

**METODOLOGÍA PARA EL REGISTRO Y ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE
PRESIÓN EN POZOS EXPLORATORIOS DE GAS: APLICACIÓN CAMPO
COLOMBIANO**

MANUEL ALEJANDRO ROJAS GÓMEZ

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

2012

**METODOLOGÍA PARA EL REGISTRO Y ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE
PRESIÓN EN POZOS EXPLORATORIOS DE GAS: APLICACIÓN CAMPO
COLOMBIANO**

MANUEL ALEJANDRO ROJAS GÓMEZ

Tesis de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Directora

OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO

Ingeniera de Petróleos

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

2012

DEDICATORIA

A DIOS, mis dos madres Luz Marina, Alba Marina, mis hermanos y mis amigos #Petrorreas y los de Piedecuesta.

Agradezco a Halliburton Testing&Subsea por la oportunidad dada, a la Ingeniera Olga Ortiz y a la Universidad.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES DE PRUEBAS DE PRESIÓN A POZOS EXPLORATORIOS DE GAS	16
1.1 DESARROLLO DE PRUEBAS DE PRESIÓN	17
1.2 PARÁMETROS PRINCIPALES DE ANÁLISIS	20
1.2.1 Permeabilidad.....	20
1.2.2 Daño de formación.	21
1.2.3 Radio de investigación.....	24
1.3 SOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD PARA GAS'	25
1.4 EL CONCEPTO DE PSEUDO PRESIÓN.....	27
1.5 MÉTODO DE HORNER	29
1.6 PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD UP).....	29
1.6.1 Región de tiempos tempranos (ETR).	32
1.6.2 Región de tiempos medios (MTR).	33
1.6.3 Región de tiempos tardíos (LTR).....	33
1.6.4 Efectos de duración del postflujo	34
1.7 PRUEBAS DE DELIVERABILITY	35
1.7.1 Pruebas convencionales (flow after flow).	35
1.7.2 Prueba Isocronal.....	36
1.7.3 Prueba isocronal modificada.	36
2. HERRAMIENTAS PARA PRUEBAS DE POZO.....	42
2.1 HERRAMIENTAS PARA PRUEBAS DE PRESIÓN A POZOS DE GAS	42
2.1.1 Sistema APR	45
2.2 VÁLVULA DE CIRCULACIÓN CON DISCO DE RUPTURA	46

2.3 VÁLVULA MULTIPOSICIONAL DE CIRCULACIÓN	48
2.3.1 Prueba de pozo.	49
2.3.2 Prueba de integridad de sarta.	49
2.3.3 Circulación de fluido.	50
2.4 VÁLVULA DE DRENAJE	50
2.5 VÁLVULA DE CIERRE EN FONDO	53
2.5.1 Sección de válvula de bola	54
2.5.2 Sección de cámara de nitrógeno.	54
2.5.3 Sección de metering o retardador.....	55
2.6 PORTAMEMORIAS.....	57
2.7 MEMORIAS DE TOMA DE DATOS.....	58
2.7.1 El sensor.....	59
2.7.2 La electrónica.	60
2.7.3 El battery housing.	60
2.7.4 Características de las memorias.....	60
2.8 JUNTA DE SEGURIDAD	63
2.8 JUNTA DE SEGURIDAD	64
2.9 EMPAQUE DE AISLAMIENTO DE FORMACIÓN	65
2.10 ACCESORIOS ADICIONALES.....	67
2.10.1 Válvula de prueba de sarta.....	67
2.10.2 Shock absorber radial y vertical.....	69
2.10.3 Juntas deslizantes.	71
2.10.4 Martillo	73
2.10.5 Muestreador.....	75
2.11 DISEÑO DE SARTA	76
2.11.1 Presión de carga de nitrógeno.....	80
2.11.2 Presión de operación.....	83
3. DISEÑO DE LA PRUEBA	89
3.1 DISEÑO DE PRUEBAS PARA POZO EXPLORATORIO.....	90

3.2 DEPENDENCIA DE VARIABLES	91
3.2.1 Resultado análisis petrofísico	93
3.3 GENERACIÓN DE UNDERBALANCE	99
3.4 SIMULACIÓN DE CAÑONEO	100
3.5 CONTINGENCIAS.....	102
4. ANALISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN REALIZADA AL POZO A-1	105
4.1 PROPIEDADES BÁSICAS DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS	105
4.2 POTENCIAL DE POZOS VECINOS.....	107
4.3 APLICACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN	108
4.3.1 Modelos.....	112
5. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA	123
6. CONCLUSIONES	126
7. RECOMENDACIONES.....	127
BIBLIOGRAFÍA.....	128

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema de prueba a diferentes ratas de producción.	16
Figura 2. Modelo de permeabilidad de Darcy.....	20
Figura 3. Esquema de daño en un pozo.	22
Figura 4. Esquema de presión y caudal para una prueba de restauración.	30
Figura 5. Regiones de tiempos para una prueba de restauración.....	34
Figura 6. Diseño de Prueba isocronal	38
Figura 7. Gráfico de representación del AOF.....	40
Figura 8. Sarta comun DST.....	44
Figura 9. Esquema de herramienta.	46
Figura 10. Esquema de herramienta.	48
Figura 11. Esquema de herramienta.	51
Figura 12. Esquema de herramienta.	53
Figura 13. Grafica derivativa de la presión.	56
Figura 14. Esquema de herramienta.	57
Figura 15. Registradores de fondo.	58
Figura 16. Grafico log-log con mala resolución.	62
Figura 17. Esquema de herramienta.	64
Figura 18. Esquema de herramienta.	65
Figura 19. Esquema de herramienta.	67
Figura 20. Esquemas de herramientas.....	69
Figura 21. Esquema de herramientas.	71
Figura 22. Esquema de herramienta.	73
Figura 23. Esquema de herramienta.	75
Figura 24. Configuración mecánica pozo A-1.....	78
Figura 25. Sarta Final.....	87
Figura 26. Registro de Intervalo	92
Figura 27. Gráfico IPR.....	95

Figura 28. Cálculo para underbalance	100
Figura 29. Simulación por Software	102
Figura 30. IPR varios en pozos aledaños.....	107
Figura 31. Esquema de prueba: isocronal modificada	108
Figura 32. Esquema de prueba: flujo extendido y restauración.....	109
Figura 33. Factor de desviación del gas.....	111
Figura 34. Viscosidad del gas	111
Figura 35. Compresibilidad del gas	112
Figura 36. Gráfico Semilog.....	114
Figura 37. Derivativa pozo A1	115
Figura 38. Esquema de prueba	116
Figura 39. Daño vs Tasa de gas	118
Figura 40. Gráfica LIT	121
Figura 41. Diagrama de flujo	125

