarburo original en

sitio (Gas o Petróleo), las reservas a condiciones de abandono y también las características de flujo de un pozo individual.

Es importante mencionar que para yacimientos de gas, el exponente n suele tomar valores entre 0,4 y 0,5.

Figura 5. Ecuaciones de las curvas de declinación.

Tipo de declinación	i. Declinación de porcentaje cte.	ii. Declinación Hiperbolica	iii. Declinación Armonica
Características Básicas	Declinación es cte n=0	Declinación es proporcional a una potencia fraccional (n) de las tasas de producción $0 < n < 1$	Declinación es proporcional a la tasa de producción, n=1
	$D = bq^0 = -\left(\frac{dq}{dt}\right)/q$	$D = bq^n = -\left(\frac{dq}{dt}\right)/q$ Para las condiciones iniciales $b=(Di/q^n)$	$D = bq^{-1} = -\left(\frac{dq}{dt}\right)/q$ Para las condiciones iniciales $b=(Di/q^n)$
	$\int_0^t D dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{qi}$ $-Dt = \ln\left(\frac{q}{q_i}\right)$	$\int_0^t \frac{Di}{qi^n} dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{n+1}}$	$\int_0^t \frac{Di}{qi} dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2}$ $\frac{Dit}{qi} = \frac{1}{qi} - \frac{1}{q}$
Relación Tasa Vs Tiempo.	$q = qi * e^{(-Dit)}$	$q = qi(1 + nDit)^{-(1/n)}$	$q = qi(1 + Dit)^{-1}$
	$Np = \int_0^t q dt = \int_{q_i}^q qi e^{-Dt} dt$ $Np = \frac{(q - qi e^{-Dt})}{D}$	$Np = \int_0^t q dt = \int_0^t (1 + nDit)^{-\frac{1}{n}} dt$ $Np = \frac{qi}{(n-1)Di} * [(1 + nDit)^{\frac{(n-1)}{n}} - 1]$	$Np = \int_0^t q dt = \int_0^t qi(1 + Dit)^{-1} dt$ $Np = \frac{qi}{Di} [\ln(1 + Dit)]$
	sustituir de la ecuación tasa Vs tiempo ($qi e^{-Dt} = q$) para hallar:	Sustituir de la ecuación Tasa Vs Tiempo $(1+nDit) = (qi/q)^{1/n}$ para determinar:	Sustituir de la ecuación Tasa Vs Tiempo $(1+Dit) = (qi/q)$ para calcular:
Relacion Tasa Vs Producción Acumulada	$Np = \frac{qi - q}{D}$	$Np = \frac{qi^n}{(1-n)Di} (qi^{1-n} - q^{1-n})$	$Np = \frac{qi}{Di} \ln \frac{qi}{q}$
Características de las Graficas			

Fuente: Modificado de “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”. Paris de Ferrer, Magdalena. Venezuela. 2009.

Es importante mencionar que para yacimientos de gas, el exponente n suele tomar valores entre 0,4 y 0,5.

1.6.1.2. Tipos de Declinación

Para el análisis de declinación se manejan a menudo algunos conceptos fundamentales:

1.6.1.2.1 Declinación Nominal:

Es la caída de las tasas de producción por unidad de tiempo, expresada como una fracción de las tasas de producción. Gráficamente se puede definir como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo decimal de la tasa de producción en función del tiempo.

$$D = -\frac{\ln\left(\frac{q}{q_i}\right)}{t} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.8}$$

1.6.1.2.2 Declinación Efectiva:

Es una función discreta y por lo tanto, es el término más comúnmente utilizado debido a que representa mayor correspondencia con la tasa de producción real registrada. Representa la caída de producción desde una tasa q_i hasta q_{i+1} en un periodo igual a la unidad (un mes o un año), dividiendo entre la tasa de producción al comenzar el periodo q_i .

$$De = -\frac{(q_i - q_{i+1})}{q_i} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.9}$$

D= Tasa de declinación nominal, tiempo-1

De= Tasa de declinación efectiva, adimensional.

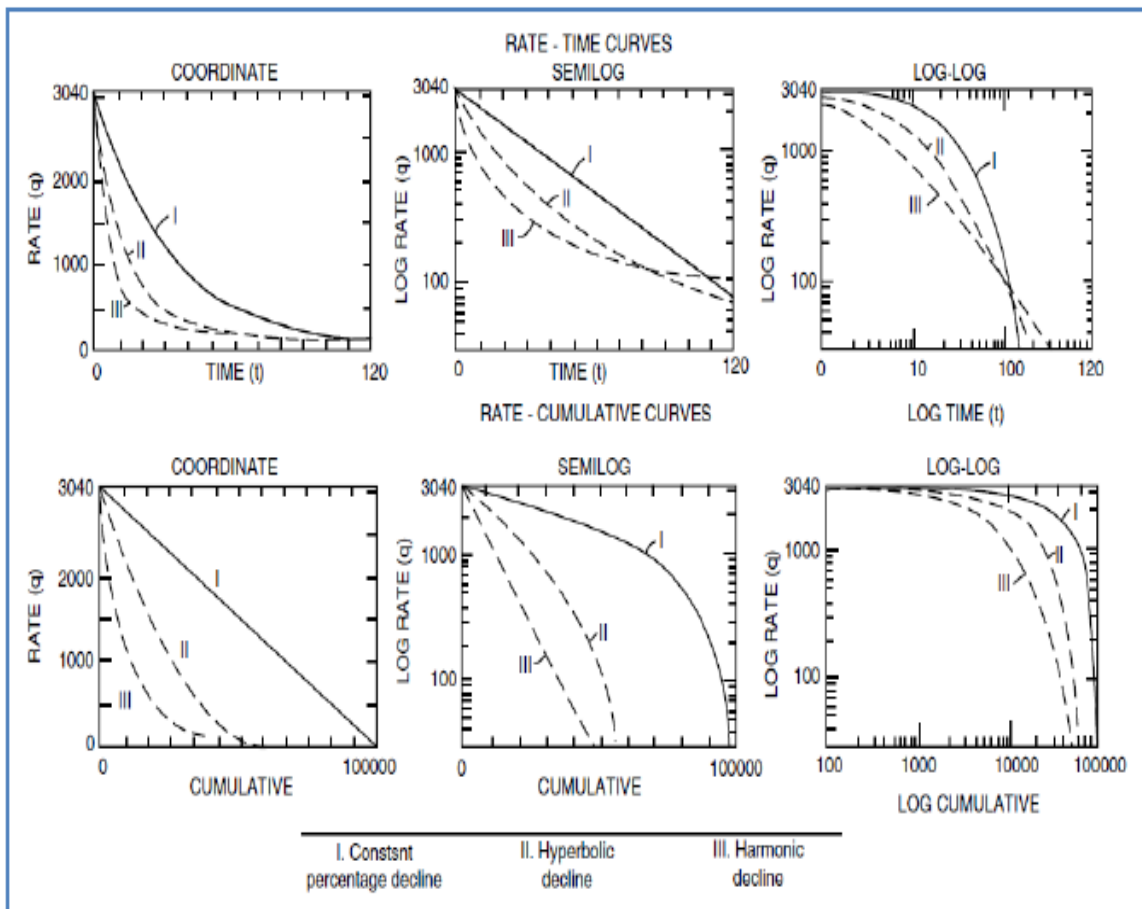
q_i = Tasa inicial de producción, STB/día, STB/mes, STB/año

q_1 = Tasa de producción al final del período considerado, STB/día, STB/mes, STB/año.

Y se pueden convertir una tasa de declinación a la otra con la siguiente fórmula:

$$D = -\ln(1 - De) \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.10}$$

Figura 6. Comportamiento de las curvas de declinación, graficada en papel cartesiano, semi-log y log-log.



Fuente: Modificado de “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”. Paris de Ferrer, Magdalena. Venezuela. 2009.

1.6.1.2.3 Declinación Energética:

Es la declinación de la tasa de producción debido al agotamiento de la energía del yacimiento (caída de presión) o disminución de la permeabilidad relativa y saturación de hidrocarburos alrededor de los pozos.

1.6.1.2.4 Declinación Mecánica:

La declinación mecánica está asociada a la disminución de la efectividad de los métodos de producción y problemas inherentes a la formación, como arenamiento, problemas con las válvulas de levantamiento artificial, averías en las bombas electro-sumergibles o alguna otra falla de índole mecánica que contribuya a la disminución de la producción.

1.6.1.2.5 Declinación Total:

Es la suma de la declinación energética y la mecánica.

1.6.1.3. Curvas Tipo Fetkovich

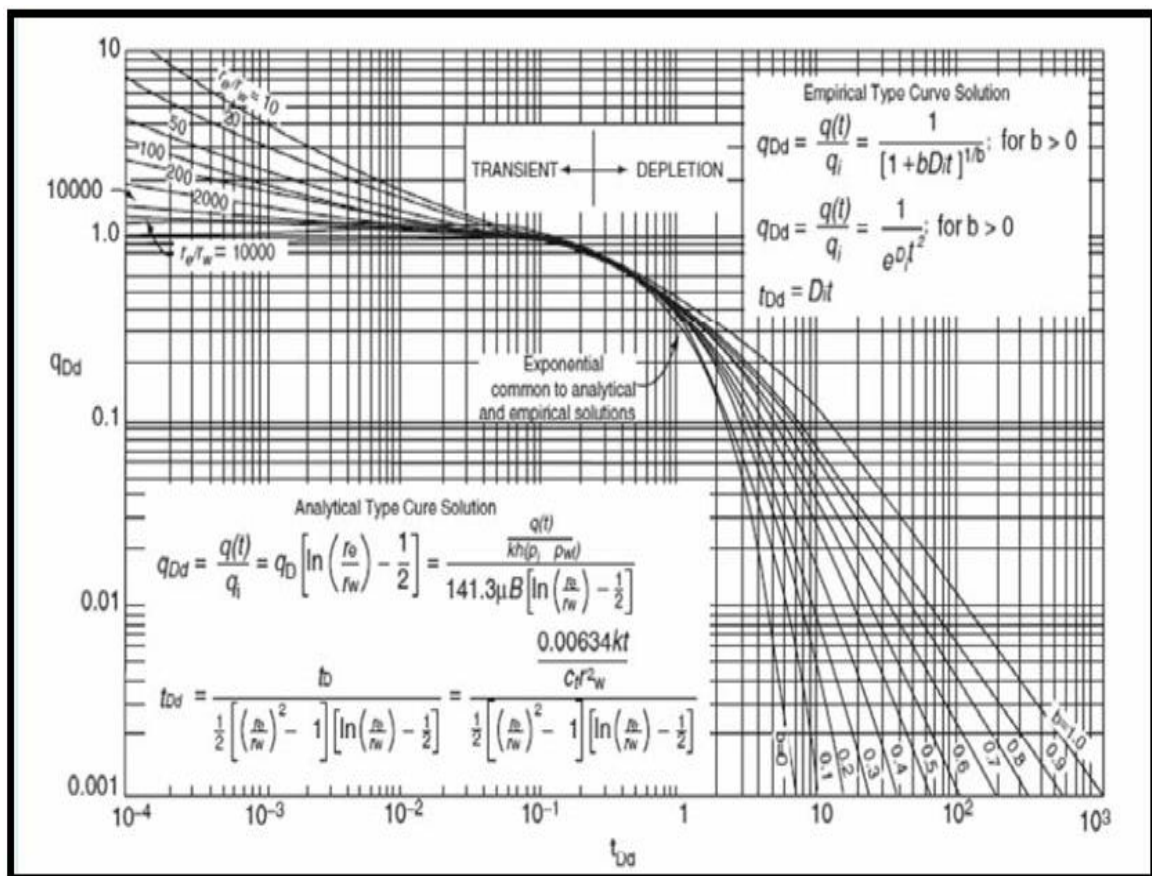
La concordancia de curvas tipo es una forma avanzada de análisis de declinación propuesto por Fetkovich (1980), este autor propuso que el concepto de variables adimensionales puede ser usado en el análisis de curvas de declinación para simplificar los cálculos.

El introdujo las variables adimensionales de curvas de declinación como tasa de flujo, q_{Dd} y tiempo adimensional, T_{Dd} , que son usadas en todo el análisis de estas

técnicas. Por lo tanto, las relaciones de Arps pueden ser expresadas de forma adimensional.

Pero Fetkovich (1980) demostró que las soluciones analíticas de estas ecuaciones, la ecuación de difusividad de flujo transitorio, la ecuación de flujo de estado semi-estacionario, pueden ser combinadas y presentadas en una figura de escala adimensionales en escala de log-log. (Figura 7)

Figura 7. Curva Tipo Fetkovich.



Fuente: Tesis “Análisis de los tipos de curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y curva tipo Fetkovich para un yacimiento de gas.”
Abreu, Noriannys y Rodríguez Sandy 2011.

Las curvas tipo Fetkovich fueron desarrolladas para yacimientos homogéneos, y también pueden ser usadas para analizar datos de largos periodos de producción de petróleo o gas, para pozos fracturados hidráulicamente. La técnica se basa en la declinación reflejada en el pozo, debido al el periodo de flujo pseudo-radial y al efecto de los límites exteriores del yacimiento en la respuesta de presión en los pozos. Las curvas tipo incluyen la acción transitoria (transiente) o infinita y los periodos de flujo predominantes. La Tasa de Producción vs. Tiempo y la Producción Acumulada vs. Tiempos transitorios están caracterizados por un parámetro de correlación definido como la relación entre el radio de drenaje externo y el radio aparente del pozo, r_e/r_{wa} , mientras que el régimen de flujo del estado pseudo estable está caracterizado por la constante de declinación de J. J. Arps,

1.6.1.3.1. Procedimiento para el uso de las Curvas Tipo de Fetkovich.

1. Graficar la tasa real de producción Vs tiempo usando unidades prácticas sobre papel log-log con la misma cantidad de ciclos que la misma curva tipo a usar.
2. Colocar el gráfico construido sobre las curvas tipo y moverlo de tal forma que los ejes de coordenadas se mantengan paralelos con él, hasta conseguir la curva tipo que mejor ajuste tenga con la gráfica construida en el paso anterior.
3. Leer de la curva tipo ajustada el valor de “b” que indica la clase de declinación que se tiene. Además de tomar un punto de ajuste que caiga sobre la curva tipo ajustada y leer las coordenadas q_D y t_D , para luego despejar el valor de D_n de la ecuación

$$D_n = \frac{t_D}{t} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.11}$$

En la figura 7 se observa que para un t_D entre 0.2 y 0.3 todas las curvas se unen, esto se debe a que en dicho rango se encuentra el límite entre el período transitorio (transiente) y el de agotamiento o declinación (depleción), comportándose como una declinación de producción de tipo exponencial. El ajuste del comportamiento de producción de un pozo, yacimiento o campo mediante la ecuación de Arps, es válido sólo para el periodo de agotamiento. De seguro si se emplean dichas ecuaciones en el periodo transitorio, los valores del exponente de declinación (b) serán mayores a 1 para lograr el mejor ajuste.

1.6.1.3.2. Reconocimiento del tipo de Declinación en base a las Curvas Tipo de Fetkovich.

Fetkovich desarrolló una serie de curvas tipo $\log t_D$ vs $\log q_D$, que permiten analizar rápidamente la declinación de producción de pozos, campos y yacimientos. Están basadas en soluciones analíticas de las ecuaciones de flujo de producción a presión de fondo constante de un pozo centrado en un yacimiento de área de drenaje circular sin flujo en el límite exterior.

$$t_D = D_n * t \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.12}$$

$$q_D = q_t/q_i \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.13}$$

Donde:

t_D : Tiempo adimensional.

D_n : Declinación nominal inicial, (día^{-1} , mes^{-1} , año^{-1}).

t: Tiempo (días, años o meses).

q_D : Tasa de producción adimensional.

q_t : Tasa de producción a un tiempo t (SCF/día, SCF/mes, SCF/año).

q_i : Tasa de producción a un tiempo t_i (SCF/día, SCF/mes, SCF/año).

Todas estas ecuaciones semi empíricas de la tasa de declinación se pueden deducir a partir de la siguiente ecuación:

$$q = \frac{1}{(b \cdot t_D + 1)^{\frac{1}{b}}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.14}$$

Cuando $0 < b < 1$, la ecuación de declinación hiperbólica coincide con lo anterior.

Cuando $b = 0$, la ecuación para la declinación exponencial queda de la siguiente forma:

$$q = e^{-t_D} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.15}$$

Y para $b=1$, la ecuación de declinación armónica es la siguiente:

$$q = \frac{1}{1+t_D} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.16}$$

Debido a que el análisis de las curvas de declinación representa una técnica eficaz para estudiar el comportamiento de producción de un yacimiento, campo o pozo, el mismo se utiliza frecuentemente en la industria de petróleo y gas para realizar programas de planificación de producción y evaluar mediante análisis económicos

las inversiones futuras destinadas a actividades de mantenimiento e incremento de potencial. Así mismo, tiene gran importancia para poder determinar los precios de los hidrocarburos teniendo una idea clara acerca del pronóstico de la producción de los mismos

1.6.2. Método Volumétrico

Este método es uno de los más empleados en campos nuevos donde se cuenta con poca información, con el propósito de tener una idea global del reservorio y de las reservas de gas que este contiene. Y no por ello es descartable para analizar yacimientos que ya han tenido una etapa de producción.

Aquí, el volumen que se encuentra en el espacio poroso del reservorio es transformado a volúmenes de gas a condiciones estándar, y el volumen neto del reservorio que contiene las reservas de gas es determinado por la información geológica, basada en el análisis de corazones, análisis de registros, registros durante la perforación y ensayos de pozo como son DST, Bild Up, entre otros.

La extensión geométrica se representa, generalmente, por mapas de campo junto a las curvas de nivel de las zonas productivas a una escala en la que sea posible visualizar la estructura, relieve o espesor del yacimiento. Para los cálculos del volumen poroso existen dos clases de mapas: mapas isópacos y mapas isovolumétricos. El mapa isópaco es un mapa que representa las líneas de igual espesor neto de la zona productora, sin embargo esta representación no permite tener una idea exacta del volumen del yacimiento para las acumulaciones de gas debido a las posibles variaciones en la porosidad entre los pozos.

El volumen de reservorio es generalmente, determinado por planimetría utilizando los mapas isópacos de los espesores netos del reservorio. El gas en el yacimiento, a medida que disminuye la presión, puede cambiar algunas propiedades, y el

volumen poroso disponible puede permanecer constante (con lo cual el gas permanece distribuido en todo el yacimiento manteniendo la saturación inicial) o disminuir debido a la intrusión de agua en el yacimiento, con lo cual se reflejarán cambios en la saturación de gas.

La ecuación volumétrica es útil para estimar reservas iniciales del yacimiento o en cualquier estado de depleción. Durante el periodo de desarrollo, antes de que los límites del yacimiento se definan con precisión, es conveniente calcular el volumen de gas por acre-pie de roca. El producto entre esta cifra y por la mejor estimación del volumen del yacimiento, presentará la mejor estimación del volumen de gas disponible en el yacimiento en cuestión.

El gas original en sitio o (OGIP) puede ser calculado, a condiciones estándar, mediante la siguiente relación:

$$\text{OGIP} = \frac{43560 \cdot A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - s_{wi})}{B_{gi}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.17}$$

Donde:

OGIP: Gas original en sitio

A: Área del yacimiento (Acres)

h: Espesor neto del yacimiento (ft)

ϕ : Porosidad del yacimiento

S_{wi} : Saturación de agua inicial

B_{gi} : Factor volumétrico inicial del gas (ft³/SCF)

El factor volumétrico del gas puede ser expresado como el volumen de gas en superficie (a condiciones estándar) por cada unidad de volumen de gas en yacimiento (a las respectivas condiciones termodinámicas), y se puede expresar como:

$$B_{gi} = \frac{P_{sc} * T * Z}{P * T_b * Z_b} \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.18}$$

Donde,

P : Presión del yacimiento.

P_b : Presión estándar.

T : Temperatura del yacimiento.

T_b: Temperatura estándar.

Z y Z_b : Factores de compresibilidad del gas en yacimiento y superficie.

Si se cuenta con los datos adecuados, la ecuación volumétrica se tornará confiable.

Considerando lo anterior, para un yacimiento natural volumétrico (sin acuífero ni producción de agua), el gas producido o acumulado puede ser estimado así:

$$G_p = 43560 * A * h * \phi * (1 - S_{wi}) * \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{gr}} \right) \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.19}$$

Teniendo en cuenta que B_{gr} es el factor volumétrico de formación del gas remanente en el yacimiento.

Como una consideración adicional, los yacimientos de gas con empuje hidrostático tienen un factor de recuperación menor que los yacimientos volumétricos de gas, a causa de la invasión del acuífero a los pozos productores. Así pues, los yacimientos con un alto empuje por agua suelen presentar una recuperación que está alrededor de un 50 % o 80 %, comparado con un 80 % o 90 % de los yacimientos volumétricos.

1.6.3. Método de Balance de Materiales

Este método toma en cuenta varios factores que en el método volumétrico no se consideraron. Sin embargo, este método estudia el yacimiento como un todo debido a las interacciones existentes en el mismo, como la migración del gas de una parte a otra tanto en yacimientos con empuje hidrostático como en yacimientos volumétricos.

A grandes rasgos el método de balance de materiales es:

- ✓ La aplicación de la ley de conservación de la materia a la producción de fluidos de un yacimiento.
- ✓ Balance entre los materiales en el yacimiento (subsuelo) y los materiales producidos (superficie).
- ✓ La consideración de que una masa bajo una condiciones determinadas (P,T), es igual a la misma masa bajo condiciones diferentes (P_1, T_1), lo cual permite relacionar la producción de fluidos con la caída de presión que ocurre en el yacimiento.

La ecuación de balance de materiales se emplea, generalmente, en la industria hidrocarburífera, para:

- ✓ Determinación de hidrocarburos iniciales en el yacimiento (OOIP y OGIP).

- ✓ Evaluar la cantidad de fluidos presentes en el yacimiento en un tiempo determinado. Pronóstico del comportamiento de un yacimiento (producción acumulada vs. presión).
- ✓ Determinar la interferencia generada por el agua (connata o intrusiva).
- ✓ Conocer el tipo de empuje del yacimiento.

$$\text{Masa Producida} = \text{Masa Inicial} - \text{Masa Remanente}$$

Dado el balance de materiales para el gas y cada uno de sus compuestos, se puede realizar un balance de materiales en término de los moles para cada compuesto:

$$N_p = N_i - N_f \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.20}$$

Donde,

N_p : Número de moles producidos.

N_i : Número de moles iniciales.

N_f : Número de moles finales (remanentes).

Es necesario determinar que el término “final” denota una etapa posterior de producción y no una etapa de abandono necesariamente.