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ejemplo de cálculo por medio de regla trapezoidal para la pseudo-presión	29
Tabla 2. Características de memorias utilizadas para este proyecto	63
Tabla 3. Información pozo A-1	77
Tabla 4. Presiones de carga de nitrógeno	82
Tabla 5. Presiones de carga de nitrógeno.	83
Tabla 6. Presiones para cálculo de operación.	84
Tabla 7. Presiones para calculo de operacion	85
Tabla 8. Datos Petrofísicos.	93
Tabla 9. Datos para IPR.	95
Tabla 9. Esquema isocronal propuesto.....	98
Tabla 10. Datos petrofísicos del pozo A1	106
Tabla 11. Valores de choque	110
Tabla 12. Propiedades a condiciones estándar	112
Tabla 13. Suposición de modelos	113
Tabla 14. Resultados método de semilog	114
Tabla 15. Resultados por método derivada	115
Tabla 16. Valores de tasas obtenidos a diferentes chokes	118
Tabla 17. Resultados obtenidos de analisis non - Darcy	119
Tabla 18. Resultados análisis LIT	122

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA EL REGISTRO Y ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN EN POZOS EXPLORATORIOS DE GAS: APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO*

AUTOR: ROJAS GÓMEZ Manuel Alejandro**

La importancia de llevar a cabo exitosamente una prueba de presión a pozos exploratorios de gas es vital en el desarrollo del campo, ya que permite obtener un análisis en superficie de las propiedades que comprende el yacimiento en fondo.

En este proyecto se presenta la metodología para la toma de pruebas de presión implementada por la industria petrolífera colombiana a pozos exploratorios de gas. Se realiza una explicación paso a paso y en orden de procedimiento de cada uno de los lineamientos utilizados en el desarrollo de la prueba, y así lograr transmitir los conceptos y puntos a tener en cuenta al momento de ejecución, iniciando con los conceptos básicos y matemáticos de una prueba de presión, descripción de herramientas y diseño previo de la prueba de presión. Finalmente, se hace un análisis a los datos de presión obtenidos de los campos presentados, con el fin de establecer parámetros y comportamientos de fondo de yacimiento, logrando determinar si es un buen prospecto dentro de los altos estándares de la industria, en los cuales actualmente se requieren buenos proyectos..

Finalmente, este proyecto se convierte en una herramienta de criterio técnico y operacional para futuros trabajos que involucren una prueba de presión a pozos de gas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de ingeniería de Petróleos, Directora: Olga Patricia Ortiz Cancino

ABSTRACT

TITTLE: METHODOLOGY FOR THE ANALYSIS AND LOG OF A PRESSURE WELL TEST ON EXPLORATORY GAS FIELD: COLOMBIAN FIELD APPLICATION*

AUTHOR: ROJAS GÓMEZ Manuel Alejandro**

The importance to make a successfully pressure well test on exploratory gas field is vital on the reservoir development, due to allows obtain a surface analysis of the reservoir downhole properties.

In this work are presented the well test methodology implemented by the Colombian oil industry. It realize a step by step explanation and on proceed order, of every lineaments used on a test development, and on this way make sure to transmit the most important concepts taking in count to the execution moment., begin with a clear mathematics, description of tools and previous design of well test. and basics concepts about It does an analysis of the pressure data obtain of the presented fields, which target it is establish downhole reservoir parameters and behavior, achieved to determine if is a good prospect into oil industry standard, in which one actually requires good projects.

Finally, this work became in a technical and operational criteria tool, for future works that involve a well test pressure on a gas field.

* Work Degree

** Physical-Chemical engineering Faculty, Petroleum Engineering, Director: Olga Patricia Ortiz Cancino

INTRODUCCIÓN

El objetivo fundamental de la industria petrolera es satisfacer la creciente demanda de hidrocarburos, es por eso que actualmente en Colombia se están llevando a cabo varios proyectos de exploración donde se busca garantizar el autoabastecimiento de combustibles.

El interés mundial por el gas natural, le ha permitido al país entrar en una tendencia de crecimiento y desarrollo de programas de exploración de pozos de gas, viéndose reflejado este crecimiento en el progreso sobre la caracterización de formaciones como Ciénaga de Oro y la Luna, las cuales son llamadas a ser grandes productoras de gas en el ámbito nacional, y por lo tanto teniendo gran injerencia en la consecución del autoabastecimiento ya que por medio de su descubrimiento, el país puede reemplazar la falta de combustible líquido por un fluido de similares características en cuanto a generación energética y con un costo menor al usuario.

La metodología de trabajo sobre el registro y análisis de una prueba de presión se basó en un diagnóstico técnico-operacional y de análisis sobre distintos trabajos realizados en las cuencas colombianas candidatas a ser productoras de gas. En este contexto se trataron temas como el programa previo y el tipo de prueba a realizar según condiciones y fluidos que se esperan en el pozo, el diseño de la sarta de herramientas para la operación, el procedimiento para la realización de la prueba y por último un análisis de los datos obtenidos por medio de registradores de fondo.

Por medio de una implementación de los temas tratados anteriormente se logra realizar una prueba de presión exitosa, en el caso de no incluir cualquiera de los temas arriba nombrados se puede afectar el resultado de la prueba, sea o no conclusiva la misma con respecto al logro de los objetivos de la evaluación.