1.6.3.1. Balance de materiales para yacimientos de gas.

La ecuación de Balance de Materiales (EBM) considera tres mecanismos de producción responsables del recobro en yacimientos de gas; siendo estos los siguientes:

- ✓ Expansión del gas por declinación de presión

- ✓ Empuje de agua proveniente de un acuífero activo asociado al yacimiento de gas.
- ✓ Expansión de agua connata y reducción del volumen poroso por compactación al ocurrir disminución de la presión de los poros

De esta manera se puede obtener la ecuación de balance de materiales a partir del siguiente balance:

Volumen fluidos producidos = Vaciamiento a cond. yto.

$$\text{Volumen fluidos producidos} = G_p B_g + W_p B_w \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.21}$$

Dónde:

G_p : gas producido acumulado hasta una presión P , (SCF)

B_g : Factor volumétrico del gas a (P, T_f) , (ft^3/SCF)

W_p : Agua producida acumulada hasta presión P , (SCF)

B_w : Factor volumétrico del agua a (P, T_f) , (ft^3/SCF)

El espacio dejado por el vaciamiento generado por la producción de los fluidos es llenado por la:

- ✓ Expansión del gas
- ✓ Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso
- ✓ Intrusión de agua

Teniendo en cuenta estos tres mecanismos de producción se puede escribir la ecuación de vaciamiento en la forma siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Vaciamiento} &= G(B_g - B_{gi}) \dots\dots\dots \text{Expansión del gas.} \\ &+ \Delta V_w - \Delta V_p \dots\dots\dots \text{Expansión del agua connata} \\ &\quad \text{y reducción de volumen poroso} \\ &+ W_e \dots\dots\dots \text{Intrusión de agua} \end{aligned}$$

La expansión de agua connata (ΔV_w) y reducción del volumen poroso (ΔV_p), se pueden obtener de las siguientes ecuaciones generales:

$$\Delta V_w = C_w * V_w * (P_i - P) \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.22}$$

$$V_w = V_p * S_{wi} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.23}$$

$$\Delta V_p = C_f * V_p * (P_i - P) \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.24}$$

$$V_p = \frac{G * B_{gi}}{1 - S_{wi}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.25}$$

$$\Delta V_w + \Delta V_p = \frac{G * B_{gi}}{1 - S_{wi}} * (C_f + (C_w * S_{wi})) (P_i - P) \dots\dots\dots \text{Ecuación 1.26}$$

Dónde:

G: Gas original en sitio (SCF)

B_{gi}: Factor volumétrico del gas a (P_i, T_f), (ft³/SCF)

W_e: Intrusión de agua (ft³)

C_w: Compresibilidad del agua (lpc-1)

V_w: Volumen de agua connata (ft³)

V_p: Volumen poroso (ft³)

S_{wi}: Saturación inicial de agua

Cf: Compresibilidad de la formación (lpc)

Pi: Presión inicial del yacimiento (lpc)

P: Presión del yacimiento a un tiempo dado (lpc)

Combinando las ecuaciones anteriores se obtiene la ecuación de balance de materiales considerando los tres mecanismos de producción:

$$\frac{Gp}{G} = \underbrace{\left(1 - \frac{Bg_i}{Bg}\right)}_{\text{Mecanismo de Expansión de Gas}} + \underbrace{\frac{Bg_i}{Bg} \left(\frac{CwSw_i + Cf}{1 - Sw_i}\right)}_{\text{Mecanismo de Expansión del Agua Connata y Reducción del Volumen Poroso}} \Delta p + \underbrace{\frac{(We - WpBw)}{GBg}}_{\text{Intrusión de Agua}}$$

El factor volumétrico del gas se define como la relación del volumen que ocupa el gas en el yacimiento, con respecto al volumen que ocuparía en la superficie, y se representa por la ecuación:

$$Bg = \frac{0.02827 * Z * T}{P} \left(\frac{\text{ft}^3}{\text{SCF}}\right) = \frac{0.005035 * Z * T}{P} \left(\frac{\text{Bbl}}{\text{SCF}}\right) \dots \dots \dots \text{Ecuación 1.27}$$

1.6.3.2. Ventajas y Limitaciones de la Ecuación de Balance de Materiales.

La principal ventaja de la ecuación de balance de materiales es que provee una valiosa comprensión del comportamiento del yacimiento, y de la contribución de los mecanismos de desplazamiento al recobro. En el caso de yacimiento con razonable comunicación de fluidos, la ecuación de balance de materiales ofrece un método de cálculo de petróleo o gas original en sitio, así como los efectos de un posible acuífero, usando datos de producción y presión reales. La ecuación de balance de materiales es el único método que emplea respuestas dinámicas del yacimiento como la producción, para la estimación de los volúmenes originales de fluidos en sitio. Es decir, lo que determina la ecuación de balance de materiales es el volumen de fluidos en el yacimiento que es afectado por la producción.

La respuesta dinámica del fluido del yacimiento para la producción se manifiesta en el cambio de presión. De esta manera el fluido original en sitio calculado por la ecuación de balance de materiales es un indicativo del volumen en comunicación con el pozo. En contraste, el método volumétrico para la determinación de volúmenes en sitio es un método estático, no diferencia las áreas conectadas de las aisladas. Por esta razón, el volumen de fluidos en sitio calculado por la ecuación de balance de materiales no puede ser más alto que el calculado volumétricamente, suponiendo una estimación volumétrica acertada.

1.7. IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS PROSPECTIVAS A PARTIR DEL RADIO DE DRENAJE

El radio de drenaje de un pozo representa una imagen areal, para el caso circular, de la zona del yacimiento drenada por el pozo. Los radios de drenaje ayudan a

identificar visualmente, mediante mapas de burbuja, las zonas que no han sido drenadas hasta un momento determinado; con lo cual se pueden identificar las áreas prospectivas para la perforación *Infill*.

Para identificar estas áreas prospectivas se debe, como primera medida, calcular los radios de drenaje de cada pozo (más adelante se detallará el procedimiento). Se debe considerar que el cálculo de los radios de drenaje se hace basado en la distribución de la producción del campo.

Una vez se calculen los radios, y considerando el mapa del campo con la ubicación exacta de los pozos de debe proceder a señalar los radios de drenaje en el mapa (asegurándose que se encuentren en la misma escala) para poder identificar así, visualmente, las áreas prospectivas.

Posteriormente, se procede a la identificación y selección de las áreas prospectivas, para lo cual debe considerarse que ésta se realiza en parte bajo el criterio del evaluador y siguiendo ciertas pautas o criterios predefinidos que se mencionan a continuación:

1. Las áreas prospectivas deben estar por fuera de la influencia de los radios de drenaje de los pozos vecinos.
2. Deben ser áreas de un acreaje significativo, cercano al espaciamiento actual del campo,
3. Preferiblemente estar ubicadas lejos de pozos con causales de inactividad o abandono (baja producción, seco)

Es de destacar, que los criterios mencionados para la elección de las áreas prospectivas son propuestos por diferentes autores como una posible guía para

identificar estas áreas de la manera que consideraron más conveniente, por lo cual no son de cumplimiento obligatorio y, como se citó anteriormente, están sujetos a criterio del evaluador.

Una vez seleccionadas las áreas prospectivas se procede con la identificación y la ubicación de los posibles pozos *infill*, para esto se recomienda codificar cada área dependiendo de su ubicación, y situar el pozo en el centro del área registrando las coordenadas de este punto.

Si dado el caso, después de la evaluación se considera que existe un sitio con mejores características que puedan asegurar una mayor probabilidad de encontrar hidrocarburo, se puede sugerir, a manera de nota, su reubicación en un nuevo sitio.

Dado el caso que la base de datos del campo no cuente con los radios de drenaje de cada pozo, estos deberán ser calculados, utilizando el método volumétrico.

1.8. YACIMIENTO

Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Este concepto implica la correlación de dos aspectos fundamentales para la industria petrolera como lo son las consideraciones geológicas y las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento.

Algunas condiciones fundamentales deben estar presentes para que exista un yacimiento, como son: la porosidad de la roca, el volumen total del yacimiento y la presencia de hidrocarburos en sitio dada por el porcentaje de saturación. Otras variables importantes son: la permeabilidad de la roca, la viscosidad de los fluidos, la presión y la temperatura del yacimiento.

1.8.1. Yacimientos de gas.

Son aquellos yacimientos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo.

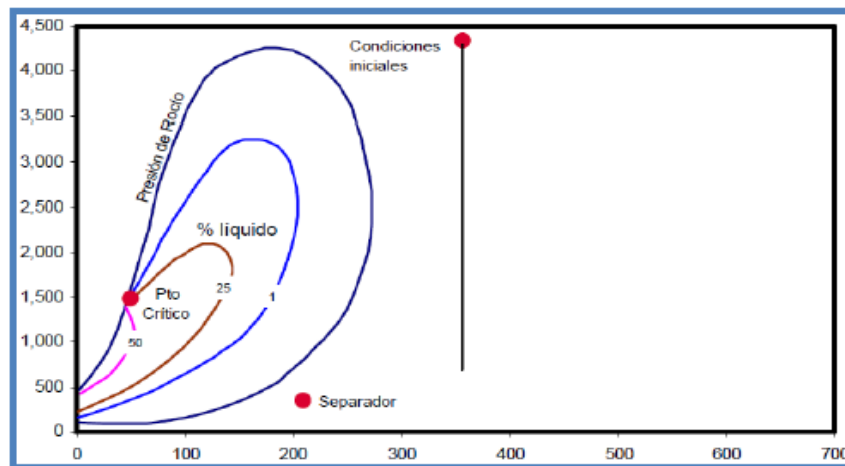
1.8.1.1. Clasificación de los Yacimientos de Gas

1.8.1.1.1 Yacimientos de Gas Seco

Cuando se produce una relación gas-petróleo mucho mayor que 100.000 SCF/STB el fluido es comúnmente llamado Gas Seco. Un gas seco o natural consiste fundamentalmente en metano con poca cantidad de etano y posiblemente muy pequeños porcentajes de otros componentes de hidrocarburos más pesados.

La temperatura del yacimiento es mayor que el punto cricondentérmico al igual que la temperatura de superficie en el separador, por lo que los hidrocarburos líquidos no se condensarán en este sistema, ni en el yacimiento ni en la superficie (Figura 8).

Figura 8. Diagrama de Fases Yacimientos de Gas Seco.



Fuente: Modificado de "Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos". Paris de Ferrer, Magdalena. Venezuela. 2009.

Los gases secos pueden contener vapor de agua el cual se condensará, cuando las condiciones lo determinen. Tanto a condiciones de yacimiento durante la etapa de explotación como a condiciones de superficie (separadores) el sistema se encuentra en estado gaseoso.

1.8.1.1.2 Yacimiento de Gas Húmedo

La palabra "húmedo" en la expresión "gas húmedo" no significa que el gas es mojado por el agua, se refiere a que el gas contiene algunas moléculas de hidrocarburos más pesados que el gas seco, que en condiciones de superficie forman una fase líquida.

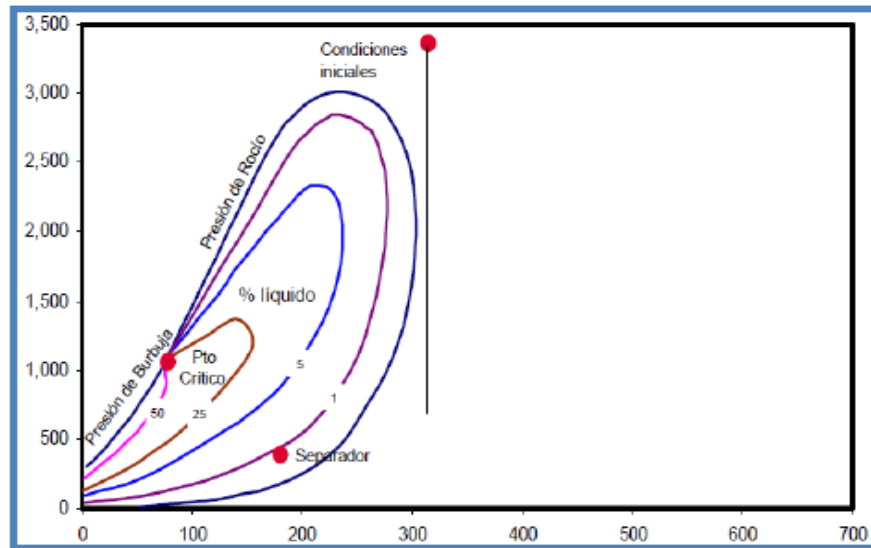
Entre los productos líquidos producidos en esta separación se tiene butano y propano. Los gases húmedos se caracterizan por RGP en la superficie algo menores a 100.000 SCF/STB, asociados con petróleos usualmente con gravedad mayor que 50° API.

Un gas húmedo normalmente contiene más componentes de hidrocarburos más pesados que el gas seco. La región de dos fases es algo más extensa que la correspondiente al gas seco y el punto crítico se encuentra a una temperatura mucho mayor.

La temperatura del yacimiento excede al punto cricondentérmico, de modo que en este caso durante la explotación del yacimiento, el fluido siempre permanecerá en estado gaseoso, como una sola fase (Figura 9).

Las condiciones de presión y temperatura en la superficie (separador) se encuentran en la región de las dos fases, de modo que una fase líquida se formará o condensará a medida que el fluido es transportado hasta el separador.

Figura 9. Diagrama de fases yacimientos de gas húmedo.



Fuente: Modificado de “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”. Paris de Ferrer, Magdalena. Venezuela. 2009.

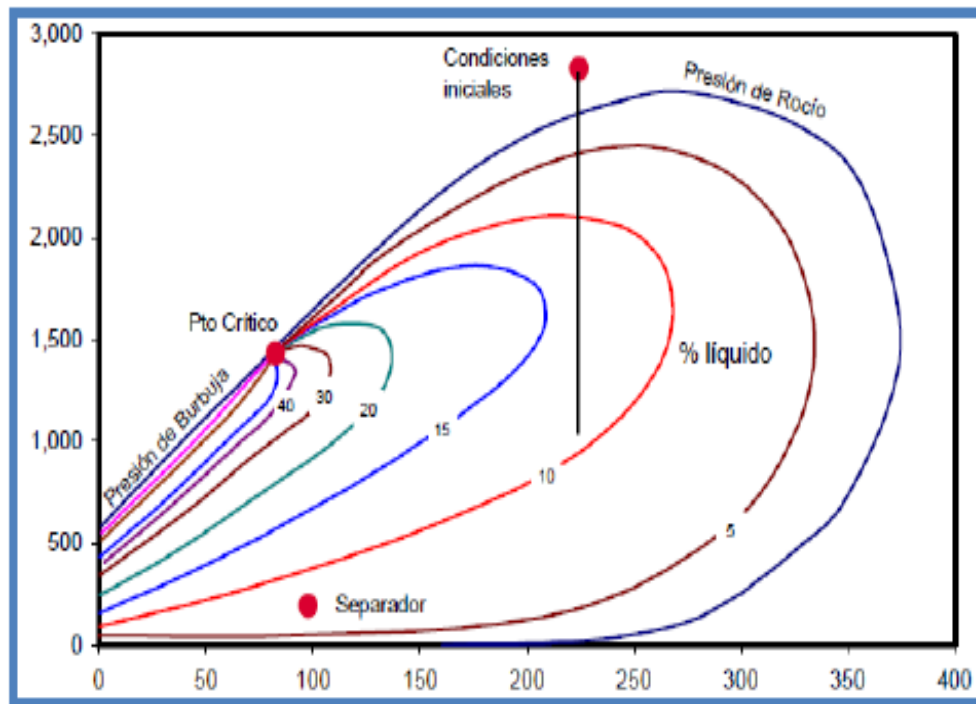
1.8.1.1.3. Yacimiento de Gas Condensado

Los yacimientos de gas condensado producen líquidos de color claro o sin color en la superficie, con gravedades por encima de 45° API y RGP de 5.000 a 60.000 SCF/STB. El gas condensado contiene más componentes pesados que el gas húmedo y usualmente se encuentra a profundidades mayores a 5.000 pies. La temperatura del yacimiento está entre la temperatura crítica y el punto cricodontérmico del sistema del yacimiento (Figura 10).

Un gas condensado presenta condensación retrógrada isotérmica en un rango de temperaturas (200-400 °F) y presiones (3.000-8.000 lpc) normales en el yacimiento. La presión del yacimiento inicialmente está por encima de la presión de rocío correspondiente a la temperatura del yacimiento. El gas en un yacimiento de condensado contiene líquido disuelto en cantidades que dependen de las condiciones de depósito y la temperatura del yacimiento.

A medida que la presión del yacimiento declina durante el proceso de explotación, la condensación retrógrada tiene lugar en el yacimiento. Y cuando el yacimiento es producido, la RGP tiende a aumentar debido a la pérdida de algunos componentes pesados del líquido formado en el yacimiento.

Figura 10. Diagrama de Fases Yacimientos de Gas Condensado.



Fuente: Modificado de “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”. Paris de Ferrer, Magdalena. Venezuela. 2009.

En su camino hacia el tanque de almacenamiento el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie. Cuanto más rico en componentes pesados (C5+)

sea el gas condensado menor es la RGC y la gravedad API del condensado. Además el color se torna oscuro.

1.8.1.2. Límites del yacimiento.

Son las fronteras o barreras que definen el volumen de yacimiento. Entre los factores geológicos que limitan las acumulaciones de gas y crudo se encuentran las lutitas impermeables, así como también calizas compactas, anhidrita, rocas ígneas y rocas metamórficas deformadas estructuralmente en anticlinales, sinclinales, monoclinales y fallas. Estos límites también pueden ser productos de cambios litológicos, tales como lentes o cambios de facies geológicas. Igualmente, adelgazamientos discordantes de la formación pueden ser considerados factores geológicos confinantes.

1.8.1.3 Presión del yacimiento.

La presión del yacimiento es muy importante porque es la que induce al movimiento del fluido desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de estos a la superficie.

La presión estática de fluido en un yacimiento, es la presión que existe cuando no hay alteraciones mecánicas o de flujo. Dicha presión denota la presión que existe al frente de la formación petrolífera cuando se interrumpe por un lapso de tiempo determinado la producción, de manera que se restaure la presión en el fondo del pozo resultante de la columna de gas y de líquido, Esta presión restaurada es la presión en la zona petrolífera y por consiguiente representa la presión del yacimiento en condiciones de equilibrio.

A medida que los pozos producen hay declinación o decrecimiento de la presión en el transcurso de la vida productiva del yacimiento. En general, se llega a un límite económico de productividad que plantea ciertas alternativas. Anticipadamente a la declinación antieconómica de la presión, se puede intentar restaurarla y mantenerla mediante la inyección de gas y/o agua al yacimiento, con

finés de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente.

La presión en los yacimientos es, en general, directamente proporcional a la profundidad en una proporción lineal, información que ha podido obtenerse de afloramiento de formaciones geológicas que constituyen también el yacimiento. Estas formaciones, saturadas de agua, acumulan una presión hidrostática correspondiente a la elevación entre el afloramiento y el petróleo del yacimiento. Para la mayoría de los campos la presión aproximada del yacimiento se puede estimar antes del descubrimiento del mismo, multiplicando la profundidad en pies debajo del nivel hidrostático por el gradiente de la columna de agua (0,433 lpc/pies).

Existen sin embargo, muchas excepciones a esta regla, especialmente a profundidades mayores de 7000 pie, teniendo como explicación muy probable, el estado de fluencia de las rocas bajo el peso de los sedimentos superpuestos. A estas profundidades el límite elástico de algunos componentes de la roca es excedido estando expuesto a deformaciones plásticas.

1.8.1.4. Fuerzas activas del yacimiento.

Los fluidos que contiene el yacimiento están sujetos a la acción de fuerzas naturales que afectan su movimiento a través del medio poroso. Dichas fuerzas son:

1.8.1.4.1. Fuerzas de Presión:

La presión de un yacimiento es aquella que existe bajo condiciones de equilibrio. En general, aumenta con la profundidad y es el resultado del estado de las rocas bajo el peso de la columna geo-estática, comunicación con un acuífero y por los fluidos contenidos en el yacimiento.

1.8.1.4.2. Fuerzas Capilares:

Resultan del esfuerzo combinado de tensiones superficiales e interfaciales de líquidos, forma y tamaño de los poros, y propiedades de la roca.

1.8.1.4.3. Fuerzas Viscosas:

Son aquellas que se oponen al movimiento como resultado de la fricción interna producida por las fuerzas intermoleculares del fluido.

1.8.1.4.4. Fuerzas de Gravedad:

Resultan de las diferencias entre las densidades de los fluidos presentes en el yacimiento.

2. MÉTODOS PARA DETERMINAR EL POTENCIAL *INFILL*

Los métodos descritos a continuación han sido desarrollados por diversos autores, generalmente para condiciones diferentes de trabajo.

2.1. MÉTODO DEL MOSAICO (VENTANA DE MOVIMIENTO O VENTANA MÓVIL)

La técnica del mosaico fue desarrollado originalmente por MGV Energy Inc. para la determinación del potencial de relleno (perforación *infill*) en yacimientos de gas no convencionales. La técnica es una extensión del método descrito por Voneiff y Cipolla en 1996, y se describe en Guan et al. (2002). Consiste en un conjunto de análisis locales, cada uno en una “ventana móvil” centrada alrededor de un pozo existente. A diferencia del método de Voneiff y Cipolla, la técnica de mosaico emplea un análisis más riguroso, basando su modelo de análisis en cada ventana móvil.

El modelo se basa en una combinación de la ecuación de balance de material y la ecuación de flujo de estado pseudoestable, simplificado por el supuesto de que muchas de las propiedades son constantes dentro de una ventana individual. El resultado es una regresión lineal multi-variable (4D) que se aplica dentro de cada ventana:

$$BY = f(VBY, Gp/A, A) \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.1}$$

Dónde:

BY = Mejor año. Los mejores 12 meses consecutivos de producción divididos por 12. BY se ha demostrado que se correlaciona bien con la producción a largo plazo

(Voneiff y Cipolla, 1996). BY se utiliza como un indicador de la tasa de producción en la ecuación de flujo de estado pseudoestable.

VBY = Mejor año virgen. BY de un pozo virgen. Efectos de agotamiento se eliminan mediante el cálculo del BY de un área local en un momento antes de agotamiento usando una regresión 2D de BY Vs Fecha de inicio del pozo. VBY se utiliza como sustituto de kh en la ecuación de flujo de estado pseudoestable.

G_p/A = Producción acumulada dividida por la separación de los pozos.

A = Separación entre los pozos. Área de polígono de Voronoi alrededor de cada pozo, en base a localizaciones de pozos. Se utiliza como sustituto de la zona de drenaje en la ecuación de flujo de estado pseudoestable y la ecuación de balance de materiales.

Los coeficientes de regresión para cada ventana se determinan mediante la regresión de estos parámetros para los pozos dentro de cada ventana. Las ventanas son de tamaño limitado, por ejemplo, 3.000 acres, y generalmente contienen de 5 a 20 pozos. Si el número de pozos en una ventana es inferior a un valor mínimo, por ejemplo, 3-5, se utiliza una regresión regional o global en lugar de una regresión local.

Una vez que los coeficientes de la ecuación de regresión se determinan para cada ventana, el rendimiento puede ser estimado, para pozos de relleno, sustituyendo los valores apropiados para las condiciones de los candidatos *infill* (distancia entre los pozos, G_p/A , VBY). El resultado de este análisis es una predicción del BY para un nuevo pozo *infill*, siendo compensando por cada pozo existente. Los resultados son aproximados, debido a las suposiciones inherentes en el procedimiento, aunque sigue siendo útil. Como se informó por Guan et al. (2002), el análisis del mosaico puede determinar, de forma fiable, el potencial de relleno para grupos de pozos, a menudo dentro de un 10% de precisión. Sin embargo, las predicciones de pozos individuales pueden presentar errores hasta de 30% a 50% en algunos

casos. Cuando se dispone de datos geológicos, a menudo hay acuerdo entre las características geológicas y las tendencias de los indicadores de producción previstos por el análisis del mosaico.

Las principales ventajas de la técnica de ventana móvil son su velocidad y su dependencia, únicamente, de la ubicación y los datos de producción. Se utiliza, rutinariamente, para llevar a cabo estudios *infill* de proyectos que consisten en miles de pozos y pueden ser usado para evaluar toda una cuenca, con poca inversión de tiempo y personal.

2.1.1. Análisis de Tendencias de Producción.

La práctica habitual en los estudios de mosaico es la integración de las tendencias de producción con la arquitectura y las propiedades del yacimiento para ayudar en la comprensión del desempeño del yacimiento. Correlacionar la producción con la ubicación ayuda a establecer la sensibilidad de la producción a las características geológicas.

2.1.2. Campo Ozona

El campo de Ozona, se encuentra en el condado de Crockett, en el suroeste de Texas y contiene dos arenas productoras importantes (la Sand Canyon y la Sand Penn) con cerca de 1.800 pozos. Estas arenas son depósitos de turbiditas complejas caracterizadas por capas gasíferos lenticulares a profundidades de 1.829 a 2.286 m (6.000 a 7.500 pies) con la permeabilidad de menos de 0.001 a más de 0.10 mD. El desarrollo de este campo se inició en la década de 1960 en

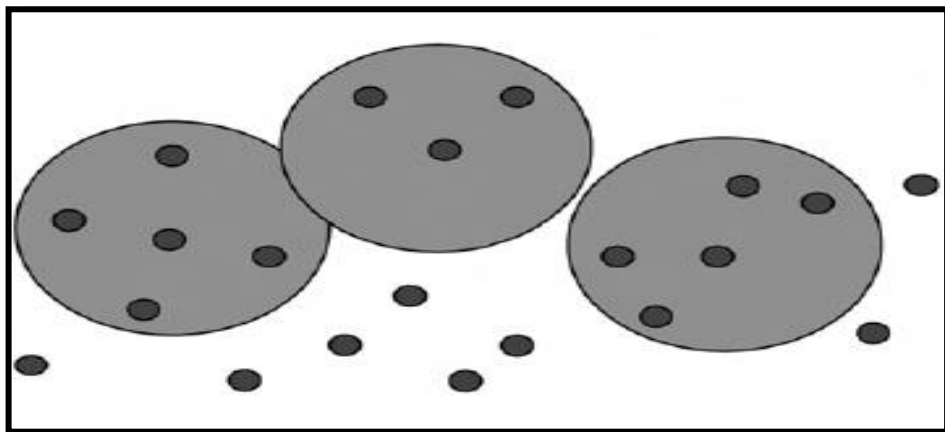
1.3 km² (320 acres) de espaciamento, con perforación de relleno posterior de 0,65 y 0,32 km² (160 y 80 acres) de espaciamento. Más tarde, se le concedió 0,16 km² (40 acres) de espacio para la mayor parte del campo en 1995.

Los estudios de producción y geología del Campo Ozona mostraron limitada continuidad entre los pozos en las arenas productoras y una alta heterogeneidad en las calidades de la arena en distancias cortas. Por lo tanto, la interferencia entre pozos no es esperada en el campo.

El gran número de pozos existentes y la naturaleza compartimentalizada de las arenas impidió el desarrollo de un análisis detallado del depósito para determinar el potencial de perforación de relleno en el campo de Ozona.

Voneiff y Cipolla aplicaron por primera vez la técnica de ventana móvil para determinar la posibilidad de perforación de relleno en el campo de Ozona. Los resultados de su estudio identificaron 1.246 candidatos de relleno que representan 18 mil millones de m³ (635.664.000.000 ft³) de reservas adicionales en el campo.

Figura 11. Esquema del método de la ventana móvil.



Fuente: GUAN, L; DU, Y. "Fast Method Finds *Infill* Drilling Potentials in Mature-Tight Reservoirs". SPE 91755. Mexico. Noviembre 2004.

Usando este método, no sólo fueron capaces de cuantificar el número de pozos de relleno y las reservas de relleno, sino que también fueron capaces de identificar la ubicación de los pozos de relleno en un plazo de tiempo corto.

La Formación Milk River es una formación de gas superficial en la cuenca sedimentaria occidental Canadá y se desarrolló en 0,65 Km² (160 acres) de espaciamiento entre pozos. Hudson aplicó el método estadístico rápido para determinar los potenciales de relleno en un plazo de tiempo muy corto. Si el potencial *infill* para la Formación Milk River en un 900 pozos, en un espacios de 809 Km² (200.000 acres) de superficie. Después de validar esta técnica por el historial de rendimiento de la producción de los nuevos pozos perforados, se determinó el rendimiento *infill* para pozos con espaciamientos entre 0,65 Km² (160 acres) y 0,32 km² (80 acres). Además, se pudieron identificar 896 locaciones candidatas para perforación *infill* con 8,9 millones de m³ (346.083.700.000 ft³) de reservas de gas mediante el uso de esta técnica.

Además de las aplicaciones en los campos antes mencionados, la técnica de ventana móvil también se ha aplicado con éxito en el campo Cotton Valley en el este de Texas, la Formación Mesaverde en la cuenca de San Juan, la formación Morrow en la cuenca del Pérmico y el campo Austin's Chalk para cuantificar el potencial *infill*.

GUAN ha evaluado sistemáticamente la exactitud de la técnica de ventana móvil, llegando a la conclusión de que esta técnica puede predecir con precisión el potencial *infill* en un grupo de candidatos *infill* dentro de un rango del 10 % de error. Sin embargo, para pozos individuales o grupos muy pequeños, el error en la predicción del potencial *infill* puede presentar errores de aproximadamente un 50 %.

El método puede predecir el rendimiento de los pozos *infill* (candidatos) de manera individual o un promedio para grupos de pozos, razonablemente bien, incluso cuando la productividad del pozo ha disminuido significativamente debido al agotamiento. Al mismo tiempo, la precisión de predecir el potencial *infill*, ya sea para pozos individuales o un promedio para un grupo de pozos, disminuye a medida que aumenta la heterogeneidad.

La precisión de predecir el rendimiento de los pozos candidatos aumenta con el aumento del número de pozos en el proyecto.

En un esfuerzo por explicar por qué el método rápido no predice con precisión el rendimiento *infill* para ciertos pozos individuales, Guan examinó detalladamente los pozos que fueron sobreestimados o subestimados y se encontró que la causa principal es una alta variabilidad local en la permeabilidad. Por ejemplo, este método subestima el rendimiento de un pozo *infill* en una zona de baja permeabilidad pero en cuyas inmediaciones se encuentran zonas de alta permeabilidad, la cual no es conocida para el pozo.

El método rápido se basa en el análisis de las ubicaciones de los pozos y los datos de producción. Por lo tanto, si no se perforan pozos en las regiones locales de alta permeabilidad, el método rápido no será capaz de predecir un mayor rendimiento de relleno para la zona en particular. La situación opuesta también se produce lo que resulta en una sobreestimación de rendimiento de relleno en ciertos casos.

Guan también observó que algunos de los errores más grandes se producen en regiones escasamente perforadas del yacimiento. Cuando el número de pozos en una ventana particular es inadecuado, la correlación obtenida hará predicciones regionales o globales, en vez de presentar predicciones a nivel local. Una correlación regional o global, obviamente, no va a predecir el rendimiento local con mayor precisión que una correlación local.

Dado que este método predice adecuadamente el rendimiento de los candidatos *infill* de manera grupal, se recomienda que a la hora de desarrollar un programa de desarrollo *infill* de un campo, se divida la cuenca o campo en pequeñas áreas en las cuales se encuentren grupos de pozos, que analizar cada pozo individualmente.

Con base en los resultados de estudios anteriores, se sugiere el uso de este método rápido como una herramienta de detección del potencial *infill* en un yacimiento volumétrico de gas, que posea miles de pozos.

En estos casos, es casi imposible llevar a cabo estudios de yacimientos convencionales, por lo que la técnica de ventana móvil se puede utilizar para evaluar toda una cuenca en cuestión de días, requiriendo poco personal. Los resultados de esta técnica permitirán, a los evaluadores, elegir las áreas a las cuales se les debería prestar mayor atención en estudios posteriores.

2.1.3. Limitaciones del método.

Sin embargo se pueden encontrar algunas limitaciones para esta técnica:

- ✓ El supuesto de que el yacimiento es homogéneo en cada ventana móvil (área de estudio) es razonable muchos yacimientos. Pero hay yacimientos cuyas propiedades cambian drásticamente en áreas pequeñas. Algunos yacimientos tipo laberinto están conformados por canales y cuerpos de roca cuyas propiedades cambian de manera drástica como si se tratara de un puzle. Así pues, no se deberá dar mucha confianza a la ventana móvil para estos casos.

- ✓ Cuando se encuentra que el rendimiento de nuevos pozos es peor que los antiguos pozos, no se sabe si fue el agotamiento o la variación en las propiedades de roca lo que provocó la caída de la producción en los pozos. Por otra parte, los cambios en la tecnología de completamiento y producción durante un período de tiempo largo también pueden enmascarar el efecto del agotamiento.

- ✓ Esta técnica se desarrolló principalmente para yacimientos de gas cerrados. A partir del estudio de parámetros de sensibilidad, se supo que la permeabilidad media del yacimiento tiene una gran influencia en la precisión de la estimación. Por lo tanto, cuando aplicaron esta tecnología en yacimientos de alta permeabilidad, los errores de predicción podrían aumentar.

2.2. MÉTODO DE INVERSIÓN RÁPIDO.

El método de inversión rápida es otro enfoque para la selección de un candidato para perforación *infill* y de re-terminación del pozo, que ha sido desarrollado recientemente por Gao y McVay (en el año 2004) en la Universidad de Texas.

Este método utiliza la simulación de yacimientos combinado con ajuste histórico automático. Un simulador de yacimientos sirve como modelo directo, que calcula las respuestas de producción para los datos de descripción. Entonces, los coeficientes de sensibilidad se calculan y se utilizan internamente en la inversión de los datos de la historia de producción para estimar la permeabilidad del campo. Finalmente, basándose en la permeabilidad del campo estimada y el modelo directo, el evaluador tomará las decisiones pertinentes para la selección de los candidatos para perforación *infill*.

2.2.1. Metodología

Dado que el método de inversión rápida es basado en simulación, se requiere de todos los datos necesarios para inicializar un simulador de yacimiento (por ejemplo, distribuciones de propiedades del yacimiento, propiedades PVT, la presión del yacimiento) para aplicar el método. Sin embargo, dado que el objetivo de este método es realizar una estimación rápida y aproximada del potencial *infill*, este enfoque no lleva a cabo un estudio detallado de caracterización de yacimientos. En cambio, en una aplicación inicial, simplemente utiliza cualquier información disponible. Por ejemplo, los mapas de la propiedad del yacimiento se utilizan, si están disponibles, de lo contrario, el modelo se inicializa con valores medios uniformes.

Este uso de la tecnología de inversión de simulación de yacimientos en el método Gao y de McVay difiere de una simulación típica de yacimientos en la escala de aplicación. Otra diferencia del método de inversión rápido es, que en lugar de producir el cambio histórico de producción y presión como resultados de salida, este enfoque produce pozos *infill* candidatos con determinadas presiones y tasas estimadas de flujo. Esto es porque el método se basa principalmente en la ubicación del pozo, fácilmente disponible, y datos de producción.

2.2.2. Modelo directo

El modelo directo se utiliza para calcular el rendimiento de los pozos y el yacimiento en un simulador de yacimientos convencionales de gas 2D.

Los Coeficientes de sensibilidad son derivadas parciales de las variables de respuesta de producción con respecto a los parámetros del yacimiento y son

necesarios para el parámetro de inversión. La reducción del coste para el cálculo de coeficientes de sensibilidad puede mejorar significativamente la eficiencia computacional del proceso de inversión.

Este método de inversión rápida utiliza la técnica de Pulso-Espectro Generalizado Modificado (MGPST) para calcular coeficientes de sensibilidad. El MGPST fue propuesto por primera vez por Chu mediante el uso de las ideas básicas de Tang y produce los coeficientes de sensibilidad en una ejecución de la simulación. Sin embargo, el sistema lineal a ser resuelto, depende del número de pozos en comparación con el número de parámetros. Dado que el número de pozos es generalmente mucho menor que el número de bloques de la cuadrícula, la MGPST es muy eficiente.

Como se mencionó anteriormente, las aplicaciones típicas de ajuste histórico automático se hacen con pozos limitados con caudales constantes. Los coeficientes de sensibilidad derivados son, por lo general, la presión de fondo o el corte de agua con respecto a parámetros tales como la permeabilidad y porosidad. En el enfoque de Gao y de McVay, corren las simulaciones con la presión de fondo fluyendo estimada y coinciden en los datos de producción. Por lo tanto, los coeficientes de sensibilidad derivados son la tasa de producción con respecto a permeabilidades. La derivación de los coeficientes de sensibilidad en su método inverso se discute a continuación.

La ecuación que rige el flujo simplificado es:

$$A_p = b \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.2}$$

Donde

A es la matriz de elementos de flujo,

p es el vector de presión del grupo de pozos,

b está compuesta de las presiones conocidas, la tasa de flujo y α , que se relaciona paso del tiempo, la temperatura, la compresibilidad y el volumen poroso.

Tomando la derivada parcial de la ecuación anterior con respecto a la permeabilidad de cada uno de los bloques de la grilla y al simplificar, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial p}{\partial k_i} = A^{-1} \left(\frac{\partial b}{\partial k_i} - \frac{\partial A}{\partial k_i} p \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.3}$$

Tomando la derivada parcial de la ecuación de Peaceman con respecto a la permeabilidad de cada bloque i, se obtuvo la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial q}{\partial k_i} = \frac{\partial J}{\partial k_i} (P - P_{wf}) + J \frac{\partial p}{\partial k_i} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.4}$$

Sustituyendo $\frac{\partial p}{\partial k_i}$ de la ecuación 2.3 en la ecuación 2.4, se obtuvo la siguiente expresión para los coeficientes de sensibilidad de los datos de producción en todos los bloques de la cuadrícula a un valor de permeabilidad, k_i :

$$\frac{\partial q}{\partial k_i} = \frac{\partial J}{\partial k_i} (P - P_{wf}) + J A^{-1} \left(\frac{\partial b}{\partial k_i} - \frac{\partial A}{\partial k_i} p \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.5}$$

En la ecuación 2.5, solo son calculados los coeficientes de sensibilidad en los bloques de la grilla con pozos. Esto significa que se debe calcular la matriz inversa

de A, sólo las filas de A^{-1} corresponden a los bloques que necesitan ser analizados.

2.2.3. Modelo Inverso

El objetivo principal de la modelización inversa es reducir al mínimo las diferencias entre las respuestas de producción observados y simulados. Matemáticamente, esto se puede expresar como:

$$\min \|d - g[m]\|_2^2 \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.6}$$

Donde

d es el vector de los N puntos de datos de observación,

g es el modelo hacia adelante,

m es el vector de los M parámetros, permeabilidades, en la inversión del problema y

$\|\cdot\|_2^1$ denota la norma euclidiana.

A determinada iteración, la serie de expansión de Taylor de primer orden de g[m] en torno m_i se toma como:

$$g(m) = g(m_i) + G\delta m \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.7}$$

Donde

m es el vector de parámetros M en la iteración I,

G es la matriz de coeficientes de sensibilidad,

δm es el vector de los cambios de parámetros en la iteración l .

Por lo tanto, se la siguiente ecuación para el vector de datos, en la iteración l :

$$\varepsilon = d - g(m_1) = G\delta m \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.8}$$

Ahora la ecuación 2.6 puede ser resuelta mediante la minimización de la ecuación 2.9 y la actualización del vector de parámetros de la ecuación 2.10.

$$\|\varepsilon - G\delta m\|_2^2 = \left[\sum_{i=1}^N (\varepsilon_i - \sum_{j=1}^M G_{ij} \delta m_j)^2 \right] \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.9}$$

$$m = m_1 + \delta m \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.10}$$

Puesto que hay un gran número de parámetros relativos a la cantidad de datos observados, los problemas inversos suelen ser mal presentados, lo que resulta en soluciones no únicas e inestables. Con el fin de remediar la mala presentación del modelo inverso, Gao y McVay aumentaron la función objetivo mediante la adición de otros dos términos:

$$\|\varepsilon - G\delta m\|_2^2 + \gamma_1 \|\delta m\|_2^2 + \gamma_2 \|L_h \delta m\|_2^2 \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.11}$$

En la función objetivo, en la ecuación 2.10, el primer término es el término de ajuste entre los datos que minimiza la diferencia entre las respuestas de los datos de producción observados y calculados. El segundo término, la restricción de norma, se asegura de que el modelo final no es significativamente diferente del modelo anterior. La restricción de la suavidad, el tercer término de la ecuación

(10), proporciona cierta continuidad espacial de las propiedades del yacimiento. En esta función objetivo, γ_1 y γ_2 son factores de ponderación especificados por el usuario y L_h es el operador espacial diferencial de segundo orden.

Matemáticamente, la minimización de la función objetivo anterior es igual a la resolución de la siguiente matriz aumentada:

$$\min \left\| \begin{bmatrix} G & 0 \\ \gamma_1 & I \\ \gamma_2 & L_h \end{bmatrix} \delta m - \begin{bmatrix} \varepsilon \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \right\| \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.12}$$

En el método de inversión rápida, la factorización de los mínimos cuadrados se utiliza como un solucionador iterativo de la matriz dispersa, para resolver el sistema lineal aumentado de manera eficiente. Después de la obtención de las perturbaciones de permeabilidad, δm , las permeabilidades del campo se actualizan y se continúan las iteraciones hasta que se obtiene la convergencia.

2.3. MÉTODO DE ÁREAS DE DRENAJE A PARTIR DEL MÉTODO VOLUMÉTRICO

El propósito fundamental de este método es la ubicación grafica de las áreas de drenaje de cada pozo, en un mapa del campo, asegurándose que las dimensiones del área graficada estén en la misma escala que el mapa del campo.

Dado que el área de drenaje de un pozo representa una imagen real, generalmente circular, de la zona drenada de un yacimiento, estas ayudaran a identificar visualmente, mediante mapas de burbuja, las zonas que no han sido drenadas hasta el momento del análisis; en consecuencia su implementación puede ayudar en la identificación de las áreas prospectivas para la perforación *infill*.

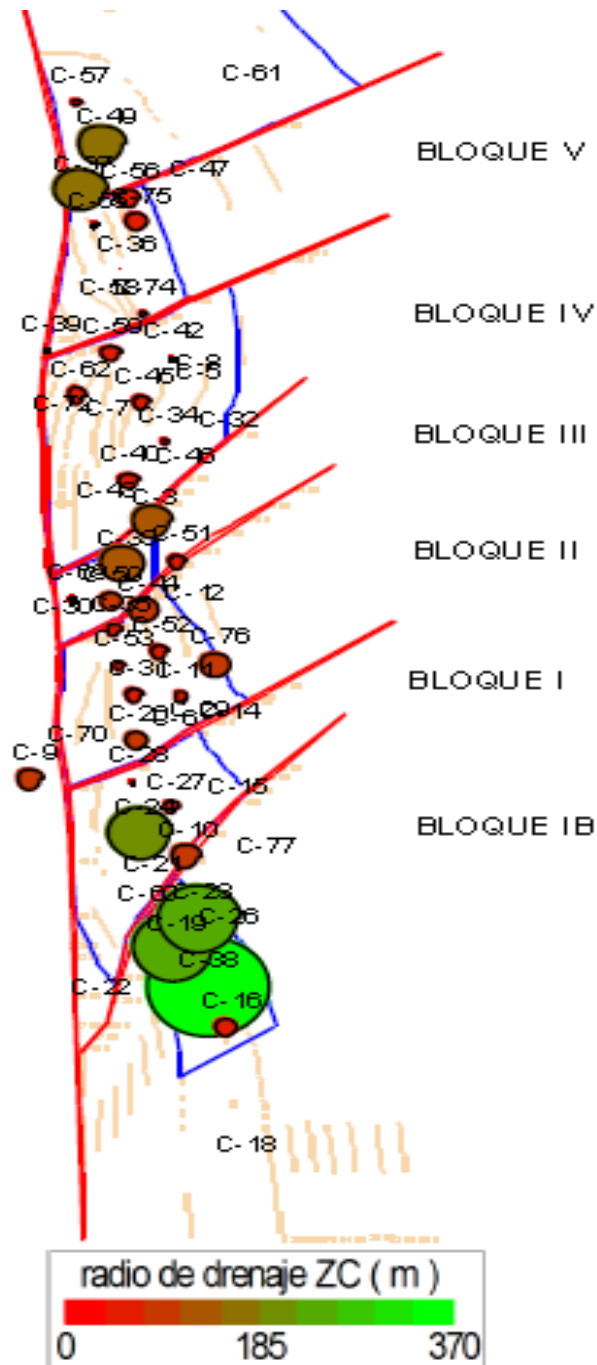
El concepto de área de drenaje se implementara por medio de mapas de burbuja y se utilizara como criterio para la identificación y selección de áreas prospectivas para la perforación *infill*. Para la identificación de estas áreas, se debe calcular los radios de drenaje de cada pozo, definiéndolos por unidad productora que se está teniendo en cuenta en el proceso de selección.