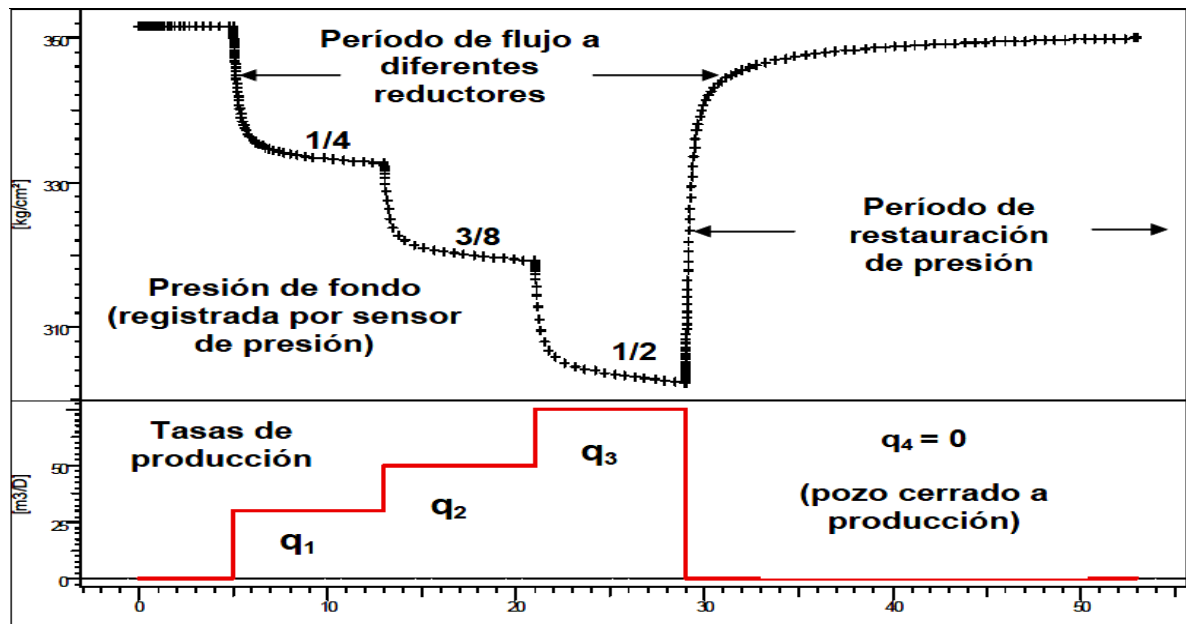
Este proyecto de grado se dividió en cuatro capítulos. El primero de ellos habla sobre el tipo de pruebas de presión a pozos de gas, los parámetros más importantes a tener en cuenta al momento de realizar el análisis, la solución del modelo matemático utilizado para la ecuación de difusividad en pozos de gas, la importancia de la pseudo-presión en este tipo de yacimientos y finaliza explicando los tipos de pruebas utilizadas en este proyecto. El capítulo dos trata los distintos tipos de herramientas utilizadas durante la ejecución de la prueba, y finaliza mostrando unos cálculos necesarios para el óptimo funcionamiento de las mismas, en función de la presión hidrostática entre otros. En el capítulo tres veremos cómo se realizó el diseño de esta prueba, teniendo en cuenta toda la información obtenida por petrofísica, también se tratara el tema de las contingencias y la simulación del cañoneo realizada por medio del software *Pulsfrac*[®]. Finalmente el capítulo cuatro mostrará los resultados obtenidos de la prueba realizada al pozo **A-1** por medio del software comercial.

1. GENERALIDADES DE PRUEBAS DE PRESIÓN A POZOS EXPLORATORIOS DE GAS

Este capítulo se orienta a exponer un marco teórico de forma general con respecto a los tipos de pruebas de presión aplicados a pozos exploratorios de gas, enfocándose en dos tipos de pruebas, build up e isócrona modificada las cuales se encuentran dentro de los procesos más empleados, y particularmente fue utilizada en el campo aplicado para este proyecto.

Las pruebas de presión generalmente consisten en provocar cambios en la tasa actual de producción del pozo cambiando a su vez las condiciones dinámicas del pozo presentes asociadas con el área de drenaje del mismo, además de permitir conocer propiedades de fondo de yacimiento y determinar si es viable económicamente.

Figura 1. Esquema de prueba a diferentes tasas de producción.



Fuente: DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. 2003 p. 11.

En la figura 1 se observa el comportamiento de un pozo fluyendo a diferentes tasas de producción, la línea verde se obtiene mediante los datos logrados de los registradores en fondo, los cuales indican el cambio de presión respecto al tiempo, mientras la línea roja muestra los valores de las tasas de producción en función de los diferentes valores de choke o reductores de flujo situados en la cabeza del pozo, los cuales son obtenidos en superficie por medio de los equipos de scan instalados en el choke y en la entrada del separador.

Cuando se habla de periodos de flujo a diferentes reductores, se hace referencia a la reducción que se le instala al choke para construir distintos valores de tasas de flujo, así en una prueba se puede escuchar que se reciba el pozo por $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$. Generalmente en las pruebas se recibe inicialmente con choke de $\frac{1}{4}$ y a medida que se va observando la respuesta del pozo, se va variando los valores por medio del choke ajustable como muestra la figura 1.

1.1 DESARROLLO DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas pueden ser de corta o larga duración, donde dependiendo del tiempo de permanencia de las mismas, se obtiene un impacto en la escala de validez de los parámetros determinados del análisis. La escala puede ser de unos cuantos pies próximos al pozo o incluso alcanzar el área total de drenaje conteniendo los límites de la misma. Debido a esto lo mejor es realizar un programa con el diseño de la prueba a efectuar, donde se establecerán entre otros, el tiempo estimado de la prueba de presión para así asegurar que se van a alcanzar todos los objetivos de evaluación.

Generalmente los datos de presión utilizados para el análisis se originan de cambios en las condiciones del régimen de flujo existente o actual del yacimiento o

pozo. Por ejemplo los cambios en los valores de las tasas de producción que se muestran en la fig. 1.1 provocan variaciones en la presión que son dependientes de los parámetros particulares del yacimiento y pozo bajo prueba. Es muy común que se hable de análisis de trasientes de presión. Por ejemplo, se puede provocar un cambio temporal en el régimen de flujo existente en el yacimiento con el solo hecho de cerrar el pozo, o de estar cerrado, abrirlo a producción.

Existen dos razones primordiales por las cuales se prueba un pozo: determinar viabilidad económica del pozo y conocer las propiedades de la formación. La primera sirve para decretar el proyecto como exitoso o de abandono, mientras con la segunda se puede establecer el daño en la región cercana al pozo, la permeabilidad de la formación y si el tiempo de restauración lo permite, determinar los límites del área de drenaje. El primer argumento es inevitable; el segundo se logra con un flujo de producción de fluido de formación.

En el caso de pozos exploratorios, las pruebas forman parte del proceso de evaluación exploratoria; es decir, se sabe solo después del cañoneo de la formación, si la misma es productiva o no, y de serlo, el análisis de los datos de presión y producción obtenidos de las pruebas permite confirmar las expectativas de exploración.¹

Los diferentes tipos de pruebas de presión se utilizan de acuerdo a las condiciones o necesidades que se tienen, tales como: características de formaciones de pozos offset, tipo y límites de yacimiento y especialmente el fluido de producción esperado.

Todos estos factores ayudan a determinar el tipo de prueba de presión que se requiere para un proyecto específico, en este caso los proyectos de exploración a pozos de gas.