Posterior al cálculo de los radios de drenaje, y teniendo el mapa del campo con la ubicación exacta de los pozos se procederá a graficar los radios (figura 12) de drenaje en torno al pozo respectivo, cerciorándose que se encuentre en la misma escala, para poder identificar visualmente las áreas prospectivas. Dado que el proceso de evaluación se realiza por unidad productora, si se cuenta con esta información, se recomienda crear un mapa por cada una de estas donde se graficaran, únicamente, los radios de drenaje correspondiente a la unidad productora respectivamente.

Posterior a la ubicación grafica de las áreas de drenaje respectivas para cada pozo, es la identificación y selección de las áreas prospectivas, para lo cual, si bien es cierto que influye el criterio personal del evaluador, se recomienda seguir ciertas pautas o criterios fundamentales: (1) las áreas prospectivas deben estar por fuera de la influencia de los radios de drenaje de los pozos vecinos, (2) deben ser áreas de un acreaje significativo, preferiblemente cercano al espaciamiento actual de los pozos del campo y (3) se debe procurar que no se encuentre cercanas a pozos con los siguientes causales de inactividad o abandono: Baja producción, Seco, Intrusión de agua.

Es importante destacar que los criterios citados anteriormente, para la selección de áreas prospectivas, son propuestos por los autores como una posible guía para llegar a identificar estas áreas, por lo cual no son de cumplimiento obligatorio y están sujetas al criterio del evaluador.

Figura 12. Radios de drenaje.



Fuente: Tesis “Metodología para la perforación de pozo *infill* en un campo maduro con ambiente de depositación fluvial. Aplicación campo colorado”. Rodríguez, R. y Bernal, J. 2009.

Una vez seleccionadas las áreas prospectivas se procede con la identificación y la ubicación de los posibles pozos *infill*, para lo cual se recomienda nombrar cada área con un código dependiendo de la arena y del bloque en que esta se encuentre, también ubicar el pozo en el centro de cada área registrando las coordenadas de este punto. Si dado el caso después de la evaluación se considera que existe un sitio con mejores características que pueda asegurar una mayor probabilidad de encontrar el hidrocarburo, se puede sugerir su reubicación especificando el nuevo sitio.

2.3.1. Calculo de los radios de drenaje.

Para el cálculo del radio de drenaje debe tenerse en cuenta que dependiendo de la condición del yacimiento existen dos formas para obtener la ecuación que es necesaria para el cálculo del radio de drenaje:

- Si el yacimiento se encuentra bajo empuje hidráulico, es decir, no hay una aparente declinación de la presión de yacimiento debido al influjo de agua y/o empuje de agua, se recomienda usar la siguiente ecuación:

$$G_p = \frac{43560 * A * h * \phi * (1 - S_{wi} - S_{gr})}{B_{gi}} \text{ (SCF) Ecuación 2.13}$$

Resolviendo la ecuación anterior para el área de drenaje (r_{ev}) se tiene,

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{G_p * B_{gi}}{\pi * h * \phi * (1 - S_{wi} - S_{gr})}} \text{ (ft) Ecuación 2.14}$$

- Si el yacimiento es volumétrico, es decir, no hay influjo de agua para reemplazar el gas desplazado mediante el mantenimiento de la presión, se utilizaría la siguiente ecuación.

$$G_p = 43560 * A * h * \phi * (1 - S_{wi}) * \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{gr}} \right) \text{ (SCF)} \dots \text{Ecuación 2.15}$$

Resolviendo la ecuación anterior para el área de drenaje (r_{ev}) se tiene,

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{G_p}{\pi * h * \phi * (1 - S_{wi}) * \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{gr}} \right)}} \text{ (ft)} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.16}$$

Donde,

G_p : Gas producido (SCF)

A : Área drenada (Acres) o πr_{ev}^2

r_{ev} : Radio de drenaje (ft)

h : Espesor neto (ft)

ϕ : Porosidad (Fracción)

S_{wi} : Saturación de agua inicial

S_{gr} : Saturación de gas remanente

B_{gi} : Factor volumétrico de formación inicial (ft³/SCF)

B_{gr} : Factor volumétrico de formación remanente (ft³/SCF)

Los cálculos del radio de drenaje mostrados anteriormente están basados en cálculos volumétricos y no consideran la compresibilidad de los fluidos en el

yacimiento, como lo presentan McCain en la segunda edición de “The Property of Petroleum Fluids” y Craft, también en la segunda edición de “Applied Petroleum Engineering”.

2.3.2. Influencia del EUR

Después de tener plenamente identificadas y ubicadas las áreas prospectivas para la perforación *infill*, se debe considerar una etapa final como filtro de selección, el cual dependerá de la influencia que tenga el EUR (Enhance Ultimate Recovery) sobre las áreas prospectivas.

El EUR es un estimativo de las reservas recuperables de hidrocarburo que tendrá un pozo ya existente en cierto periodo de tiempo o hasta alcanzar una tasa límite de producción, usualmente conocido como límite económico. Este estimativo, si se cuenta con la información pertinente, será empleado para evaluar si es o no conveniente la perforación de un pozo *infill* en las áreas prospectivas, ya que conociendo el EUR de los pozos vecinos a estas áreas será posible conocer si, en un tiempo no muy lejano, las áreas prospectivas serán drenadas por los pozos existentes, haciendo que la perforación del pozo *infill* sea inviable.

El EUR se calcula utilizando métodos de interpolación aplicados a curvas de declinación (graficas de producción vs tiempo), de tal manera que si existen diferentes unidades productoras, se analicen independientemente. Con estos métodos se ajusta el comportamiento de la curva para poder extrapolarla y predecir un comportamiento futuro. Los modelos más utilizados para la predicción del comportamiento o análisis de las curvas de declinación son el exponencial,

parabólico y armónico. Para mayor comprensión del tema se recomienda estudiar con más detalle la sección de “Curvas de declinación” en el capítulo anterior.

Para tener una predicción del comportamiento de la producción, y por consiguiente un valor de EUR lo más real posible, debe analizarse el comportamiento de cada curva basándose en los eventos que han tenido los pozos en su vida productiva (aislamiento de zonas, acidificaciones, fracturamientos, limpiezas, cañoneos y recañoneos) para poder seleccionar el intervalo que mejor represente el comportamiento de la arena en la curva y así tener valores de EUR más reales. Se recomienda que de los intervalos seleccionados, para ser ajustados mediante los diferentes métodos de interpolación, se eliminen los datos que estén muy desviados del comportamiento aparente de la curva ya que pueden llegar a causar errores al momento de realizar el ajuste, ocasionando lecturas poco representativas del EUR.

Para poder ver la influencia que tendría el EUR sobre las áreas prospectivas es conveniente graficar esta producción futura de la misma forma que se graficó los radios de drenaje en la segunda etapa, esto se hace reemplazando el EUR en lugar de Gp en las fórmulas de radio de drenaje y calculando nuevos valores de saturaciones si es necesario, quedando de la siguiente manera,

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{EUR \cdot B_{gi}}{\pi \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi} - S_{ga})}} \text{ (ft)} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.17}$$

$$r_{ev} = \sqrt{\frac{EUR}{\pi \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) \cdot \left(\frac{1}{B_{gi}} - \frac{1}{B_{ga}}\right)}} \text{ (ft)} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.18}$$

Donde,

S_{ga} : Saturación de gas a condiciones de abandono

B_{ga} : Factor volumétrico de formación del gas a condiciones de abandono
(ft³/SCF)

Luego de obtener los nuevos radios de drenaje, pero en función del EUR, se debe proceder a montar en sus respectivas gráficas, junto con las áreas prospectivas a evaluar. Si se observa que los radios de drenaje calculadas a partir del EUR se interceptan con las áreas prospectivas, se deben especificar estas áreas y eliminarlas del proceso de selección debido a que no se consideran viables para la perforación *infill*, pues el hidrocarburo que se encuentra en ellas podrá ser drenado o producido, en un futuro cercano, por los pozos que se encuentran perforados en el campo.

2.4. MÉTODO DE ÁREAS DE DRENAJE A PARTIR DEL PRUEBAS DE PRESIÓN

De manera similar al método anterior, este método grafica el área de drenaje de cada pozo, en el mapa del campo, teniendo en cuenta que las dimensiones de las áreas de drenaje y del mapa del campo estén en las mismas dimensiones.

El procedimiento y los criterios de selección de las áreas prospectivas son idénticos al método anterior, solo difiere en el procedimiento del cálculo de las áreas de drenajes de cada uno de los pozos existentes, lo cual se lleva a cabo mediante el análisis de pruebas de presión (PBU o PDD)

2.4.1. Calculo de áreas de drenaje.

Es importante mencionar que la solución a la ecuación de difusividad, la cual es el pilar fundamental del análisis de pruebas de presión, es aplicable a fluidos ligeramente compresibles (líquidos) en los cuales las propiedades permanecen relativamente constantes, y su desarrollo se hizo para estos fluidos.

Sin embargo, para el flujo de gases reales en el yacimiento, la solución a la ecuación de difusividad requiere ser ajustada debido a que las propiedades físicas, como la viscosidad, el coeficiente de compresibilidad isotérmica y el factor Z, dependen fuertemente de la presión.

Modificando las ecuaciones desarrolladas para líquidos, al reemplazar la presión y el tiempo por las variables seudopresión y seudotiempo, se podrán tener en cuenta las variaciones de las propiedades del gas con la presión.

La exactitud se mejora si tanto para el análisis semilog como el log-log (curvas tipo) se utiliza la seudopresión en lugar de la presión. La seudopresión fue definida por Al Hussainy como:

$$m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu_g * Z} dp \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.19}$$

Donde,

P : Presión (psi)

μ_g : Viscosidad del gas

Z : Factor de compresibilidad del gas

Por lo cual, la ecuación de difusividad, reescrita en términos de la pseudopresión, queda:

$$\frac{\partial^2 m(p)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial m(p)}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu_g c_t}{k} \left(\frac{\partial m(p)}{\partial t} \right) \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.20}$$

Y de manera similar, la solución de la línea fuente, en variables adimensionales, se plantea en términos de m(p):

$$m_D(p) = p_D = -\frac{1}{2} E_i \left(-\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.21}$$

Usando la aproximación logarítmica de la función E_i, se obtiene:

$$m_D(p_{wf}) = p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0,80907 + 2S'] \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.22}$$

Donde,

$$S' = S + Dq_{sc} \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.23}$$

S' : Daño total

S : Daño verdadero de la formación

D : Coeficiente de no-Darcy (flujo turbulento)

q_{sc}: Caudal a condiciones estándar

El efecto de D es crear un daño aparentemente alto para tasas de producción altas. Aunque D varía con la presión (la cual estará variando al producir el pozo), por simplicidad se puede considerar constante como una aproximación aceptable.

2.4.1.1. Determinación de pseudopresiones.

Dado que en una prueba de presión las variables que se miden, para analizarlas posteriormente, son la presión en función del tiempo, se hace necesario determinar la pseudopresión, $m(p)$, en función de la presión.

La pseudopresión se puede presentar de la siguiente manera:

$$m(p) = 2 \sum_{i=2}^n \frac{1}{2} \left[\left(\frac{p}{\mu Z} \right)_{i-1} + \left(\frac{p}{\mu Z} \right)_i \right] (p_i - p_{i-1}) \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.24}$$

Para lo cual, se recomienda emplear una tabla u hoja de cálculo con el propósito de facilitar el desarrollo de la ecuación, tal y como se presenta a continuación:

El propósito de la tabla presentada es encontrar la pseudopresión correspondiente a determinada presión, por lo cual es necesario, antes de realizar la prueba de presión, realizar una prueba que permita conocer las propiedades del gas a determinadas presiones, pues estas son variables de entrada (viscosidad y factor de compresibilidad Z).

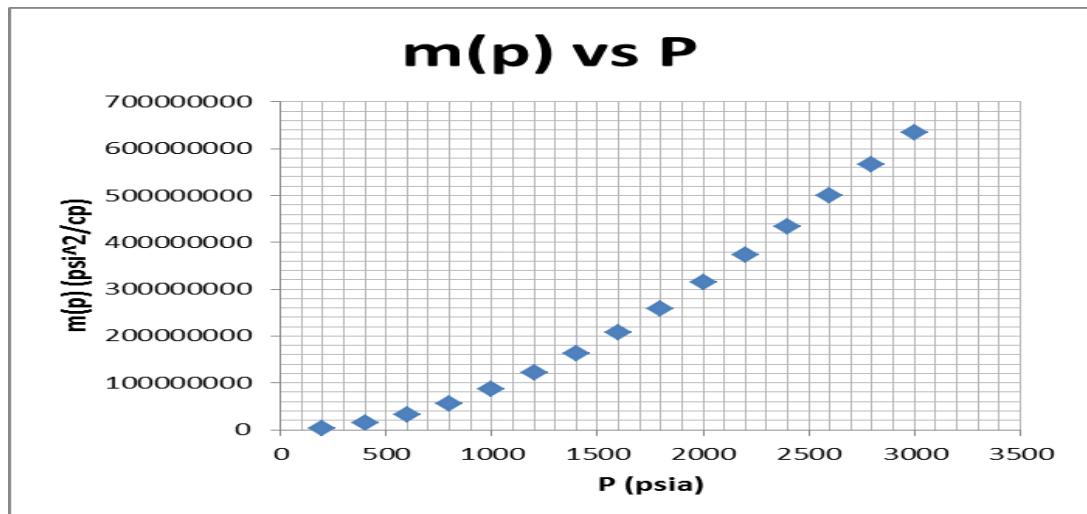
Tabla 1. Determinación de pseudopresiones.

P (psia)	μ (cp)	Z	$2^*(P/\mu Z)$	$2^*(P/\mu Z)_{avg}$		ΔP	$2^*(P/\mu Z)_{avg} * \Delta P$	m(P) (psia ² /cp)
				A	B			
200	0,01117	0,9768	36660,73	18330,37	200	3666073,50	3666073	
400	0,01176	0,9545	71270,00	53965,37	200	10793073,06	14459147	
600	0,01236	0,9322	104148,66	87709,33	200	17541865,33	32001012	
800	0,01297	0,9131	135101,96	119625,31	200	23925062,20	55926074	
1000	0,0136	0,8946	164385,00	149743,48	200	29948696,72	85874771	
1200	0,01423	0,8778	192136,89	178260,95	200	35652189,65	121526960	
1400	0,01488	0,8631	218018,82	205077,86	200	41015571,31	162542532	
1600	0,01555	0,8507	241904,06	229961,44	200	45992287,65	208534819	
1800	0,01622	0,8409	263941,27	252922,66	200	50584532,49	259119352	
2000	0,0169	0,8338	283864,70	273902,99	200	54780597,22	313899949	
2200	0,01759	0,8295	301557,72	292711,21	200	58542242,14	372442191	
2400	0,01828	0,828	317128,09	309342,90	200	61868580,50	434310772	
2600	0,01898	0,8292	330405,94	323767,01	200	64753402,48	499064174	
2800	0,01969	0,8329	341467,56	335936,75	200	67187349,48	566251524	
3000	0,02041	0,8389	350427,40	345947,48	200	69189495,39	635441019	

Fuente: Autores

Posteriormente se procede a graficar, preferiblemente con la ayuda de una herramienta de cálculo, m(p) vs P.

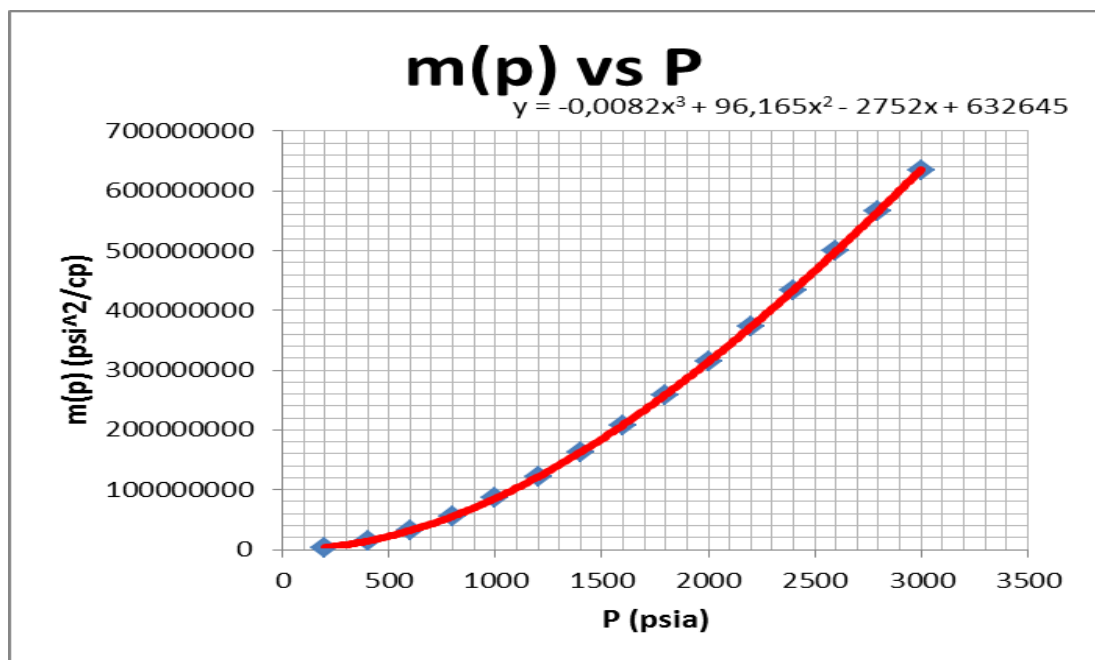
Figura 13. Grafica de m(p) en función de P.



Fuente: Autores.

Dado que al realizar una prueba de presión se obtienen diferentes valores de presión, y para cada uno de esos valores es necesario determinar su respectiva seudopresión, lo más práctico es realizar una regresión a los datos de $m(p)$ vs P y obtener una ecuación que modele adecuadamente la relación entre estas dos variables.

Figura 14. Regresión $m(p)$ vs P



Fuente: Autores

De esta manera, la ecuación que modelara apropiadamente la relación $m(p)$ vs P , para el ejemplo de estudio, y que permitirá calcular las seudopresiones respectivas para cada uno de los valores de presión de la prueba será:

$$m(p) = -0,0082 P^3 + 96,165 P^2 - 2752 P + 632645 \dots \text{Ecuación 2.25}$$

2.4.1.2. Aplicación de la síntesis directa de TIAB.

En unidades reales, la aproximación logarítmica de la función E_i es:

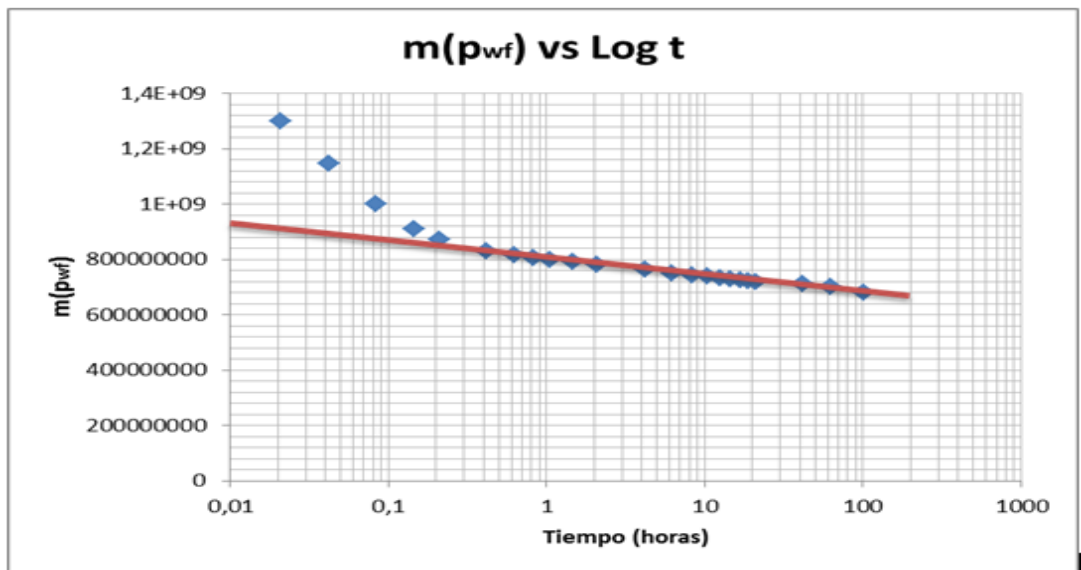
$$m(p_{wf}) = m(p_i) - \frac{1422 q_{sc} T}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu_g c_t r_w^2} \right) - 3,23 + 0,869 S' \right]$$

.....Ecuación 2.26

Por ende, tras obtener el modelo matemático que relación $m(p)$ en función de P , se procede a analizar las variables medidas (tiempo y presión de fondo de pozo). Así pues, se hace necesario realizar una gráfica semilog de $m(p_{wf})$ vs $\log t$, la cual será una línea recta en la porción en la que el yacimiento se comporta como infinito, cuya pendiente m_p permite calcular la permeabilidad:

$$k = \frac{1422 * q_{sc} * T}{m_p * h} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.27}$$

Figura 15. Zona de comportamiento infinito.



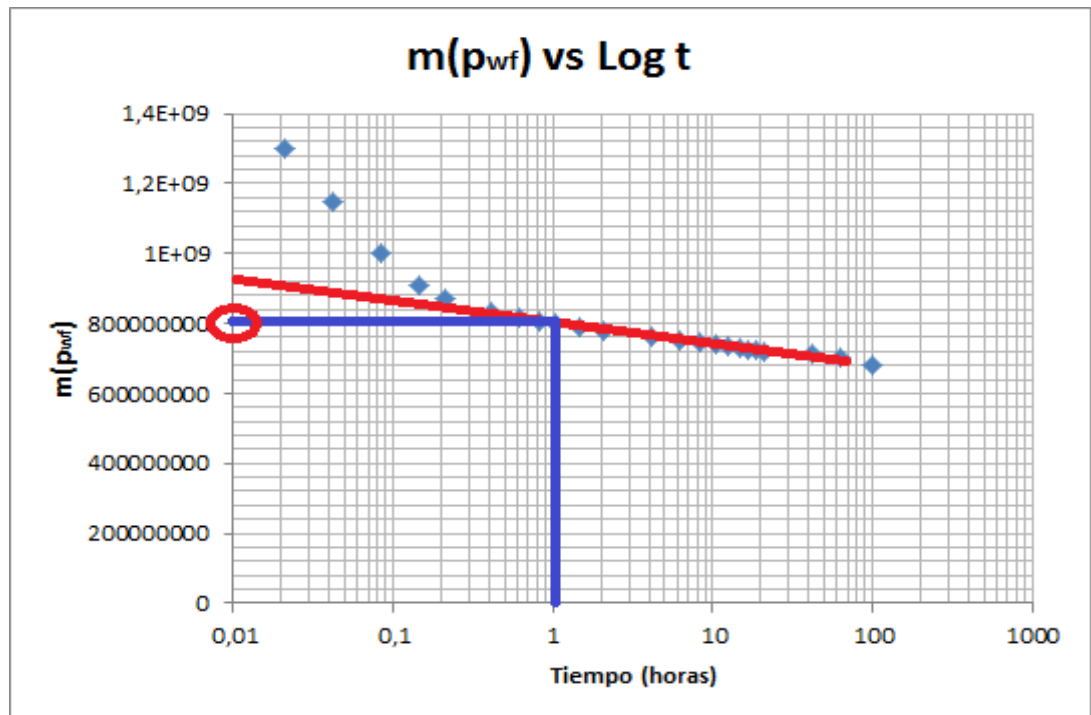
Fuente: Autores

Y el factor skin total, S' , se puede calcular a partir de:

$$S' = 1,151 \left[\frac{m(p_i) - m(p_{1 \text{ hr}})}{m_p} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g c_t r_w^2} \right) + 3,23 \right] \dots \dots \dots \text{Ecuación 2.28}$$

Donde $m(p_{1 \text{ hr}})$ corresponde a la pseudopresión, cuando ha transcurrido una hora de la prueba, en la interpolación de la gráfica semilog $m(p_{wf})$ vs $\log t$ cuando el yacimiento se comporta como infinito.

Figura 16. Interpolación de $m(p_{1 \text{ hr}})$



Fuente: Autores

La utilización de la síntesis directa de Tiab es una manera práctica de calcular el área de drenaje, para ellos se debe construir una gráfica logarítmica de $(t^*\Delta m'(p))$ vs t , y utilizar la siguiente ecuación:

$$A = \left(\frac{2,355 q T}{\emptyset (\mu c_t)_i h} \right) \frac{t_{pss}}{(t^*\Delta m'(p))_{pss}} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.29}$$

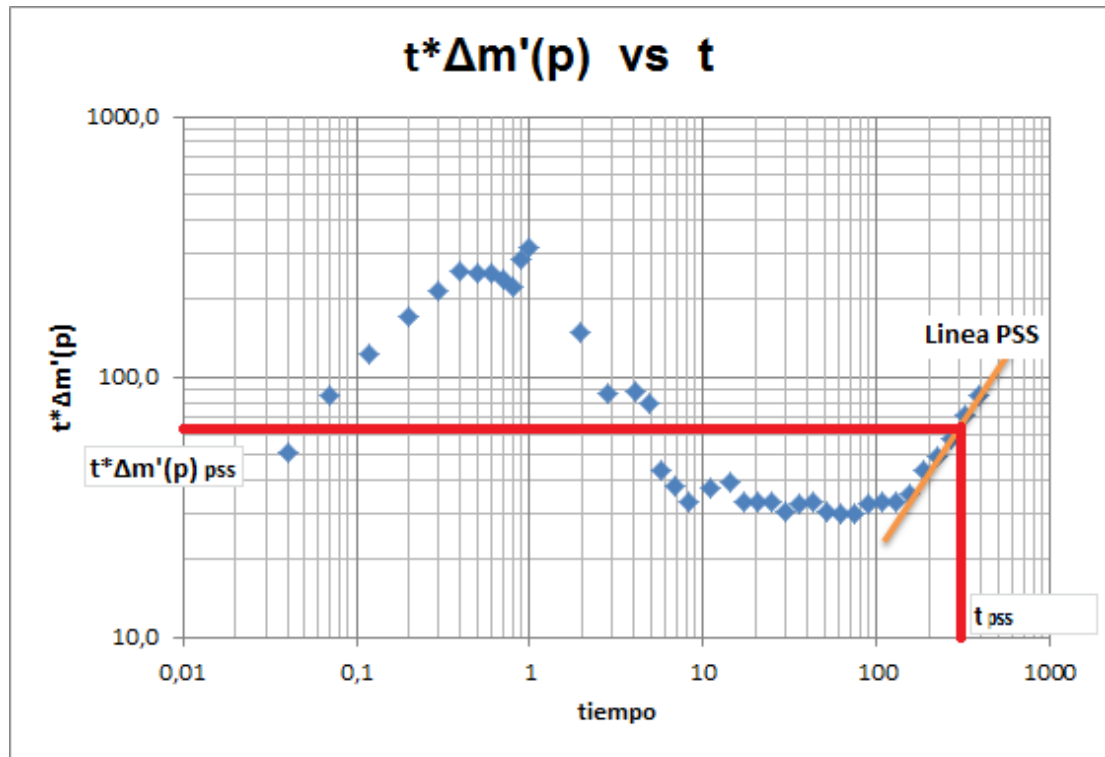
Donde los términos notados como “pss” son el resultado de leer la gráfica de logarítmica de $(t^*\Delta m'(p))$ vs t en el estado pseudoestable (Figura 17).

$t^*\Delta m'(p)$ se calcula en función del tiempo, para cada presión determinada mediante la prueba, así:

$$t * \Delta m'(p) = \left[\frac{\ln \left(\frac{t_i}{t_{i-1}} \right) \Delta P_{i+1}}{\ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_i} \right) \ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_{i-1}} \right)} + \frac{\ln \left(\frac{t_{i+1} t_{i-1}}{t_i^2} \right) \Delta P_i}{\ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_i} \right) \ln \left(\frac{t_i}{t_{i-1}} \right)} - \frac{\ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_i} \right) \Delta P_{i-1}}{\ln \left(\frac{t_i}{t_{i-1}} \right) \ln \left(\frac{t_{i+1}}{t_{i-1}} \right)} \right] \dots\dots\dots \text{Ecuación 2.30}$$

El procedimiento anterior se debe realizar para cada pozo presente en el yacimiento, y una vez se haya determinado el área de drenaje de cada uno, se proceden a graficar sobre el mapa del campo para identificar las áreas prospectivas para el desarrollo de perforación *infill*.

Figura 17. Grafica $t^* \Delta m'(p)$ vs t



Fuente: Autores

Los criterios de selección de las áreas, de manera similar al método anterior, dependen del evaluador; aunque también aplican las recomendaciones presentadas anteriormente.

3. APLICACIÓN DE MÉTODOS.

3.1. CAMPO BAKERSVILLE, OHIO

El campo Bakersville, ubicado en Ohio, produce desde dolomitas del periodo cámbrico ordovícico que se encuentra en la formación Beekmantown. El campo fue descubierto en 1980 y su desarrollo se extendió hasta 1991. La zona analizada se distingue en la figura 18 y el espaciamiento entre pozos es aproximadamente 118 acres. La producción aproximada es de 1,0 MMSCF/día. Su desarrollo se basó en la interpretación de sísmica 3D.

El campo fue descubierto en 1980 con la perforación del pozo Mizer # 1, y su desarrollo continuo hasta 1991.

Las secciones del campo que se estudiaran son 1, 2, 9 y 10 respectivamente. En estas cuatro secciones, el espaciamiento promedio entre pozos es de 118 acres, sin embargo, la densidad de pozos más alta se presenta en la sección 1, con aproximadamente 70 acres por pozo.

El campo presenta una alta heterogeneidad, llegando a presentar permeabilidades desde 0,024 mD en algunos pozos y alcanzando 3,18 mD en otros.

Por otra parte, el espesor de la formación varía entre 2 ft y 6 ft, con un promedio general de 5 ft el cual será utilizado con el propósito de facilitar los cálculos del análisis volumétrico.

3.1.1. Análisis Volumétrico

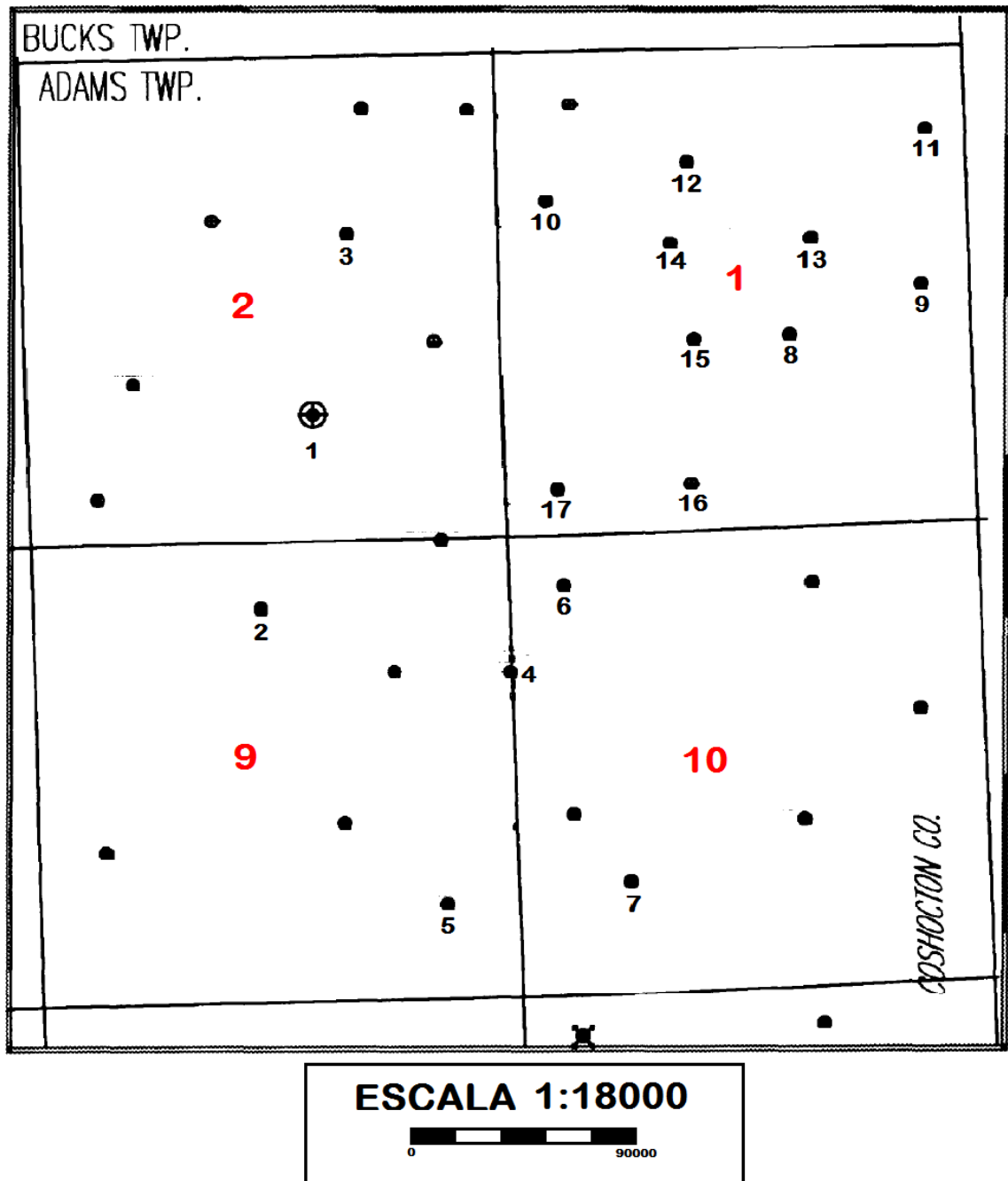
El propósito del análisis volumétrico, para este caso particular, es la determinación de las áreas de drenaje para cada pozo productor existente, sin embargo por la limitación y disponibilidad de la información, se analizaron los datos de producción de 17 pozos productores, cuyos datos se observan en la tabla 2 y sus ubicaciones en la figura 19. El gas producido fue determinado mediante el historial de producción.

Tabla 2. Datos de pozos productores.

No.	NOMBRE	ONLINE DATE	k mD	OGIP MMSCF	Gp MMSCF
1	Mizer # 1	09/1980	1,9	4129,36	2931,84
2	E. Hawk # 1	04/1981	0,082	109,35	77,64
3	Mizer # 3	05/1982	1,7	1403,98	996,83
4	Stahl # 5	04/1986	7	682,87	484,84
5	Philabaum # 1	05/1986	0,12	146,82	104,24
6	Stahl # 4	10/1987	1,9	351,00	249,21
7	Huff # 2	12/1986	1,1	1049,93	745,45
8	R. Ault # 1	03/1987	2,3	935,99	664,55
9	R. Ault # 2	03/1988	0,4	338,76	240,52
10	Mizer # 7	09/1990	3,18	1287,75	914,30
11	T. Glass # 1	01/1991	2,06	1052,99	747,62
12	Bennington # 1	01/1991	0,6	211,06	149,85
13	Glass Prop # 2	06/1991	0,45	477,17	338,79
14	Bennington # 2	06/1991	0,5	551,35	391,46
15	W. B. Coal # 6	01/1988	0,2	91,00	64,61
16	W. B. Coal # 7	01/1988	0,0237	246,23	174,82
17	W. B. Coal # 8	01/1988	0,024	34,41	24,43

Fuente: Autores

Figura 19. Área de estudio y pozos productores



Fuente: Modificado de "Evaluation of Infill Drilling Potential of the Beekmantown Formation, Bakersville Field, Coshocton County, Ohio. SPE 37335. Ohio. 1996.

3.1.2. Cálculo de Áreas de Drenaje a partir de G_p .

El gas inicial en las cuatro secciones analizadas (1, 2, 9 y 10) se estimó, mediante un modelo analítico, en 34615 MMSCF, con una porosidad del 30 % y una saturación de agua del 20 %. El factor volumétrico de formación inicial del gas, para una presión de 3100 psia, fue de 215 scf/ft³ (215 pies cúbicos de gas en superficie por cada pie cúbico de gas en yacimiento).

De manera similar, se estimó que al momento del análisis, en el año 1996, el factor volumétrico de formación del gas se encontraba en 62,4 scf/ft³, acompañado de una caída de presión drástica en los 14 años de producción del campo, la cual se estimó en un promedio aproximado de 1100 psia, a partir del análisis de datos de producción y de pruebas extensas de presión desarrolladas en el campo. Es importante rescatar que algunos pozos registraron presiones más altas mientras que en otros ocurrió lo contrario, variando desde 957 psia hasta 1245 psia.

Se procedió a calcular, para cada uno de los pozos productores, el área de drenaje, y posteriormente el radio de drenaje para poder graficar en el mapa del campo estas zonas drenadas.

El cálculo, para los 17 pozos productores analizados se realizó empleando la ecuación 2.15 del capítulo anterior y los resultados se relacionan en la tabla 3; mientras que para los demás pozos se determinó considerando un drenaje del 71 % del OGIP, asumiendo que la distribución inicial del gas era uniforme en el yacimiento, y que la separación de los pozos en las secciones 1 y 2 es de 70 acres, mientras que en las secciones 9 y 10 es de 118 acres. Esta decisión fue tomada teniendo como base la densidad promedio de pozos en el yacimiento, así como la densidad de pozos en la zona más poblada.

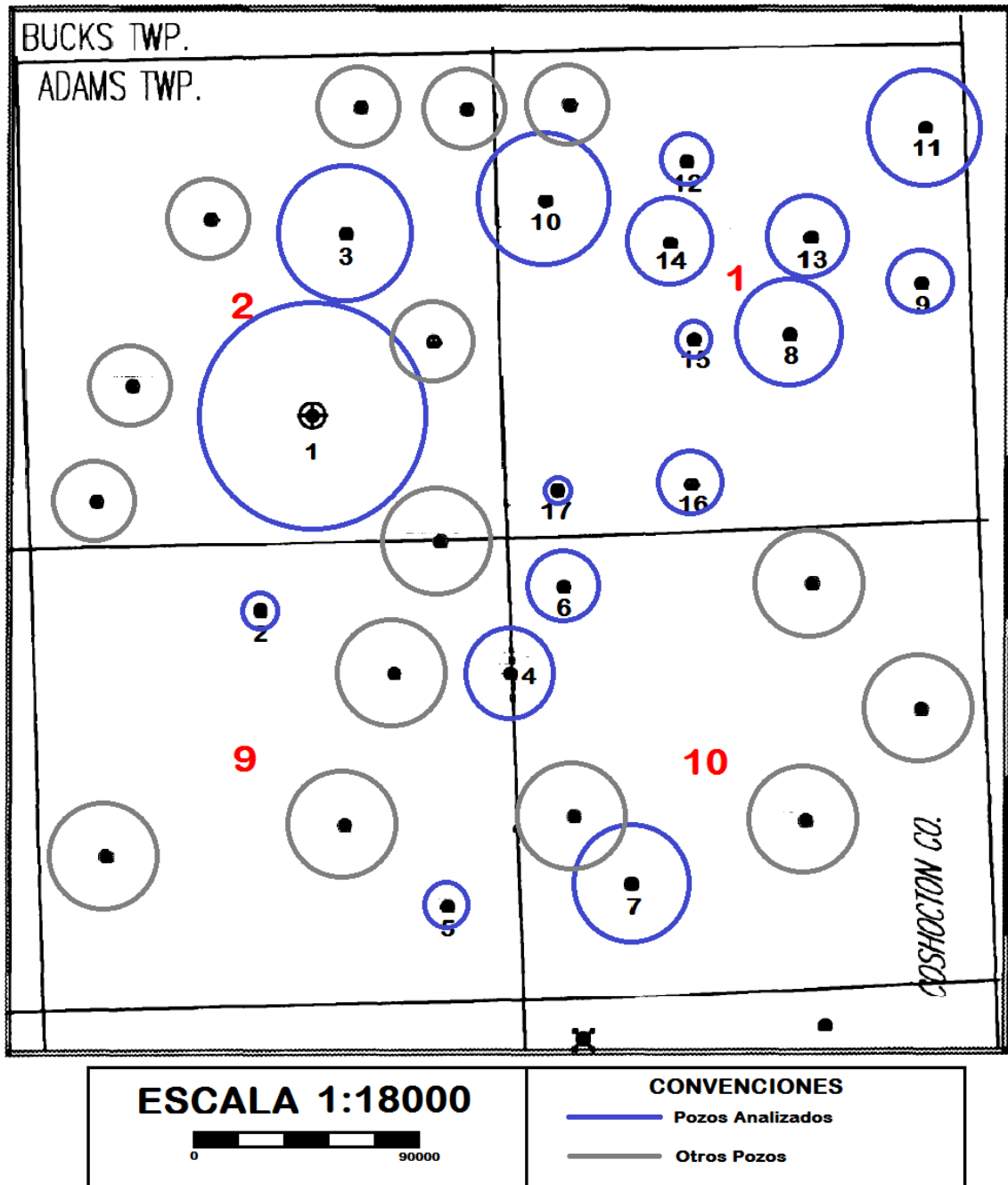
Tabla 3. Áreas de drenaje calculadas (Gp).

No.	NOMBRE	ONLINE DATE	Area Drenaje	Radio Drenaje
			Acres	ft
1	Mizer # 1	09/1980	367,55	2257
2	E. Hawk # 1	04/1981	9,73	367
3	Mizer # 3	05/1982	124,97	1316
4	Stahl # 5	04/1986	60,78	918
5	Philabaum # 1	05/1986	13,07	426
6	Stahl # 4	10/1987	31,24	658
7	Huff # 2	12/1986	93,45	1138
8	R. Ault # 1	03/1987	83,31	1075
9	R. Ault # 2	03/1988	30,15	647
10	Mizer # 7	09/1990	114,62	1261
11	T. Glass # 1	01/1991	93,72	1140
12	Bennington # 1	01/1991	18,79	510
13	Glass Prop # 2	06/1991	42,47	767
14	Bennington # 2	06/1991	49,07	825
15	W. B. Coal # 6	01/1988	8,10	335
16	W. B. Coal # 7	01/1988	21,92	551
17	W. B. Coal # 8	01/1988	3,06	206

Fuente: Autores.

En la figura 19 se presenta la distribución de los pozos productores con sus respectivas áreas de drenaje calculadas a partir de la producción acumulada.

Figura 19. Área de drenaje de pozos productores (Gp).



Fuente: Autores

3.1.3. Efecto del EUR

Al observar la gráfica 3.3 se pueden identificar las zonas prospectivas para realizar perforaciones *infill*, las cuales corresponden a aquellas zonas donde no presenta influencia los radios de drenaje de los pozos productores al momento del análisis y que, además, presenten un acreaje significativo, preferiblemente cercano al espaciamiento actual entre los pozos, pero cabe resaltar que el criterio del evaluador es un aspecto importante, lo cual está condicionado por su experiencia y conocimiento.

Sin embargo, como se mencionó en el capítulo anterior, el EUR debe ser considerado como un filtro final para seleccionar las áreas prospectivas como viables para realizar perforaciones *infill*, pues estas zonas pueden ser drenadas a través de los pozos existentes, y por consiguiente los pozos *infill* serían innecesarios.

El EUR fue determinado mediante un modelo analítico, así como las condiciones aproximadas al momento de alcanzar el límite económico, y se ajustaron con la interpolación de los datos de producción.

De esta manera es posible reducir las zonas prospectivas para la perforación de nuevos pozos y tomar una decisión más acertada.

En la tabla 4 se presentan los datos para los 17 pozos productores en estudio.

Tabla 4. EUR estimado.

No.	NOMBRE	ONLINE DATE	EUR MMSCF
1	Mizer # 1	09/1980	3757,71
2	E. Hawk # 1	04/1981	99,51
3	Mizer # 3	05/1982	1277,62
4	Stahl # 5	04/1986	621,41
5	Philabaum # 1	05/1986	133,61
6	Stahl # 4	10/1987	319,41
7	Huff # 2	12/1986	955,43
8	R. Ault # 1	03/1987	851,75
9	R. Ault # 2	03/1988	308,27
10	Mizer # 7	09/1990	1171,85
11	T. Glass # 1	01/1991	958,22
12	Bennington # 1	01/1991	192,06
13	Glass Prop # 2	06/1991	434,22
14	Bennington # 2	06/1991	501,72
15	W. B. Coal # 6	01/1988	82,81
16	W. B. Coal # 7	01/1988	224,07
17	W. B. Coal # 8	01/1988	31,31

Fuente: Autores

Posteriormente, y empleando las mismas ecuaciones del método volumétrico para un yacimiento volumétrico (sin intrusión de agua), se calcularon las áreas de drenaje y, por consiguiente, los radios de drenaje. Esto es posible asumiendo un drenaje circular y por consiguiente un yacimiento heterogéneo, de la misma manera que al realizar los cálculos a partir de G_p .