¹ DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. (2003) p. 15

En el pozo de gas exploratorio aplicado para este proyecto, se muestra la forma como se realiza una prueba isocronal modificada, desde el diseño previo de la sarta hasta el cierre final de restauración. De esta forma se pueden dar recomendaciones y soluciones para mejorar el proceso de la prueba, así como evitar comprometer el descubrimiento de un gran yacimiento fallando de esta forma en el objetivo primordial, el cual es la optimización y caracterización para producción del pozo en estudio.

En la práctica de esta caracterización es importante resaltar que para este proyecto se hace un análisis primario donde se obtienen algunas propiedades del yacimiento por medio de análisis petrofísicos, diferentes tipos de registros y corazonamientos. Por medio de estas caracterizaciones previas se determinan los diferentes intervalos a cañonear.

Las zonas o intervalos de cañoneo son definidas de acuerdo a indicios que se muestran en los análisis realizados de cada etapa, sobre presencia de hidrocarburo.

En algunas ocasiones los estudios realizados pueden ser equivocados, por lo cual no todo intervalo seleccionado es efectivamente productor. Estas fallas son debido a errores en la toma de datos por parte de la herramienta o el ingeniero de campo, otras veces es debido a la mala interpretación realizada por los ingenieros en los laboratorios.

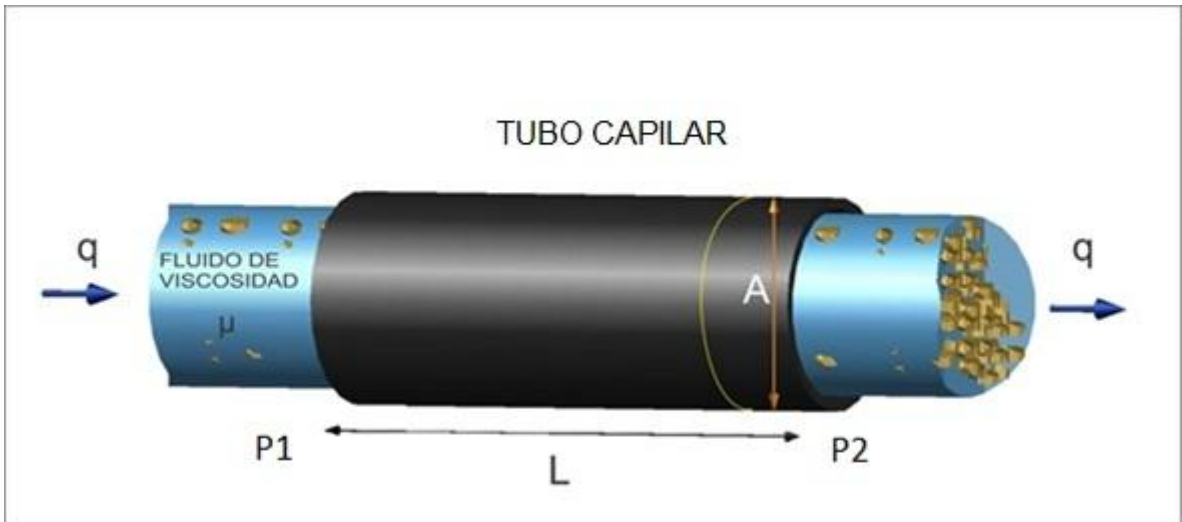
Caso similar puede suceder en la interpretación de las pruebas de presión, por eso es importante tener claro los conceptos básicos de las propiedades más inherentes a una prueba de presión y su respectiva interpretación.

1.2 PARÁMETROS PRINCIPALES DE ANÁLISIS

1.2.1 Permeabilidad.

La permeabilidad es la facultad que tiene la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de los espacios porosos interconectados, se tiene por medio de la ley de Darcy que:

Figura 2. Modelo de permeabilidad de Darcy



Fuente: Halliburton Communications. Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos. (2004) Pag 12.

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde K es la permeabilidad (Darcys), μ es la viscosidad (centipoises) en la dirección de recorrido del fluido, L (cm) distancia que recorre el fluido, A (cm²) es el área de sección transversal, ΔP (atm) es el diferencial de presión ($P_2 - P_1$) y q (cm³/s) es la tasa de producción. Dentro de las pruebas de presión, el conocer este factor permite determinar la conductividad de la formación, así como proporcionar un tiempo de flujo necesario para que la onda de alteración alcance los límites del yacimiento, realizando un análisis más completo al pozo en estudio.

Las permeabilidades de las formaciones de gas y petróleo comercialmente productoras varían desde pocos milidarcys a varios miles. Algunas rocas pueden presentar solo una fracción de un milidarcy y aún tener producción comercial, siempre y cuando la roca contenga fracturas u otro tipo de aberturas naturales o artificiales. En algunos yacimientos pueden observarse tendencias generales de permeabilidad de un sitio a otro, y muchos yacimientos determinan sus límites total o parcialmente por rocas de cubierta superior. Igualmente es común la presencia de uno o más estratos de permeabilidad uniforme en parte o en todo el yacimiento.²

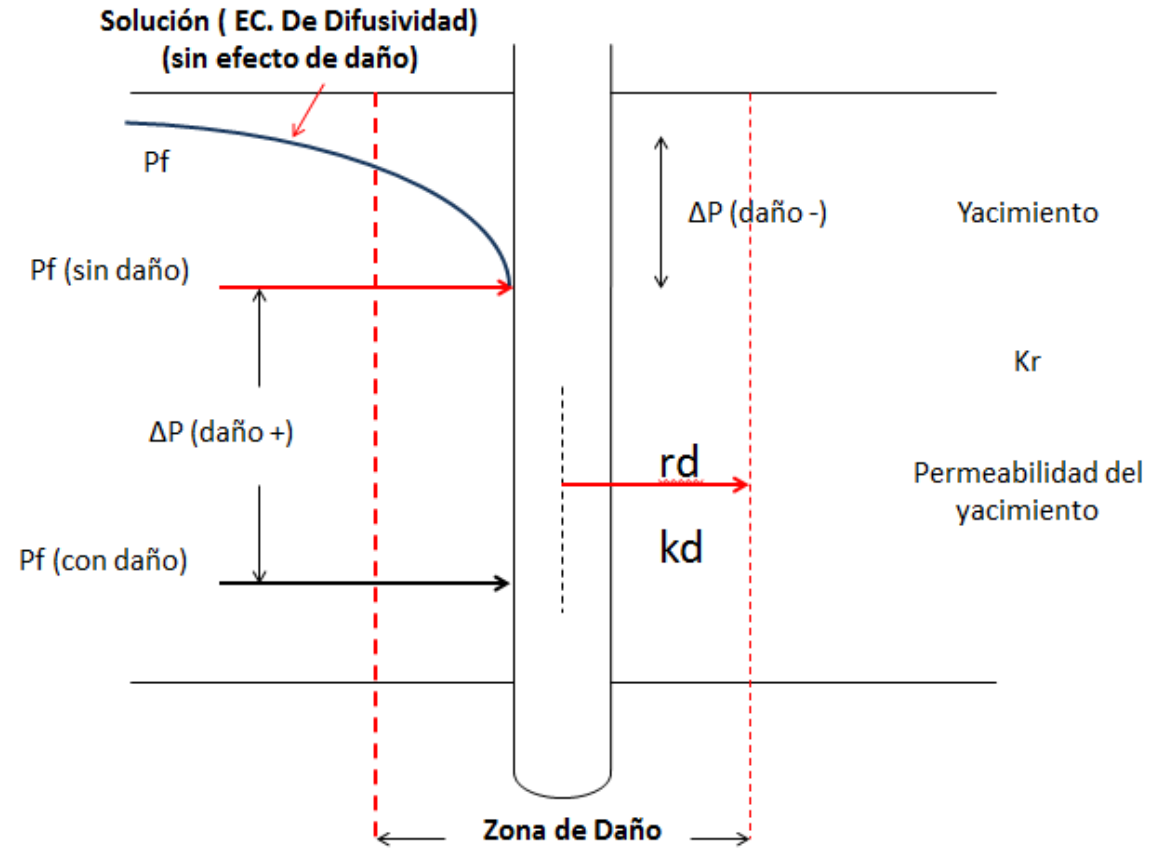
1.2.2 Daño de formación.

El daño a la formación se puede definir como una reducción en la permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo.

A continuación y con el fin de ilustrar el concepto del daño, se presenta un diagrama simplificado de sección transversal del yacimiento en donde se muestra el perfil radial de soluciones de la ecuación de difusividad en función del daño aparente del pozo. El pozo estaba cerrado y el yacimiento estaba a una presión uniforme de $p = P_i$ antes de la apertura del pozo a producción.

² Halliburton. Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos. (2004) Pag 13

Figura 3. Esquema de daño en un pozo.



Fuente: DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. 2003

El daño en si es una reducción de la permeabilidad de la formación, esta reducción puede ser causada durante el período de perforación, completación o producción del pozo. Se presenta por el resultado del hinchamiento de arcillas presentes en la formación, invasión del lodo de perforación hacia la formación, precipitaciones químicas, formación de emulsiones, deposición de parafinas, etc. Este mismo efecto puede ser producido por una reducción en el área ortogonal a la dirección de flujo cerca del pozo; así, una penetración parcial puede dar la impresión de una formación dañada. Inversamente, un pozo desviado incrementa el área de flujo cerca del pozo, dando la impresión de un pozo estimulado (con mayor permeabilidad alrededor del hoyo).

Es importante identificar este factor, el cual puede ser determinado al comienzo de una prueba de pozo. Cuando una formación tiene un valor de daño mayor que cero ($S > 0$) se considera que el pozo posee restricciones de flujo, la caída de presión es alta en las vecindades del pozo, y la productividad será menor en comparación con éste si no estuviera dañado, y mientras mayor sea este valor, mayor será la reducción en la permeabilidad.

Cuando el pozo no presenta daño, el valor de S es igual a cero, mientras que cuando el valor es negativo ($S < 0$), se considera que el pozo se encuentra estimulado, es decir, cuando la productividad es mayor en comparación con el mismo sin daño. El daño se denota con la letra “ S ” y es una relación del cambio de permeabilidad dentro de la zona afectada por los fluidos presentes en el pozo.

Todos los pozos son susceptibles al daño de formación en algún grado. El problema es determinar la magnitud del daño del pozo, las posibles causas, y finalmente, seleccionar el mejor tratamiento que lo supere. El valor del daño se obtiene del análisis de los datos de presión; sin embargo el valor que se obtiene del análisis es el daño total, resultado de la suma de varios daños parciales. Para el caso de yacimientos de gas, en adición al daño mecánico, se presentan efectos de daño asociado con régimen de flujo tipo no laminar, cuyo valor depende de la tasa de producción; para este tipo de pozos como el presentado en este proyecto son muy utilizadas las isocronales modificada, este tipo de prueba será explicada más adelante.

1.2.3 Radio de investigación.³

Si un pozo se abre para fluir, se cierra, o se cambia su tasa de producción, resultará una diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento. Esta variación de presión entonces se propaga desde el pozo a una velocidad que depende de las propiedades de la roca y del fluido en sitio.

Las propiedades de la roca incluyen permeabilidad, porosidad y espesor; mientras que las de los fluidos son viscosidad, compresibilidad y saturación. Contrario a lo que se cree, la velocidad de propagación de la onda transitoria de presión no depende de la tasa de producción.

Para propósitos prácticos el radio de investigación es equivalente al radio de drenaje, el cual viene definido por las siguientes ecuaciones:

Para un pozo de petróleo:
$$r_i = 0.032 \sqrt{\frac{k_o t}{\phi \mu_o C_t}} \quad \text{Ec. (2)}$$

Para un pozo de gas:
$$r_i = \sqrt{\frac{k_g t}{S_g \phi (\mu_g C)_i}} \quad \text{Ec. (3)}$$

Las ecuaciones anteriores corresponden a la distancia recorrida por la onda de presión, independientemente de la tasa de flujo.

Algunos autores afirman que lo que no se aprecia en una prueba de flujo o declinación, no se verá en una restauración. Por ejemplo, si la declinación fue muy corto para observar el efecto de los límites, la restauración no podría usarse para

³ Halliburton Communications. Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos. (2007)

calcular la distancia a los mismos, a pesar de que esta dure por largo tiempo. De hecho, ciertos autores establecieron que el radio de investigación durante una prueba de declinación debería ser al menos cuatro veces la distancia a la falla sellante para poder observar la doble pendiente durante la prueba de restauración. Entonces, el radio de investigación dependerá del tiempo de duración de la prueba y del alcance del análisis que se requiera hacer. Si se requiere hacer un estudio para determinar la permeabilidad, el daño en las cercanías del pozo y la P^* , solo se requerirá el tiempo necesario para que la onda de presión alcance e flujo radial. Si se requiere conocer la geometría del yacimiento, se debe esperar un tiempo adicional para observar el comportamiento de la presión en la recta de Horner y de esta manera poder determinar la existencia o no de límites o fallas en el yacimiento.

En la actualidad es posible determinar el momento en el que se ha alcanzado flujo radial debido a la existencia de herramientas que miden datos de temperatura y presión en tiempo real, lo que puede determinar el tiempo de duración de la prueba.