En la tabla 5 se presentan las áreas y radios de drenaje calculados, y posteriormente, en la figura 20, se ubican los mismos. Para los pozos que no son objeto del análisis, se consideró un EUR aproximado del 91 % del OGIP para

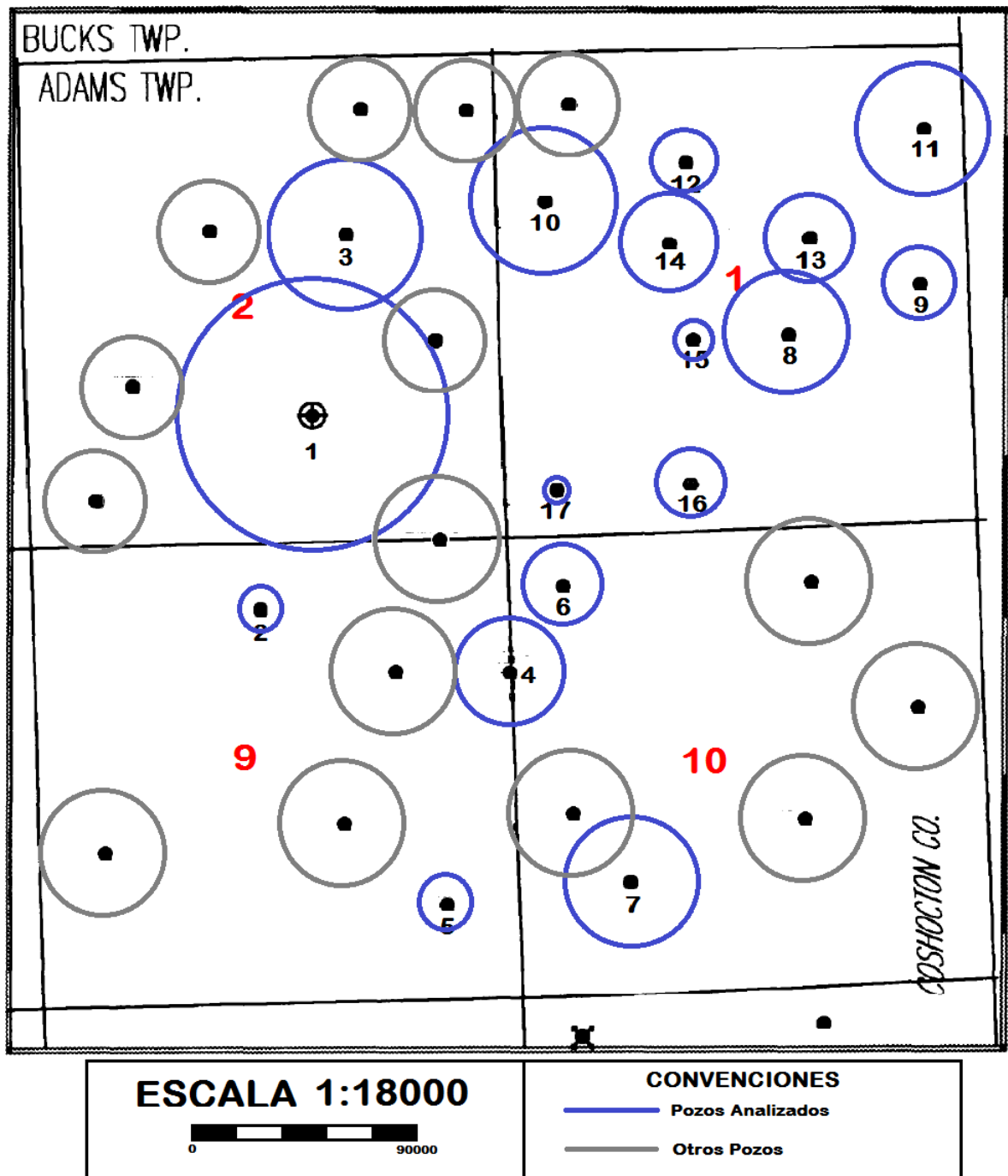
alcanzar el límite económico, de tal manera que sea consistente con los pozos estudiados.

Tabla 5. Áreas de drenaje calculadas (EUR).

No.	NOMBRE	ONLINE DATE	Area Drenaje	Radio Drenaje
			Acres	ft
1	Mizer # 1	09/1980	473,98	2564
2	E. Hawk # 1	04/1981	12,55	417
3	Mizer # 3	05/1982	161,15	1495
4	Stahl # 5	04/1986	78,38	1043
5	Philabaum # 1	05/1986	16,85	483
6	Stahl # 4	10/1987	40,29	747
7	Huff # 2	12/1986	120,52	1293
8	R. Ault # 1	03/1987	107,44	1221
9	R. Ault # 2	03/1988	38,88	734
10	Mizer # 7	09/1990	147,81	1432
11	T. Glass # 1	01/1991	120,87	1295
12	Bennington # 1	01/1991	24,23	580
13	Glass Prop # 2	06/1991	54,77	871
14	Bennington # 2	06/1991	63,29	937
15	W. B. Coal # 6	01/1988	10,45	381
16	W. B. Coal # 7	01/1988	28,26	626
17	W. B. Coal # 8	01/1988	3,95	234

Fuente: Autores

Figura 20. Área de drenaje de pozos productores (EUR).



Fuente: Autores

3.1.4. Ubicación de los pozos *infill* candidatos.

Finalmente, siguiendo los criterios recomendados en el capítulo anterior, en la sección 2.3, y tras haber graficado las áreas de drenaje calculadas a partir de la proyección del EUR para cada uno de los pozos productores, se procedió a “filtrar” las áreas prospectivas identificadas al graficar las áreas de drenaje calculadas a partir del Gp.

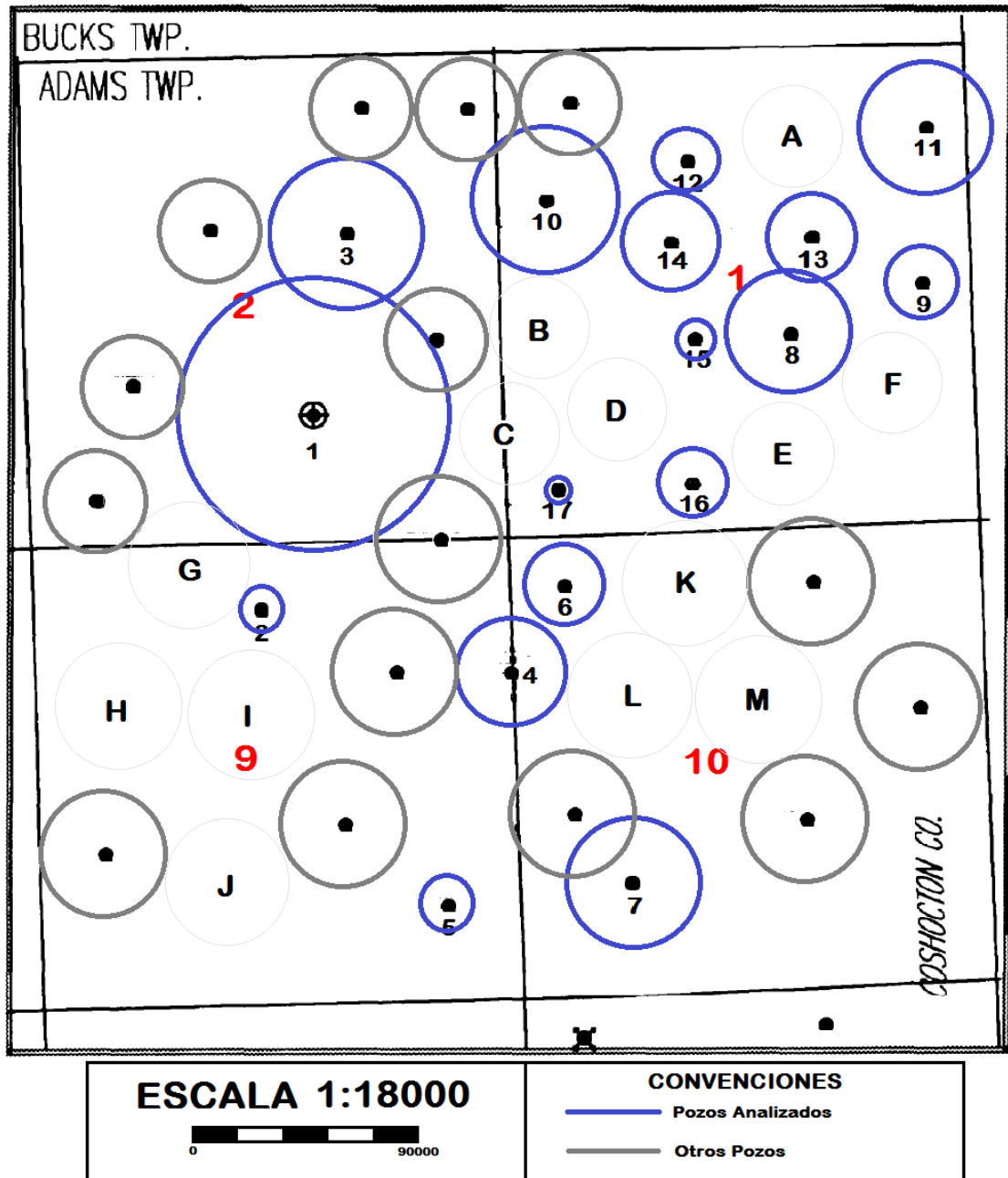
Para ello, en las secciones 1 y 2 se decidió considerar en 70 acres el área mínima disponible por cada posible pozo *infill*, es decir, que para poder elegir la ubicación de un pozo *infill*, se logre identificando una área cuya extensión mínima fuese 70 acres circunscritos en una circunferencia, y que las áreas de drenaje graficadas a partir del EUR, para los pozos productores, no abarque esta área seleccionada. Una vez logrado esto, la ubicación ideal para el pozo *infill* es el centro de la circunferencia considerada.

Por otra parte, para las secciones 9 y 10 se consideraron áreas mínimas de 118 acres, lo anterior obedeciendo a la densidad promedio de pozos en cada una de las secciones.

En la figura 21 se pueden observar las ubicaciones elegidas para los pozos *infill* candidatos, y su denotación se realiza alfabéticamente, de tal manera que se identificaron 13 pozos *infill* candidatos en una área donde se encontraban 33 pozos productores inicialmente.

En la zona de los límites de las secciones, no se ubicaron pozos *infill* candidatos debido a que se desconoce la afectación que puede tener las secciones vecinas o la existencia de límites en el yacimiento.

Figura 21. Ubicación de los pozos *infill* candidatos.



Fuente: Autores

3.1.5. Consideraciones sobre los resultados.

Es importante destacar que el método analizado permitió cumplir el objetivo planteado, lo cual era la identificación de las ubicaciones de los pozos *infill* candidatos, por lo cual se puede considerar eficaz.

Sin embargo se debe resaltar que algunos datos se asumieron y que otros fueron promediados, por lo cual no se podría mencionar en que porcentaje fue eficaz. Para lograrlo, se debería realizar un estudio más detallado, para poder identificar apropiadamente las zonas afectadas por los pozos existentes al momento del análisis, y por consiguiente, ubicar los pozos candidatos, así como el número de estos, de manera adecuada, para lograr una mayor eficiencia en la producción.

En la sección 2 no se ubicó ningún pozo candidato, esto porque esta sección estaba drenada en su mayoría al momento del análisis, lo cual puede tener como causa que el espesor promedio asumido fue de 5 ft, y el espesor en algunas zonas de la formación alcanzaba los 7 ft, generando así, que el hidrocarburo extraído de los 2 ft de espesor que no se consideraron se distribuyeran en un área de drenaje más amplia en los pozos productores existentes.

En cuanto a los bordes del área estudiada (secciones 1, 2, 9 y 10) del yacimiento, se decidió no considerarla como prospectos, debido a que se desconoce la influencia que puedan tener los pozos de las áreas vecinas y de los límites que puedan existir.

Para afrontar esta situación se hace necesario un análisis más extenso en cuanto a área del yacimiento, es decir, estudiar las secciones vecinas e identificar fallas o límites existentes en el yacimiento, en torno a las secciones estudiadas.

3.2. APLICACIÓN DEL MÉTODO VENTANA MÓVIL.

Este método evalúa el campo de estudio como un mosaico, debido a que superpone los estudios locales proporcionando un estudio global y no como un estudio singular. El área de estudio de cada pozo, se evalúa mediante, el modelo de yacimientos 4D, comparando así su rendimiento, con la producción de los pozos vecinos. El resultado de este análisis es una predicción de BY, para el desarrollo de un nuevo pozo *infill*, compensado por los pozos ya existentes.

El primer paso del método de ventana móvil es llevar a cabo una regresión 2D, esta consta de graficar BY vs tiempo, ya que tiene como objetivo determinar el VBY.

El siguiente paso es la regresión 4D en la que se correlaciona BY vs VBY, los coeficientes de regresión para cada ventana se determinan mediante la regresión de dos parámetros (producción acumulada del pozo por acre, y el espaciamiento entre pozos) en los pozos, dentro de cada ventana.

Una vez que los coeficientes de la ecuación de regresión se determinan para cada ventana, el rendimiento puede ser estimado para los pozos *infill*, mediante la sustitución de los valores apropiados para el candidato *infill* a condiciones de pozo.

Las ventanas móviles están limitadas en tamaño, ejemplo, un área de 3.000 acres, por lo general contienen un rango de 5 a 20 pozos. Si el número de pozos en una ventana es inferior al valor mínimo, por ejemplo, 3 pozos, a continuación, se utiliza una regresión regional o global en lugar de una regresión local.

Los pozos *infill* se calculan sobre la base de datos de pozos ya existentes y procesados, utilizando una hoja de cálculo que lee: el conjunto de campos,

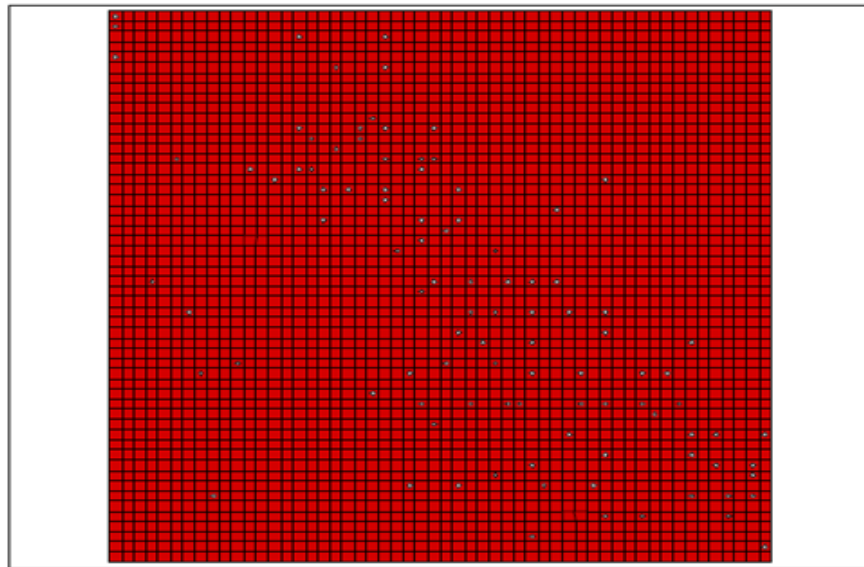
conjunto de datos de producción y procesos de los datos en pequeños subgrupos. Los resultados finales del estudio se almacenan en la tabla de la base de datos.

3.2.1. Validación al caso aplicado.

Las localizaciones para los 100 pozos simulados en el área de estudio, mostrada en la figura 22, utilizaron distribuciones reales de la distancia actual entre los pozos de la figura. 3.7 de un yacimiento de gas canadiense. La distancia promedio actual de los 100 pozos es 535 acres, las fechas de inicio de producción son las primeras fechas reales de producción a partir de los 100 pozos Figura. 3.8.

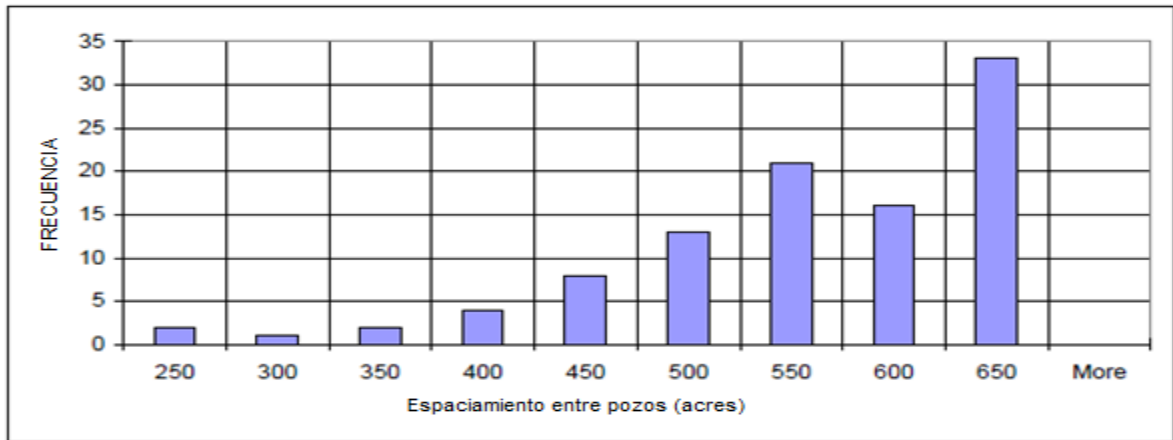
La primera fecha de producción de los 100 pozos, fue el 19 de diciembre de 1962 y la última fecha de producción es 17 de agosto 2000.

Figura 22. Distribución de los pozos en el Caso Aplicado.



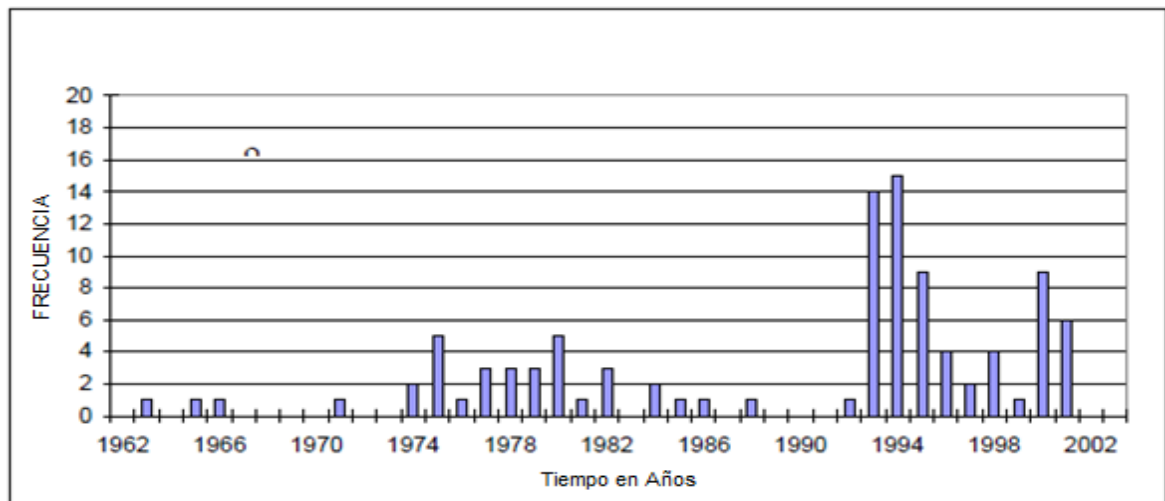
Fuente: Linhua Guan “Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique” Paper SPE 91755. May 2003.

Figura 23. Numero De Pozos vs Espaciamiento entre Pozos del Caso Aplicado.



Fuente: Linhua Guan "Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique" Paper SPE 91755. May 2003.

Figura 24. Numero de pozos vs datos iniciales de producción del Caso Aplicado.



Fuente: Linhua Guan "Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique" Paper SPE 91755. May 2003.

Tabla 6. Datos del Caso Aplicado.

k(Permeabilidad)	20	%
ϕ (Porosidad)	12	%
Pinicial	1100	Psia
Pwf	250	Psia
S(daño)	-3	
Rw	0,3	ft
Sw	40	%

Fuente: Modificado de Linhua Guan "Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique" Paper SPE 91755. May 2003.

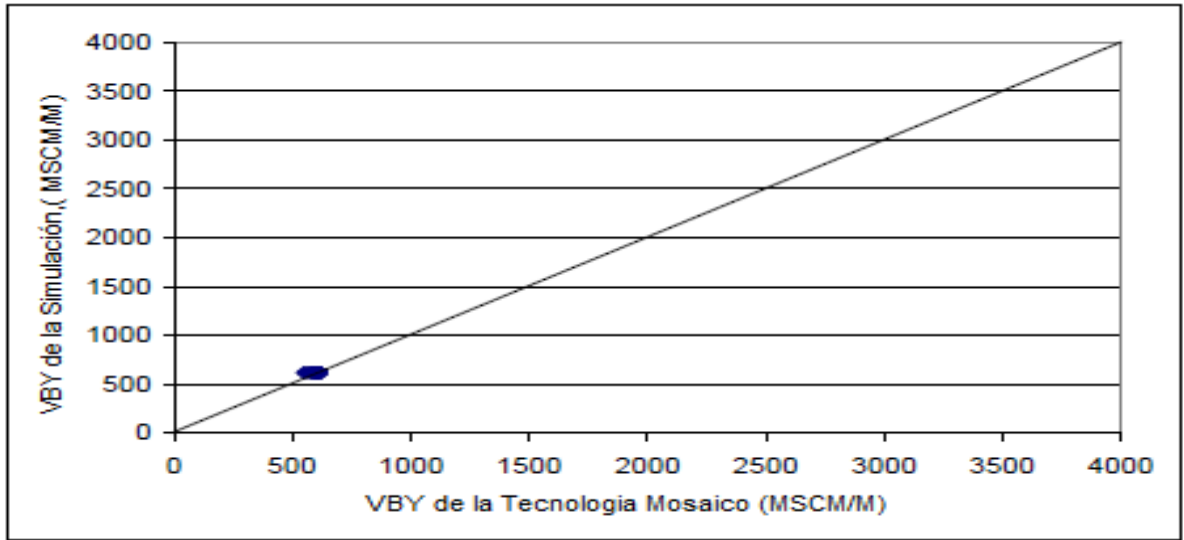
3.2.1.1. Validación de la estimación VBY.

La predicción de VBY es un paso muy importante en la tecnología ventana móvil, ya que VBY sirve como sustituto de kh, o de la calidad del yacimiento, en el modelo de regresión 4D.

Para determinar el verdadero VBY para cada pozo existente, se hizo una corrida de simulación separada para cada pozo, en donde el pozo produce para un año. La figura 25 muestra la comparación de VBY, de la regresión 2D, al valor real determinado a partir de la simulación.