1.3 SOLUCIÓN DE LA ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD PARA GAS^{4,5}

En esta sección se presentará el desarrollo de la ecuación de difusividad, cuya solución en términos de presión o tasa describe el flujo de fluido en un medio poroso, es decir, en el yacimiento.

Al aplicar un balance de masa sobre un elemento finito de geometría determinada se obtiene la ecuación de continuidad:

⁴ DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. (2003) Pág. 24

⁵ ALVARADO, Douglas. Manual Análisis de pruebas de presión en pozos. (2004) Pág. 26

$$\frac{1}{r} \frac{\delta}{\delta r} (r \rho v_r) = - \frac{\delta(\phi \rho)}{\delta t} \quad \text{Ec. (4)}$$

La ley de Darcy es:

$$V_r = - \frac{k}{\mu} \frac{\delta p}{\delta r} \quad \text{Ec. (5)}$$

Sustituyendo la ecuación (5) en (4):

$$\frac{1}{r} \frac{\delta}{\delta r} \left(r \rho \frac{k}{\mu} \frac{\delta p}{\delta r} \right) = \frac{\delta(\phi \rho)}{\delta t} \quad \text{Ec. (6)}$$

La ecuación diferencial final dependerá de incorporar la ecuación de estado del fluido cuya densidad es ρ en la ecuación (6). La densidad del fluido está relacionada con la compresibilidad del mismo. Dos casos son de interés en ingeniería de yacimientos: líquido (petróleo) y gas. En nuestro caso particular, es de interés el caso del gas.

La densidad para el caso de un gas real viene dada por:

$$\rho = \left(\frac{M}{RT} \right) \frac{p}{z} \quad \text{Ec. (7)}$$

En la ecuación (7), M es el peso molecular del gas, R la constante de gases, T es la temperatura absoluta, y es el factor de desviación del gas. Z

Substituyendo la densidad en la ecuación (6), se obtiene:

$$\frac{1}{r} \frac{\delta}{\delta r} \left(\frac{p}{\mu(p)z(p)} r \frac{\delta p}{\delta r} \right) = \frac{\phi}{k} \frac{\delta}{\delta t} \left(\frac{p}{z(p)} \right) \quad \text{Ec. (8)}$$

La ecuación (8) es la ecuación básica, que rige el comportamiento del flujo de gas en el yacimiento y a partir de la cual se efectuaron numerosos estudios, tanto

teóricos como con datos de campo, a fin de lograr una solución tipo analítica y simple para la presión o la tasa, considerando la naturaleza no lineal de la ecuación.

La consideración inicial de un gas ideal sirvió de punto de partida., teniendo que el factor de desviación Z es igual a 1, y asumiendo que la viscosidad es constante al igual que la compresibilidad del gas y se calcula usando el valor inicial de la presión $C_g = \frac{1}{p_i}$, la ecuación (8) se puede expresar como:

$$\frac{\delta^2 p^2}{\delta r^2} + \frac{1}{r} \frac{\delta p^2}{\delta r} = \frac{\phi \mu C_i}{k} \frac{\delta p^2}{\delta t} \quad \text{Ec. (9)}$$

La ecuación (9) es muy similar a la ecuación válida para el caso de petróleo, si se considera p^2 en lugar de p. Es por ello que se podría usar la solución adimensional para líquidos en el análisis de gases ideales.

Sin embargo, en el caso de gases reales tanto la viscosidad como el factor de desviación (Z) y compresibilidad (C_g) son dependientes de la presión.

1.4 EL CONCEPTO DE PSEUDO PRESIÓN

El uso de la pseudopresión permite mejorar la precisión en el análisis de los pozos de gas, los términos de las ecuaciones se escriben en función de ésta, en lugar de utilizar aproximaciones para presiones o presiones cuadradas.

Una aproximación general para linealizar la ecuación para el flujo de gases es empleando una versión de la integral de Kirchhoff sugerida por **Al-Hussainy**:

$$m(p) = \int_{p_b}^p \frac{2p}{\mu(p)z(p)} \delta p \quad \text{Ec. (10)}$$

Lo cual en la literatura es llamada como la “pseudo presión real del gas”

Todos los parámetros de la integral pueden ser obtenidos directamente de un análisis o mediante correlaciones PVT del gas a temperatura de yacimiento, ó conociendo solo la gravedad del gas, de las correlaciones estándar de μ y Z , en una gráfica contra temperatura de yacimiento.⁶

El factor de compresibilidad también se puede encontrar si se conoce la composición del gas en función de los moles de los componentes por medio de una ecuación de estado. Igualmente conociendo la gravedad del gas puedo obtener el valor de Z por medio del mismo proceso.

Para el caso de este proyecto, el software comercial utilizado efectuó el cálculo de $m(p)$ automáticamente, siendo necesarias la composición del gas o su gravedad específica y temperatura.

Aunque de ser necesario, la función $m(p)$ puede ser calculada partiendo del valor de presión obtenido de los registradores y por medio de unas operaciones llegar al valor de pseudo-presión equivalente.

El proceso para convertir un valor normal de presión a pseudo-presión se muestra a continuación resolviendo la integral mediante la regla trapezoidal:

⁶ Halliburton. Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos. (2004) Pag 115.

Tabla 1. Ejemplo de cálculo por medio de regla trapezoidal para la pseudo-presión

Pressure (psi)	Z ()	Mug (cp)	2(p/uz)	media 2(p/uz)	dp	media*dp	m(p)	q
14,70	0,9983	0,0125	2356,26	1178,13	14,70	17313,77	17313,77	1267947,42
64,70	0,9923	0,0125	10411,45	6383,85	50,00	319192,74	336506,51	1267692,40
114,70	0,9864	0,0126	18511,26	14461,36	50,00	723067,76	1059574,27	1267114,72
164,70	0,9806	0,0126	26642,77	22577,02	50,00	1128850,82	2188425,10	1266212,85
214,70	0,9748	0,0127	34795,66	30719,21	50,00	1535960,63	3724385,72	1264985,72
264,70	0,9690	0,0127	42960,79	38878,22	50,00	1943911,20	5668296,92	1263432,68
314,70	0,9633	0,0128	51129,64	47045,22	50,00	2352260,82	8020557,74	1261553,38
364,70	0,9576	0,0128	59294,03	55211,84	50,00	2760591,76	10781149,50	1259347,86
414,70	0,9520	0,0129	67445,97	63370,00	50,00	3168499,85	13949649,35	1256816,45
464,70	0,9464	0,0130	75577,56	71511,76	50,00	3575588,25	17525237,60	1253959,81

1.5 MÉTODO DE HORNER

Es una aproximación utilizada para evitar el uso del principio de superposición en pozos con tasas variables. El método de Horner simplemente utiliza un solo valor de tiempo de producción y un solo valor de tasa de producción aplicado para un flujo de estado no estable o trasiente; se cumple la siguiente ecuación:

$$P_{wf} = p_i - \frac{162.6 Q_g \mu B_g}{kh} \left[\log \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad \text{Ec. (11)}$$

Generalmente se utiliza la última tasa de producción a la que estuvo sometido el pozo siempre y cuando tenga un tiempo por lo menos dos veces superior al tiempo de producción inmediatamente anterior.

Es necesario que se cumpla lo anterior ya que al mantener una tasa por un periodo significativo de tiempo se puede determinar con mayor facilidad la distribución de presiones cerca a la cara del pozo y lograr un mayor perfil de presiones por fuera del radio de investigación.

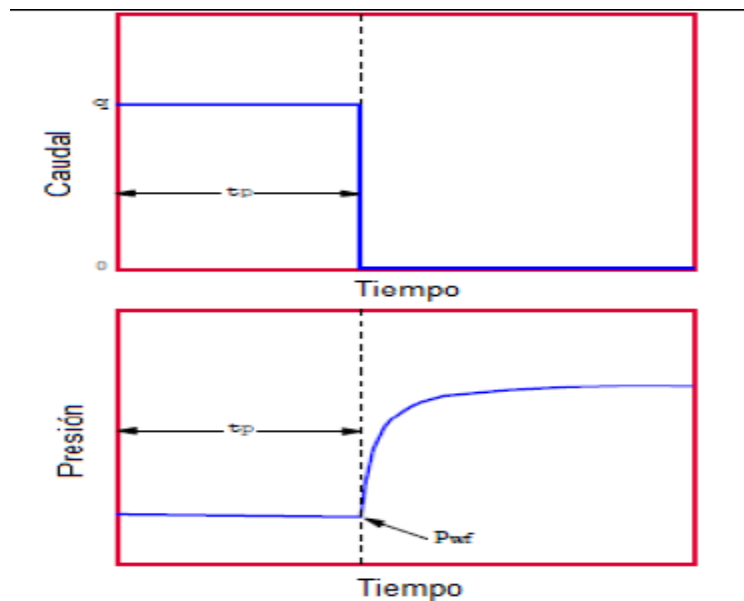
1.6 PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN (BUILD UP)

La prueba de restauración de presión es una técnica muy utilizada en la industria petrolera.

Básicamente, la prueba es realizada a un pozo que se encuentra produciendo a tasa constante por un periodo de tiempo, se cierra el pozo ya sea en fondo o en superficie y de esta manera permite la restauración de la presión en el yacimiento.

El restablecimiento se adquiere por medio de registradores los cuales van tomando datos en función del tiempo. De la adquisición y posterior análisis de estos datos es posible estimar propiedades como permeabilidad, área de drenaje, heterogeneidad y límites del yacimiento.

Figura 4. Esquema de presión y caudal para una prueba de restauración.



Fuente: Horner, R.N.: "Modern Well Test Analysis", 2th Edition (1995).

Varias razones la han convertido en una prueba popular, algunas de estas son:

- No requiere una supervisión muy detallada.

- Se pueden estimar los parámetros básicos para caracterizar un yacimiento como: permeabilidad, continuidad, modelos de flujo del reservorio y de frontera.

Adicionalmente, la prueba de declinación de presión no permite estimar la presión promedio del yacimiento o su presión inicial, mientras que la prueba de restauración si lo hace.

En términos generales, una prueba de restauración de presión requiere cerrar un pozo después de que se ha producido durante algún tiempo en el que la estabilización del caudal se ha alcanzado.

Una prueba de restauración se procede de la siguiente manera:

- Estabilizar el pozo a un caudal de producción constante, q .
- Cerrar el pozo y registrar el valor de la presión de fondo (justo antes del cierre).
- Registrar los valores de presión de cierre a intervalos cortos de mínimo un punto por segundo, hasta un valor establecido de tiempo que variará de acuerdo con las características de transmisibilidad del yacimiento y de los fluidos que contiene.

Existen diferentes tipos de pruebas de restauración (build up), que se pueden realizar dependiendo de las condiciones del pozo:

- Pruebas de restauración de presión con una tasa de producción constante antes del cierre.
- Pruebas de restauración de presión precedidas de dos tasas diferentes de flujo.
- Pruebas de restauración de presión precedidas por $(n-1)$ diferentes tasas de flujo.

Para la evaluación del pozo se realizó el tercer tipo de prueba de restauración.

El método de análisis es altamente basado en el procedimiento gráfico sugerido por Horner. Este procedimiento es correcto solo para yacimientos que actúan como infinitos, aunque las gráficas también pueden ser interpretadas correctamente para yacimientos finitos, por lo cual solo se enfatiza sobre este procedimiento.⁷

Al finalizar la prueba de restauración se grafican los datos obtenidos del cierre, esta gráfica generalmente presenta tres tipos regiones de flujo las cuales son función del tiempo transcurrido y la distancia recorrida por la onda de presión.

La primera región de tiempo inicial ó ETR, región de tiempos medio ó MTR y por último la región de tiempos tardíos ó LTR.

1.6.1 Región de tiempos tempranos (ETR).

Esta región generalmente se ve influenciada por dos parámetros que afectan de forma directa el gráfico a visualizar, el coeficiente de almacenamiento el cual se puede disminuir si el cierre se realiza en fondo y por otro lado el factor de daño en la cara del pozo que a su vez altera la permeabilidad. La permeabilidad de la formación se muestra en forma de línea recta, por lo cual no se evidenciara en la gráfica hasta que la onda de presión no traspase esta primera región de permeabilidad alterada.

El otro factor que afecta la región de tiempos tempranos es debido a la acumulación en fondo de los fluidos del yacimiento, ya que al momento de cierre el caudal q no pasa inmediatamente a cero sino que durante un tiempo Δt va a tener un valor diferente de cero hasta lograr el cierre total del pozo.

⁷ Traducido de Lee, John.: Well Testing Vol. 1. (1982). Pag 31

Debido a este problema es que se recomienda que el cierre del pozo se realice en fondo, ya que de esta manera se reduce el enmascaramiento que produce el coeficiente de almacenamiento a las propiedades del yacimiento. Se entiende que en el momento que finaliza el postflujo o almacenamiento se termina igualmente la región de tiempos tempranos.