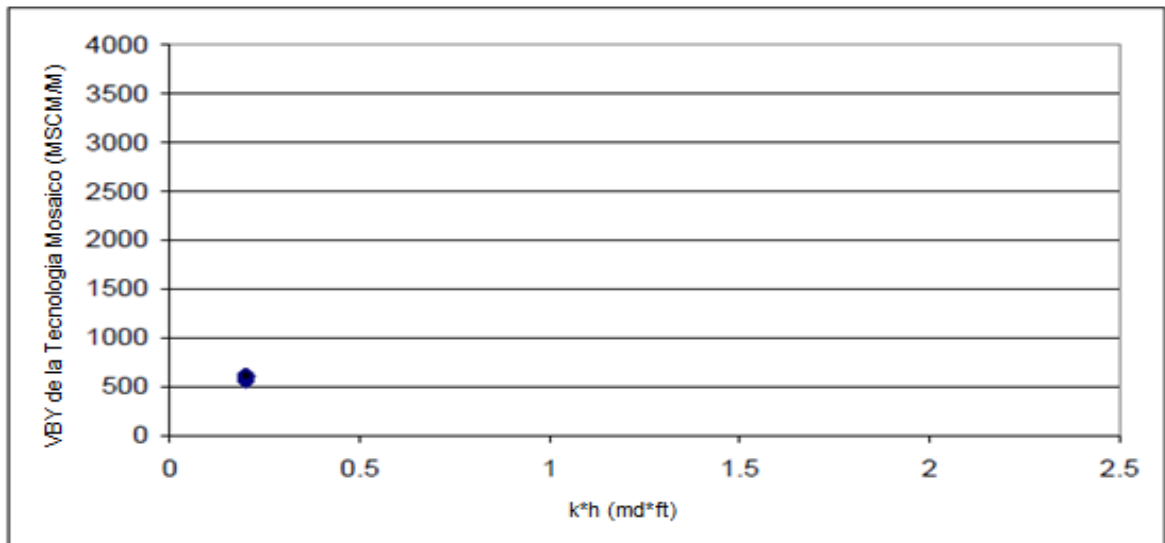
La figura 26 muestra como VBY, de la regresión 2D, se compara con kh, mostrando una relación entre ellas.

Figura 25. VBY de la Simulación vs VBY Tecnología del Mosaico



Fuente: Linhua Guan "Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique" Paper SPE 91755. May 2003.

Figura 26. VBY vs kh del Caso Aplicado.



Fuente: Linhua Guan "Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique" Paper SPE 91755. May 2003.

Se puede decir que la regresión, para el caso aplicado, fue buena, debido a que los puntos están ajustados. Por ende el VBY arrojado por el método de ventana móvil es similar al dato arrojado por el Simulador.

Para determinar el verdadero VBY para cada pozo existente, hicieron unas corridas de simulación por separado, para cada pozo y el tiempo de producción fue durante un año. (figura 25) muestra VBY de la regresión 2D al valor real determinado, a partir de la simulación. La (figura 26) muestra cómo VBY de la regresión 2D es comparada con kh para el caso aplicado.

Tabla 7. Datos arrojados de VBY entre los Métodos Ventana Móvil (Mosaicos) y el simulador.

Avg VBY de mosaico(MSCM/M)	Avg VBY de simulación(MSCM/M)	Error Relativo en Avg VBY
607	615	-1,30%

Fuente: Linhua Guan “Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique” Paper SPE 91755. May 2003.

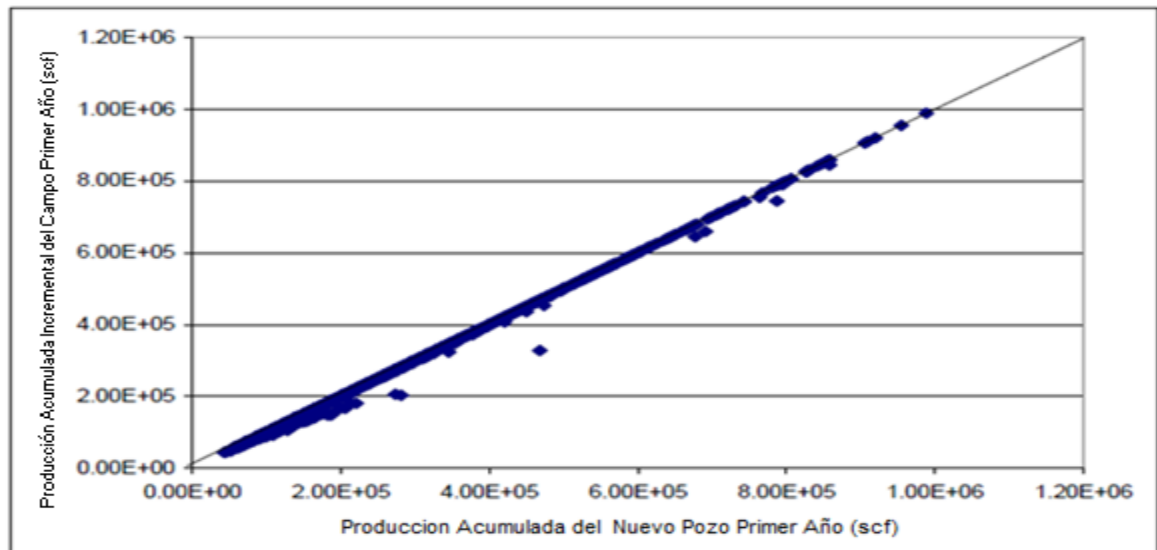
Los yacimientos son relativamente homogéneos, debido a que las propiedades de los yacimientos no varían mucho, por ejemplo para un área de dominio de 3.000 acres son aproximadamente 36 celdas en el simulador.

3.2.2. Procedimiento de la prueba.

El siguiente paso es determinar qué tan precisa es la técnica de ventana móvil, para el rendimiento de pozos Infill. Para ello fue necesario determinar el verdadero rendimiento del pozo Infill de la simulación. Se colocó un nuevo pozo en el primer bloque de la grilla, y se hizo una proyección del primer año y del historial final, para así determinar la producción que se puede obtener por un nuevo pozo en esta ubicación. A continuación, se repitió esto para cada bloque de la grilla en el sistema, generando así un mapa, o distribución, de la producción adicional que ha de atribuirse a un nuevo pozo en todas las posibles ubicaciones en el yacimiento. Para cada corrida, se calculó la producción acumulada del primer año del nuevo pozo y producción acumulada incremental de primer año del campo correspondiente, que representa las reservas perdidas por la interferencia con los pozos existentes.

La figura 27 compara, la producción acumulada del 1 año vs producción incremental del 1 año del campo. La grafica contiene 2916 puntos de datos, uno para cada celda de la cuadrícula de 54×54 . La relación entre la producción acumulada de un pozo vs la producción incremental del campo indica que los resultados de este pozo no influyen en los pozos vecinos. De esta figura, se encontró que la producción acumulada durante 1 año, del pozo nuevo, es esencialmente igual a la producción incremental de campo, lo que indica que la mayoría de los pozos en el campo, no tienen un efecto significativo el uno con respecto al otro. Este resultado es válido para las permeabilidades y espaciamientos entre pozos, que se utilizan en estos casos de prueba, pero esto no se aplica necesariamente a todos los yacimientos.

Figura 27. Producción Acumulada Incremental del Campo (Primer Año) vs Producción Acumulada del Nuevo pozo (Primer Año).



Fuente: Linhua Guan “Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique” Paper SPE 91755. May 2003.

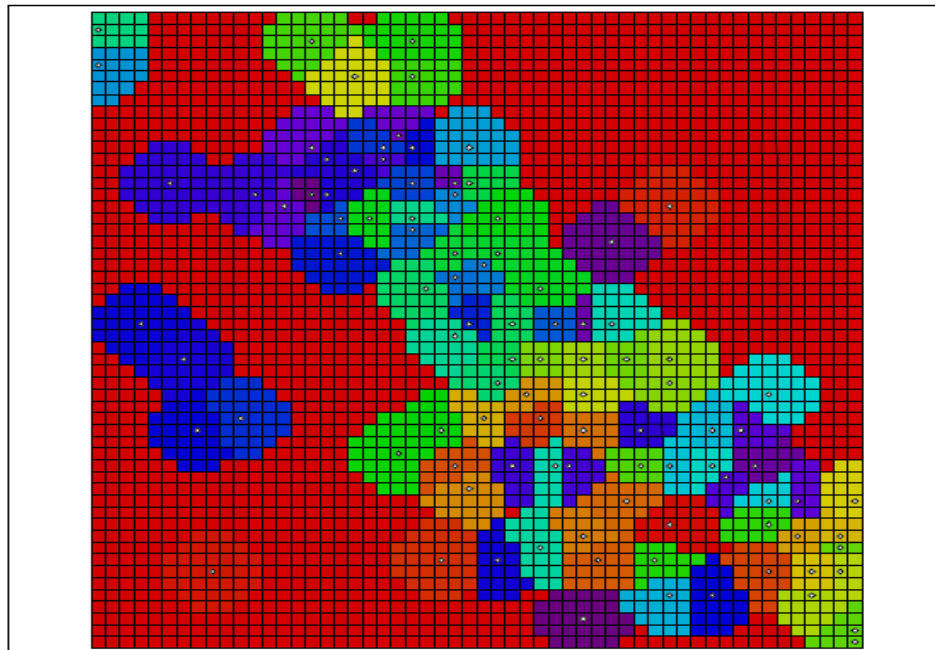
Mientras la producción incremental acumulada del campo del primer año, es probablemente una mejor medida del rendimiento Infill, se utiliza la producción acumulada del primer año del nuevo pozo en trabajos posteriores, sobre todo porque se trata de la cantidad que se calcula mediante la técnica de ventana móvil y el interés se centra en la comparación de los resultados de las ventanas, que mueven los resultados de la simulación.

Los resultados de la técnica ventana móvil (Mosaico), deben ser igual, que los resultados del simulador, para poder ser comparados. Las estimaciones del rendimiento de pozos Infill, del simulador, son sobre una celda base, mientras que los resultados del mosaico son sobre un pozo base. Por lo tanto, los resultados de la simulación se deben convertir a un pozo base.

Para ello, primero se determina cada pozo en la región; que consiste en todas las celdas de simulación más cercana al pozo, que a cualquier otro pozo.

Para los pozos sin límites, se ha limitado el radio de búsqueda, en la región circular, que corresponden aproximadamente a la zona máxima de búsqueda utilizada en el análisis de los Mosaicos, 3.000 acres.

Figura 28. Regiones de los Pozos Simulados, con áreas de 3000 acres.

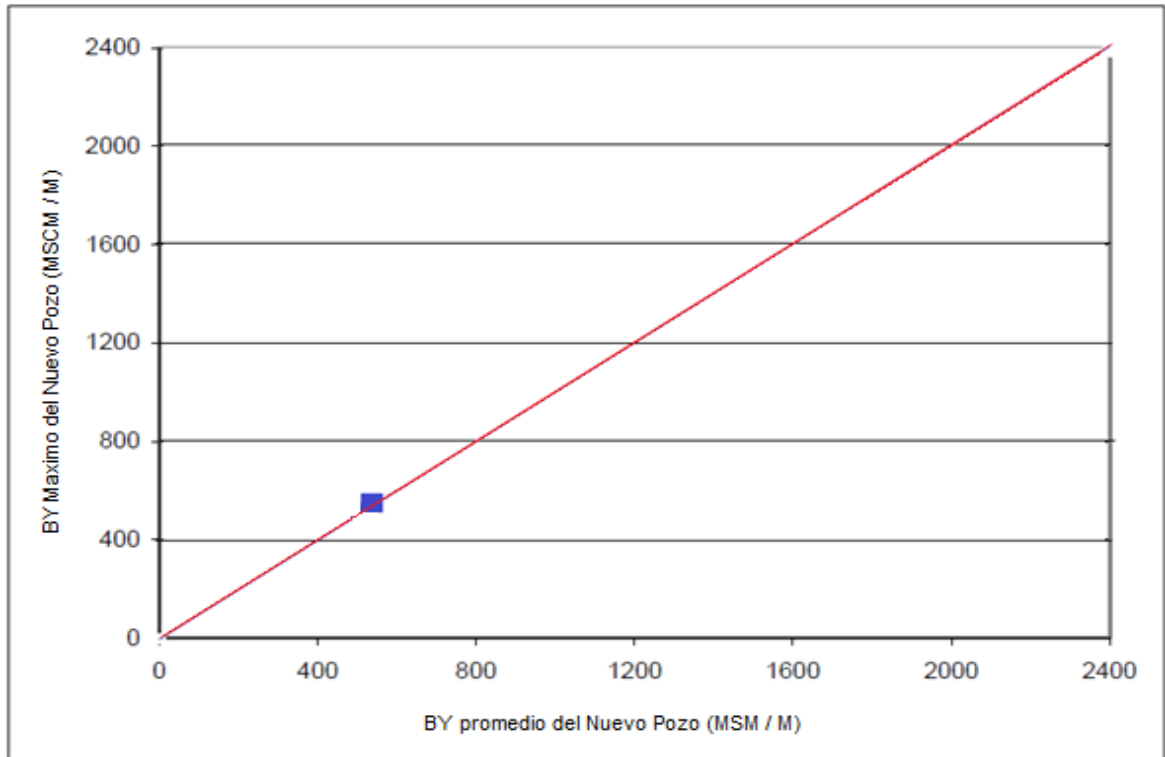


Fuente: Linhua Guan "Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique" Paper SPE 91755. May 2003.

El siguiente paso consistió en calcular la producción acumulada del nuevo pozo, por cada región, a partir de los valores de las celdas individuales. Se consideró el uso de que sea el BY máximo del nuevo pozo, en la región de simulación de cada pozo (BY Máximo del Nuevo Pozo) o del promedio aritmético del nuevo pozo, en todas las celdas en la región de simulación de cada pozo (BY Promedio del Nuevo Pozo).

La figura 29 muestra la relación entre Máximo BY del Nuevo Pozo vs BY Promedio del Nuevo Pozo, para el caso aplicado.

Figura 29. BY (Máximo del Nuevo Pozo vs Promedio del Nuevo Pozo).



Fuente: Linhua Guan “Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique” Paper SPE 91755. May 2003.

3.2.3. Factor de agotamiento

Para cuantificar el grado de agotamiento en el área de estudio se define un factor de agotamiento (DF):

$$DF = 1 - \frac{\text{Promedio de BY del nuevo pozo}}{\text{Promedio del VBY del pozo existente}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 3.1.}$$

Donde

DF = Factor de depleción o agotamiento en %.

Un factor de agotamiento de 0,0 significa que no hay disminución en el área de estudio. De la definición de DF sabemos que cuanto mayor es la DF, mayor es el agotamiento que ha experimentado el yacimiento.

En nuestro caso dio:

$$DF = 12\%$$

Nota: El campo es homogéneo, más el h(espesor) es el que varía, nuestro k permanece constante (0,2).

3.2.4. Resumen del método de ensayo.

Esta parte trata de los procedimientos que se desarrollaron para poner a prueba la precisión de la tecnología ventana móvil. Se comenzó con la generación de ensayos de campo a partir de conjuntos de datos de producción, después se prueba la exactitud de kh como sustituto de VBY. Los resultados del estudio de validación VBY demuestran que VBY se ajusta razonable a kh, y que VBY se pueden estimar razonablemente a partir de la regresión 2D de la tecnología de ventana móvil.

Para obtener la misma resolución para los resultados de la simulación y los resultados del mosaico, se convirtieron los resultados de la simulación, a partir de un pozo base en, una región base del pozo. Después de la introducción de dos conceptos, BY máximo del nuevo pozo y BY promedio del nuevo pozo, deciden utilizar el BY promedio del nuevo pozo como estándar para la evaluación comparativa de la tecnología de ventana móvil.

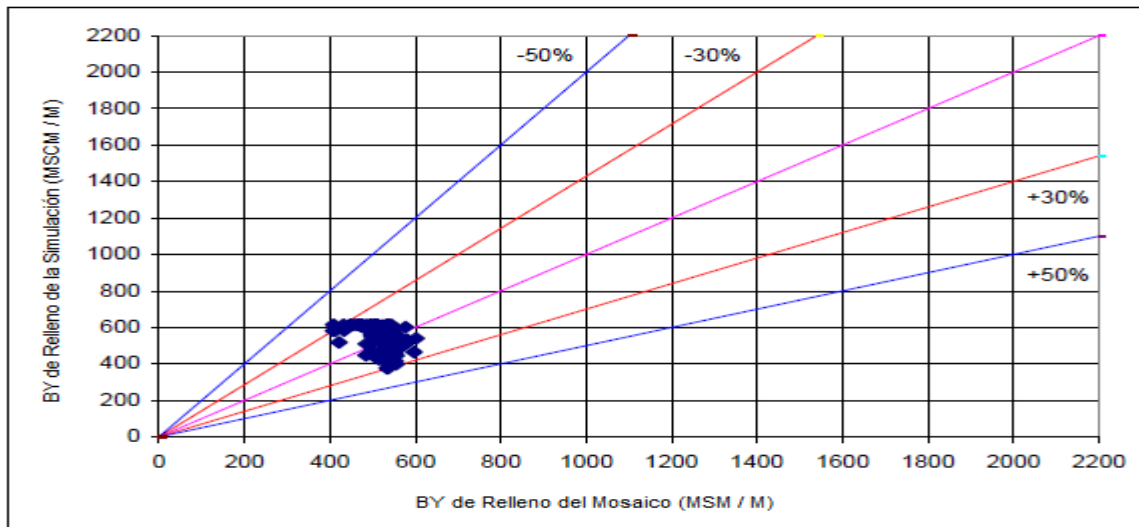
3.2.5. Resultados de prueba y efecto de los parámetros del yacimiento.

Es importante analizar el efecto de los diferentes parámetros sobre las predicciones realizadas con este método.

3.2.5.1 Efecto de la heterogeneidad.

Se comparan los resultados de la tecnología mosaico con los del simulador de yacimientos. En la figura 30, la tecnología de la ventana en movimiento nunca subestima o sobreestimación por más del 50%; 99% de los datos punteados que caen dentro del $\pm 30\%$ del área.

Figura 30. BY de Relleno de la Simulación vs BY de Relleno del Mosaico.



Fuente: Linhua Guan “Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique” Paper SPE 91755. May 2003.

Para ayudar a cuantificar el efecto de la heterogeneidad sobre la precisión de los resultados de la ventana móvil, se usa una diferencia porcentual promedio (APD)

como una medida de la desviación de la pendiente de la línea, para el caso aplicado. El APD se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$APD = 100 * \frac{2}{N} * (\sum \frac{d_i}{r_i}) = \frac{200}{N} * \sum \frac{|X_i - Y_i|}{X_i + Y_i} \dots \dots \dots \text{(Ecuación 3.2)}$$

Donde

$$d_i = \frac{\sqrt{2}}{2} * |X_i - Y_i| \dots \dots \dots \text{(Ecuación 3.3)}$$

$$r_i = \left(\sqrt{2} * X_i - \sqrt{\frac{2}{2} * (X_i - Y_i)} \right) = \frac{\sqrt{2}}{2} * (X_i + Y_i) \dots \dots \dots \text{(Ecuación 3.4)}$$

$$ADP = 16\%$$

Donde

N = Numero de puntos concerniente a los datos.

d_i = Distancia del punto (x_i, y_i) a la línea de pendiente unitaria.

r_i = Distancia de el origen hasta la intersección,
de la línea de pendiente unitaria, perpendicular a la línea (x_i, y_i).

(x_i, y_i) = Numero de puntos.

Los resultados de APD y del BY fueron:

Tabla 8. . Datos arrojados de BY entre los Métodos Ventana Móvil (Mosaicos) y el simulador.

APD (Average Percentage Difference) %	Average Infill BY de Mosaic (MSCM/M)	Average Infill BY De Simulación (MSCM/M)	Error Relativo Infill BY %
16	513	543	-5,5

Fuente: Linhua Guan “Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique” Paper SPE 91755. May 2003.

En un esfuerzo por explicar, por qué la técnica de ventana móvil no predice, con precisión el rendimiento de pozos Infill, para ciertos pozos individuales se examinaron estrechamente los pozos para los que la técnica había sobrestimado o subestimado por más de 50 %.

La razón principal de predicciones erróneas, muestra alta variabilidad local de la permeabilidad. Por ejemplo, la técnica de ventana móvil subestima el rendimiento de un pozo Infill, compensando una baja permeabilidad del pozo, si hay alta permeabilidad se sitúa en las inmediaciones, que no es muestreada por un pozo. La técnica de ventana móvil se basa en el análisis de la ubicación de los pozos, y los datos de producción, por lo que, si no se perforan pozos en las regiones locales de alta permeabilidad, la técnica de ventana móvil no será capaz de predecir un mayor rendimiento de Infill para la zona en particular. Situación opuesta también ocurre, resultando una sobreestimación del rendimiento Infill en ciertos casos.

Algunas de las diferencias más grandes se producen en las regiones escasamente perforadas del yacimiento. Cuando el número de pozos en una ventana particular es inadecuado, la técnica ventana móvil por defecto hace una correlación regional o global, en lugar de una correlación local. Una correlación regional o global,

obviamente, no podría predecir el rendimiento local, de mayor precisión a una correlación local.

3.2.5.2. Efecto de la permeabilidad promedio

La permeabilidad afecta las predicciones de manera similar a como lo hace la heterogeneidad del yacimiento. Dado al caso base el BY y ADP se desfasa aproximadamente entre un 3 % y un 6 %, el efecto de la heterogeneidad.

4. COMPARACIÓN DE MÉTODOS

4.1. DISCREPANCIAS Y SIMILITUDES

Los diferentes métodos estudiados y presentados, tienen similitudes y discrepancias en todos los aspectos, las cuales pueden observarse en algunas, o en todas, las etapas de la aplicación de los mismos. Es decir, pueden presentar similitudes en el proceso, en los datos requeridos, en los resultados obtenidos. Cabe aclarar que al hablar de similitudes en los resultados obtenidos no se hace referencia a un valor numérico, sino a la estructura o forma.

4.1.1. Similitudes

Al analizar los diferentes métodos presentados en el capítulo 2, se identifica, como principal similitud entre ellos, la necesidad de realizar un análisis grupal de los pozos productores existentes para determinar el potencial de perforación de pozos *infill* en el campo, o en su defecto, el potencial de los pozos candidatos *infill*.

Esto se debe, a que las ubicaciones prospectivas de los pozos *infill* candidatos está influenciada por el comportamiento y las características de los pozos previamente existentes. Además, se observaran mejores resultados al abarcar un área mayor en el estudio del yacimiento.

Finalmente, para facilitar algunos cálculos o procedimientos, es necesario hacer suposiciones o asumir datos (lo cual es muy frecuente cuando no se cuenta con información requerida completa), y si se cuenta con la información requerida (datos de entrada para aplicar alguno de los métodos), el proceso de determinación del potencial *infill* es un proceso relativamente rápido, que permite

estudiar grandes extensiones areales con un bajo consumo de recurso, permitiendo desarrollar un proceso eficiente. El criterio personal del evaluador, condicionado por su conocimiento y experiencia, es un aspecto importante e influyente en todos los métodos presentados, por lo que la decisión final estará en sus manos.

Se debe aclarar que algunos métodos presentan similitudes entre ellos, pero no respecto a otros, por lo cual se consideraran como discrepancias, a continuación, indicando entre cuales se presentan similitudes y en qué consisten.

4.1.2. Discrepancias

Entre los distintos métodos estudiados se observan una serie de diferencias, especialmente en la estructura de estos. Sin embargo, algunos métodos pueden ser similares entre si en alguna parte del proceso, pero difieren respecto a los demás, por lo cual se trataran de subsanar estos vacíos.

Por cuestiones de practicidad, los métodos estudiados: “Método del mosaico”, “Método de inversión rápido”, “método de áreas de drenaje a partir del método volumétrico” y “Método de áreas de drenaje a partir de pruebas de presión” se denominaran 1, 2, 3 y 4 respectivamente; y al hacer referencia a “los otros métodos”, se estará hablando de los que no son nombrados en el enunciado respectivo.

Desde un enfoque general, el método 2, utiliza la simulación de yacimientos como la herramienta fundamental para su desarrollo, requiriendo un modelo integrado e información detallada y extensa, diferenciándose, así, de los demás métodos, los cuales se pueden utilizar con la ayuda de herramientas sencillas de cálculo, o incluso de una manera más tradicional, con lápiz, papel y calculadora.

Para poder aplicar alguno de los métodos, se debe contar con información previa, la cual será los datos de entrada para los respectivos cálculos. En el caso de los métodos 1, 2 y 3, la información que se requiere estará fácilmente disponible, pues al desarrollar un campo, se irá recabando información del mismo; también estarán disponibles los historiales del comportamiento del campo y de cada uno de los pozos. Sin embargo, dado que el método 4 se basa en la realización de pruebas de presión (PDD o PBU), se hace necesario desarrollar las pruebas mencionadas para cada uno de los pozos (a menos que recientemente se hallan realizado) y por consiguiente, la necesidad de recursos, tiempo y llevar a la suspensión temporal y sistemática de los pozos que estén activos.

Desde otra perspectiva, los diferentes historiales del campo, principalmente el de producción, por herramientas importantes al momento de aplicar los métodos 1, 2 y 3, pues son datos requeridos, o como en el caso del método 2, permitirá ajustar las corridas de simulación al comportamiento real del yacimiento. Pero estos historiales no tendrán ninguna funcionalidad en el método 4.

En cuanto al análisis como tal, los métodos 1 y 2 realizan un estudio simultaneo de una área extensa en la que se encuentran ubicados varios pozos, o incluso del yacimiento completo, de tal manera que es posible conocer la afectación que tendrán los pozos existentes sobre las áreas prospectivas de manera simultánea. Esto no ocurre con los métodos 3 y 4, en los cuales los pozos existentes se analizan de manera independiente, y posteriormente se integran estos análisis en un sistema más complejo para poder conocer la afectación de estos en las áreas prospectivas.

Como parte del desarrollo del análisis, el método 1 requiere asumir propiedades petrofísicas y de los fluidos constantes dentro de cada una de las ventanas móviles, lo cual es irreal pues los yacimientos son unidades heterogéneas. Esto origina una serie de errores que puede ir desde un 10 % hasta un 50 %, lo cual depende inversamente de la extensión de la ventana móvil analizada, y también

estará condicionado por la heterogeneidad del yacimiento. En los métodos 2, 3 y 4 esto no es un problema, pues al contarse con la información de cada uno de los pozos existentes, se tendrán las herramientas para conocer todo el yacimiento, permitiendo un margen de error menor y permitiendo observar un desempeño más realista en las predicciones.

Cabe resaltar que la heterogeneidad es un factor cuyo peso afecta severamente estas predicciones, pero que es más fácilmente manejada en el método 2, debido a que emplea herramientas avanzadas, como la simulación de yacimientos, permitiendo realizar interpolaciones de los datos con gran facilidad.

Además, el método 1 presentará una mejor precisión entre más pozos estén involucrados en el análisis, y preferiblemente cuando las zonas son densamente pobladas por pozos productores, pero en los otros métodos, esto no tiene relación, es decir, la precisión de las predicciones no depende del número de pozos involucrados.

Finalmente, si bien es cierto que todos los métodos permiten identificar las potenciales ubicaciones para los pozos *infill* candidatos, el método 1 lo hace de manera indirecta pues lo que hace es calcular el potencial de producción o rendimiento para una ubicación potencial previamente seleccionada por el evaluador, usando criterios personales, y de esta manera tratar de analizar las diferentes ubicaciones posibles para elegir la que tendrá un mejor desempeño. Los demás métodos identifican de manera directa estas ubicaciones, pues analizan el comportamiento del yacimiento, las áreas que han sido afectadas por los pozos existentes y aquellas que siguen sin ser influenciadas por el proceso de desarrollo y explotación del campo, para brindar una posible ubicación de los pozos candidatos.

4.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Ninguno de los métodos estudiados es perfecto, por lo que, así como tiene aspectos a favor, tendrá aspectos en contra, que influirán significativamente sobre las diferentes predicciones realizadas al aplicarlos

4.2.1. Ventajas.

Primero se presentaran los aspectos positivos ligados a cada uno de los métodos estudiados.

4.2.1.1. Método del mosaico.

El método es muy útil a la hora de predecir el desempeño de un pozo *infill* candidato, siendo este compensado por cada pozo productor existente previamente, y presenta una alta precisión para yacimientos homogéneos, donde el error máximo puede ser del 10 % debido a las suposiciones inherentes del método.

Además, Las principales ventajas de la técnica de ventana móvil son su velocidad y su dependencia, únicamente, de la ubicación y los datos de producción. Se utiliza, rutinariamente, para llevar a cabo estudios *infill* de proyectos que consisten en miles de pozos y pueden ser usado para evaluar toda una cuenca, con poca inversión de tiempo y personal, siendo posible analizar toda una cuenca en cuestión de días, y brindando, a los evaluadores, los criterios adecuados para desarrollar estudios posteriores en determinadas áreas.

La práctica habitual en los estudios ventanas móviles, es la integración de las tendencias de producción con la arquitectura y las propiedades del yacimiento para ayudar en la comprensión del desempeño del yacimiento. Correlacionar la producción con la ubicación ayuda a establecer la sensibilidad de la producción a las características geológicas.

4.2.1.2. Método de Inversión Rápido.

Al ser un método que emplea la simulación de yacimientos, permitirá conocer, tal vez de manera más precisa que los demás métodos, las ubicaciones potenciales para los pozos *infill* candidatos, así como el rendimiento de los mismos.

Además, como su objetivo es realizar una estimación rápida y aproximada del potencial *infill*, no se busca llevar a cabo un estudio detallado de caracterización del yacimiento; por ende, en una aplicación inicial se puede utilizar cualquier información disponible. Por ejemplo, los mapas de la propiedad del yacimiento se utilizan, si están disponibles, de lo contrario, el modelo se inicializa con valores medios uniformes.

El método de inversión rápido se basa, principalmente, en la ubicación de los pozos, cuya información esta fácilmente disponible en el yacimiento, y en los datos de producción de los mismos.

Si se cuenta con información detallada del yacimiento, de tal manera que se pueda realizar una caracterización más completa del mismo, la eficiencia computacional y la precisión en las predicciones aumentara significativamente.

4.2.1.3. Método de Áreas de Drenaje a partir del Método Volumétrico.

Este método, permite analizar de manera independiente cada uno de los pozos existentes en el yacimiento, y observar la manera en que estos afectan una determinada área prospectiva. Además al emplear herramientas gráficas, le facilita el evaluador la elección de un área prospectiva para la ubicación de pozos *infill* candidatos.

También es posible evaluar las diferentes unidades productoras existentes en un yacimiento, permitiendo determinar en qué zonas debería ser cañoneado un pozo *infill* candidato. El evaluador desempeña un papel importante, pues su experiencia le permitirá tomar las decisiones pertinentes, basado en el conocimiento que tenga del yacimiento y de las predicciones que permita hacer el método.

Es importante destacar que este método permite analizar yacimientos tanto volumétricos como aquellos que se encuentra bajo empuje hidráulico, y su aplicación se base en la ubicación de los pozos productores existente, así como en la producción de cada uno de ellos.

Este método presenta flexibilidad en las características del yacimiento, es decir, permite considerar las características dadas por la heterogeneidad del yacimiento, o también es posible la utilización de promedios para facilitar los cálculos, sin embargo en este último caso aumentaría el margen de error en la precisión de las predicciones.

Finalmente, y gracias a la extrapolación de los historiales de producción para cada pozo (curvas de declinación) es posible determinar el EUR esperado para cada uno de los pozos existentes, y por consiguiente se puede tener en cuenta el EUR como una filtro final para ubicar adecuadamente los pozos *infill* candidatos, sin que se vallan a convertir en una pérdida de recursos o inservibles porque las áreas en

las que se ubicaron vayan a ser drenadas por los pozos existentes dentro del límite económico del tiempo.

4.2.1.4. Método de Áreas de Drenaje a partir de Pruebas de Presión.

De manera similar al método de áreas de drenaje a partir del método volumétrico, el método de áreas de drenaje a partir de pruebas de presión permite analizar de manera independiente cada uno de los pozos existentes en el yacimiento, y observar la manera en que estos afectan una determinada área prospectiva. Además al emplear herramientas gráficas, le facilita el evaluador la elección de un área prospectiva para la ubicación de pozos *infill* candidatos.

Las consideraciones sobre la heterogeneidad son tenidas en cuenta, gracias a la naturaleza misma del análisis de las pruebas de presión, y mientras se conozcan las variables de entrada no es necesario realizar suposiciones, aumentando la fiabilidad de las predicciones realizadas.

Si al momento de tomarse la decisión de aplicar este método, se cuenta previamente con los datos de pruebas de presión para cada uno de los pozos, se podrá efectuar un análisis rápido en un tiempo relativamente corto, donde el tiempo estará condicionado únicamente por el número de pozos existentes en el área a analizar, pues la realización de las pruebas de presión requiere una gran cantidad de tiempo y recursos.

4.2.2. Desventajas

Finalmente se darán a conocer aquellos aspectos que afectan al desempeño de los diferentes métodos, o que limitan su aplicación.

4.2.2.1. Método del mosaico.

Este método fue inicialmente desarrollado para estudiar el potencial *infill* de yacimientos de gas no convencionales; y dado al ser una combinación entre la ecuación de balance de materiales y la ecuación de flujo de estado pseudoestable, que posteriormente se simplifica bajo el supuesto de que muchas de las propiedades son constantes dentro de cada una de las ventanas móviles, presenta errores en los resultados, pues un yacimiento siempre presentara heterogeneidad.

Además, este método requiere un análisis grupal simultaneo, es decir, al seleccionar una ventana móvil no es posible estudiar independientemente el efecto que tendría cada pozo sobre determinado pozo *infill* candidato, sino que el método implica un análisis simultaneo del efecto que tendrían todos los pozos dentro de la ventana móvil.

Por el hecho de que el estudio se realiza sobre una ventana móvil en la cual se encuentran varios pozos, si el número de pozos es muy reducido se presentara un margen de error mayor, haciendo necesario elegir una ventana más amplia, llevando a cabo una regresión regional o global en lugar de una regresión local.

El método de la ventana móvil, llega a presentar errores de precisión en la medición del rango del 10 %, esto debido a la heterogeneidad del yacimiento, y si la heterogeneidad es muy alta, es decir, el cambio de propiedades petrofísicas es muy drástico en áreas relativamente pequeñas, o si la densidad de pozos es muy pequeña (menos a 5 pozos por 3000 acres), el error puede llegar al 50 % en las predicciones. Por esto, si el yacimiento es muy heterogéneo, los resultados no serían fiables y el método no será adecuado para aplicarse.

4.2.2.2. Método de Inversión Rápido.

La limitación fundamental de este método es el requerimiento de una herramienta avanzada de software, es decir, un simulador de yacimientos que permita generar un modelo característico, y simular el comportamiento. Esto no sería posible mediante el uso de herramientas de cálculo convencionales debido a la complejidad de los modelos matemáticos empleados en las regresiones que efectúa el simulador.

Como aspecto adicional, si no se ha caracterizado adecuadamente el yacimiento, es decir, no se cuenta con los respectivos modelos geológicos, estructurales, petrofísicos y de fluidos requeridos, las suposiciones que se hacen en los mismos presentara desviaciones en las predicciones, y por consiguiente disminuiría la eficacia del mismo.

4.2.2.3. Método de Áreas de Drenaje a partir del Método Volumétrico.

El método de áreas de drenaje a partir del método volumétrico no considera las variaciones petrofísicas en el yacimiento de manera directa, es decir, utiliza los historiales de producción, los cuales bien es cierto que dependen de la heterogeneidad del yacimiento, pero al momento de emplearlos para identificar las áreas de drenaje, considera una circunferencia circunscrita a cada uno de los pozos productores, despreciando así los efectos de la anisotropía propia del yacimiento.

La influencia de la presencia de límites en el yacimiento (bordes del yacimiento o fallas) no es posible considerarse, pues el método únicamente tiene en cuenta historiales de producción. Para corroborar las predicciones hechas mediante este método, se podrían complementar con otros métodos, particularmente con

aquellos que utilicen herramientas de simulación, pues el análisis llevado a cabo sobre el yacimiento sería más completo, debido a la caracterización del yacimiento como parte fundamental del estudio o aplicación de un método de simulación.

4.2.2.4. Método de Áreas de Drenaje a partir de Pruebas de Presión.

Este método requiere datos de pruebas de presión, por lo que se hace necesaria la realización de las mismas. Este procedimiento requiere de una gran cantidad de recursos y de tiempo, pues las pruebas de presión se deberían realizar para cada uno de los pozos.

Otra gran falencia del método es la suposición de que el drenaje es de manera uniforme y circular, por lo que al graficar las áreas de drenaje en el mapa del campo, de manera similar al método de áreas de drenaje a partir del método volumétrico, no se considera la anisotropía, especialmente en la permeabilidad y conductividad del yacimiento.

CONCLUSIONES

Los campos desarrollados, han sido drenados a través de los pozos existentes, sin embargo los pozos existentes solo drenan determinadas áreas haciendo necesario la perforación de pozos adicionales que permitan drenar las zonas que no han sido afectadas por los pozos existentes. Pero para perforar estos nuevos pozos (pozos *infill*) es necesario conocer las ubicaciones potenciales para cada uno de ellos, implicando así, un análisis del yacimiento.

La literatura al respecto es relativamente escasa. Sin embargo es posible encontrar información importante, que dotan de herramientas importantes a los ingenieros de yacimiento encargados de realizar la evaluación del yacimiento para identificar las ubicaciones potenciales. Estas ubicaciones potenciales deben procurar presentar el mejor rendimiento posible para los pozos que en ellas se perforaran.

Los distintos métodos desarrollados hasta la actualidad permiten realizar predicciones con un alto nivel de fiabilidad, en el proceso de identificar las zonas potenciales para la perforación *infill*. Además, son mecanismos muy rápidos, los cuales permiten evaluar un yacimiento en cuestión de días, de tal manera que no solo se identifican las ubicaciones potenciales, sino que incluye el rendimiento de estas ubicaciones potenciales al momento de ubicar pozos *infill* en ellas.

Sin embargo, el error de las predicciones se incrementa sustancialmente cuando se suponen valores para determinadas variables cuando se carece de la información pertinente, o cuando se promedian otros valores para simplificar los cálculos, por lo que la disposición de información detallada y completa sobre el yacimiento que se desea evaluar es fundamental a la hora de obtener predicciones precisas en las que sea tenido en cuenta el comportamiento real del yacimiento.

RECOMENDACIONES

Como complemento al estudio realizado, se recomienda la aplicación de todos los métodos a un mismo caso real, con el propósito de conocer el desempeño de cada uno de los métodos, y procurando utilizar información exacta, evitando así los errores que se pueden generar por el hecho de asumir datos no conocidos o promediar los conocidos.

También se recomienda la realización de un análisis financiero como último filtro de selección de las ubicaciones potenciales para los pozos *infill* candidatos, con el fin de garantizar la viabilidad tanto técnica como económica de la perforación de los pozos *infill* en las ubicaciones elegidas, generando conclusiones respecto a la rentabilidad, lo cual podría ser útil para empresas interesadas en evaluar el potencial *infill* de sus campos de gas.

Finalmente se recomienda realizar un estudio por separado para el Método Rápido de Inversión debido a su complejidad y la gran cantidad de recursos e información que requiere.

BIBLIOGRAFÍA

A. Al-Kinani, G. Nunez, M. Stundner, G. Zangl, O., T. Mata, S. Cottone, J. Cavero. SPE 122186. Selection of Infill Drilling Locations Using Customized Type Curves. SPE. 31 May – 3 June, 2009.

B.R, Soto., C.H, Wu., and A.M, Buleba.: “Infill Drilling Recovery Models for Carbonate Reservoirs—A Multiple Statistical, Non-Parametric Regression, and Neural Network Approach,” paper SPE 57458 presented at the 1999 SPE Eastern Regional Conference and Exhibition, Charleston, West Virginia, 21-22 October.

C.H, Wu., G.F, Lu., W, Gillespie., and J, Yen.: “Statistical and Fuzzy Infill Drilling Models for Carbonate Reservoirs,” paper SPE 37728 presented at the 1997 SPE Middle East Oil Show & Conference, Bahrain, 15-18 March

Donald L. Yeaer, Joseph H. Frantz. Jr, Mark A. Moody, Mark A. Neese. SPE 37335. Evaluation of Infill Potential of the Beekmantown Formation, Bakersville Field, Coshocton County, Ohio. SPE. 23 – 25 Octubre. 1996.

Gamal Alusta, Eric Mackay, Julian Fennema, Ian Collins. SPE 143300. EOR vs. Infill Well Drilling: How to Make the Choice?. SPE. 19 – 21 July, 2011.

D.G, Kyte., and D.N, Meehan.: “Horizontal Spacing, Depletion, and Infill Potential in the Austin Chalk,” paper SPE 36721 presented at the 1996 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 6-9 October.

G.W, Voneiff., and C, Cipolla.: “A New Approach to Large-Scale Infill Evaluations Applied to the Ozona (Canyon) Gas Field,” paper SPE 35203 presented at the 1996 SPE Permian Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, 27-29 March.

HUDSON, J. W.; JOCHEN, J. E., JOCHEN, V.A. SPE 59779. Practical Technique to Identify Infill Potential in Low-Permeability Gas Reservoirs Applied to the Milk River Formation in Canada. SPE. 3 -5 Abril, 2000.

J.L, Jensen., L.W, Lake., P.W.M, Corbett., and D.J, Goggin.: Statistics for Petroleum Engineers and Geoscientists, second edition, Elsevier, Amsterdam (2000).

J.W, Hudson., J.E, Jochen., and J.P, Spivey.: “Practical Methods to High-Grade Infill Opportunities Applied to the Mesaverde, Morrow, and Cotton Valley Formations,” paper SPE 68598 presented at the 2001 SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, Dallas, 2-3 April 2001.

J.W, Hudson., J.E, Jochen., and V.A, Jochen.: “Practical Technique To Identify Infill Potential in Low-Permeability Gas Reservoirs Applied to the Milk River Formation 69 in Canada,” paper SPE 59779 presented at the 2000 SPE/CERI Gas Symposium, Calgary, 3-5 April.

K.J, Weber., and L.C, VanGenus.: “Framework for Constructing Clastic Reservoir Simulation Models,” Journal of Petroleum Technology, 42 (1990).

L. Guan, D.A. McVay, J.L. Jensen, SPE, Texas A&M U., and G.W. Voneiff, SPE, MGV Energy Inc. SPE 75718. Evaluation of a Statistical Infill Candidate Selection Technique. SPE. 30 April – 2 Mayo, 2002.

L. Guan, SPE, Texas A&M University, and Y. Du, SPE, New Mexico Institute of Mining and Technology. SPE 91755. Fast Method Finds Infill Drilling Potentials In Mature-Tight Reservoirs. SPE. 8 – 9 November, 2004.

L. GUAN, H. GAO, Y. DU, Z. WANG. PETSOC 71002. New Methods for Determining Infill Drilling Potential in Large Tight Gas Basins. PETSOC. October, 2007.

L.P, Dake.: Fundamentals of Reservoir Engineering, Elsevier, Amsterdam, (1978).

LUCIAWATY, Mery. SPE 88600. Integrated Asset Modeling, A Quick Solution for Identifying an Infill Well Opportunity. SPE. 18 – 20 October, 2004.

L.W. Holm, SPE, Union Oil Co. of California. SPE 9094. Infill Drilling vs. Tertiary Oil Recovery vs. More Imports. SPE. July, 1980.

M.T, Hecker., and R. C, Downie.: “Process Changes Improve Fracture Treatment Designs in the Hugoton Gas Field,” paper SPE 35259 presented at the 1996 Gas Technology Conference, Calgary, 28 April - 1 May.

PÉREZ, Martha Ilce y CALDERÓN, Zuly. Orientaciones prácticas para la elaboración exitosa de trabajos de grado en ingeniería. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, División de Publicaciones UIS. 2011.

R.L, French., R.M, Brimhall., and C.H, Wu.: “A Statistical and Economic Analysis of Incremental Waterflood Infill Drilling Recoveries in West Texas Carbonate Reservoirs,” paper SPE 22624 presented at the 1991 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 6-9 October.

RODRÍGUEZ MONJE, Rubén Darío y BERNAL GONZALEZ, José Fernando. Metodología para la perforación de pozo infill en un campo maduro con ambiente de depositación fluvial. Aplicación Campo Colorado. Bucaramanga, 2009. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

SHU LUO, MOHAN KELKAR. SPE 134249. Infill Drilling Potential in Tight Gas Reservoirs. SPE. 19 – 22 September, 2010.

TISON, Joel K., AGARWAL, Ram G., ROSEPILER, Michael J., SCHLOTTMAN, Bernard W. SPE 11022. A Method for Selecting Potential Infill Locations in the East Texas Cotton Valley Tight Gas Play. SPE. 28 – 29 September, 1982.

W.D. Jr, McCain., G.W, Voneiff., E.R, Hunt., and M.E, Semmelbeck.: “A Tight Gas Field Study: Carthage (Cotton Valley) Field,” paper SPE 26141 presented at the 1993 SPE Gas Technology Symposium, Calgary, 28-30 June.