1.6.2 Región de tiempos medios (MTR).

Aparece en el momento en el cual usualmente se evidencia una línea recta en la cual la pendiente está relacionada con la permeabilidad de la formación. Debido a que los efectos de almacenamiento y de daño del pozo no están influyendo sobre la onda de presión, esta región debe ser localizada correctamente para evitar confusiones entre regiones y así poder obtener los valores de permeabilidad, daño y presión de la formación utilizando por ejemplo el método de Horner.

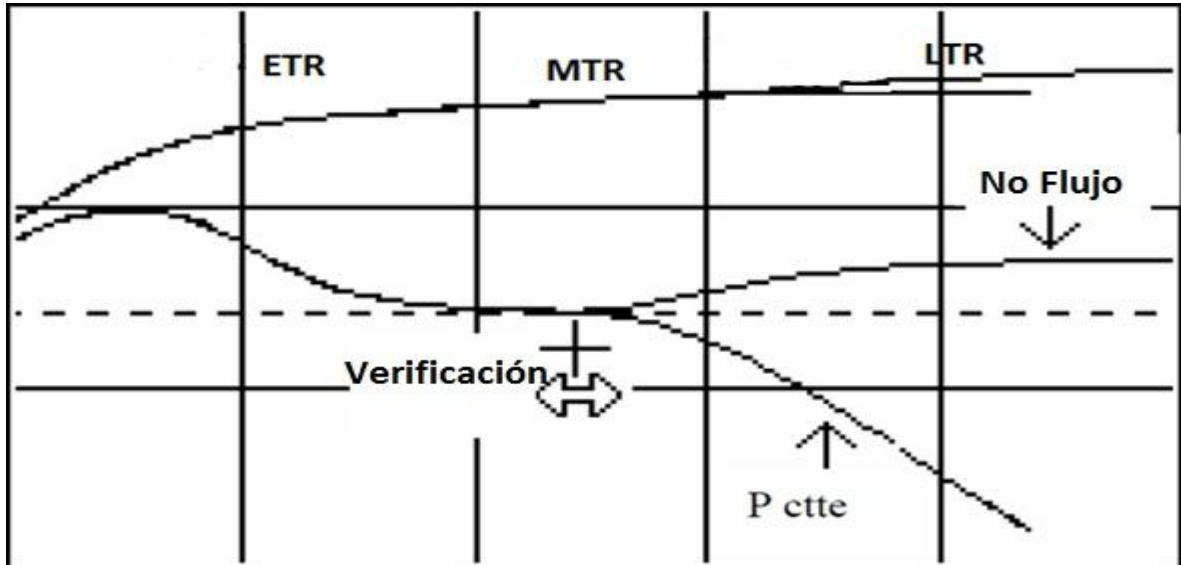
La línea recta se mantendrá hasta que el radio de investigación de la onda de presión alcance algún límite del yacimiento, heterogeneidades masivas o un contacto fluido/fluido.

Es importante no confundir esta línea recta con alguna de las líneas rectas que pueden llegar a aparecer en la región de tiempos tempranos o tardíos.

1.6.3 Región de tiempos tardíos (LTR).

El comportamiento de la gráfica en tiempos tardíos esta principalmente influenciado por la configuración o tipo del límite, la interferencia con otros pozos cercanos, heterogeneidades del yacimiento y por contactos entre fluidos, existe la posibilidad de que esta región no se evidencie y sucede cuando el yacimiento es infinito, por lo tanto la gráfica de Horner no cambiará su pendiente.

Figura 5. Regiones de tiempos para una prueba de restauración.



Fuente: Halliburton Communications. Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos. (2008)
Pag 139

1.6.4 Efectos de duración del postflujo

Durante el avance del texto se ha dado importancia al efecto de almacenamiento o postflujo, principalmente por los problemas que puede causar a la hora de realizar un análisis acertado a la prueba de restauración.

Dentro de los principales problemas se encuentran:

- Reconocimiento no adecuado o más complicado debido al retardo en el comienzo de la MTR.
- Falta de percepción de la línea MTR aun con periodos de flujo largos, o en algunos casos aparición temprana de efectos de frontera sin distinguir la línea MTR.
- Aparición de algunas líneas rectas falsas que promueven a la confusión con la línea recta de MTR y de esta manera fallar en el cálculo y determinación de propiedades del yacimiento.

1.7 PRUEBAS DE DELIVERABILITY

Las pruebas de deliverability para pozos de gas son hechas para determinar la capacidad que tiene un pozo para producir bajo diferentes condiciones en la cara de la arena y en superficie, tomando en cuenta la presión del yacimiento. El control de la presión en superficie dependerá de:

- La presión de operación de la tubería a la cual el gas es descargado.
- Las características de los mecanismos de compresión instalados.
- Las pérdidas de presión que ocurren en el tubing y en las líneas de circulación.
- El tamaño del estrangulador seleccionado para controlar la tasa de producción.

La presión del yacimiento depende de la extensión de la depleción del mismo y de algún aumento de la presión que podría ser provista por la intrusión del agua.

Dentro de las pruebas deliverability se encuentran tres tipos:

1.7.1 Pruebas convencionales (flow after flow).

En una prueba convencional, la presión estática del yacimiento es determinado cuando el pozo es cerrado por un periodo de tiempo hasta que la presión de cierre estabilizada sea conocida. El pozo se pone a fluir hasta que alcance una presión fluyente estabilizada para una tasa de flujo constante.

En muchas áreas, la estabilización es definida en términos de cambio de porcentaje por unidad de tiempo. Este procedimiento se repite 4 veces de manera que la tasa de flujo incremente hasta obtener una presión fluyente estabilizada en cada periodo.

1.7.2 Prueba Isocronal.

Es una prueba en la cual el pozo se cierra durante un tiempo suficiente antes de cada periodo de flujo, de manera que cada periodo inicie con la misma distribución de presión en el yacimiento. El principio básico detrás de las pruebas Isocronales es que la efectividad del radio de drenaje, una función de la duración de flujo, es la misma para cada punto de los datos medidos.

1.7.3 Prueba isocronal modificada.

El Objetivo de las pruebas isocronales modificadas, es obtener datos para establecer una curva de entregabilidad estabilizada de un pozo de gas, sin fluir el pozo por largo tiempo de manera que pueda alcanzar condiciones de flujo estable. Este procedimiento se realiza a pozos de baja permeabilidad donde alcanzar este tipo de estado es poco probable o no realizable.

Una gran ventaja de este tipo de prueba es que en algunas ocasiones no requiere de largos periodos de cierre, acortando el tiempo de duración de la prueba, y por consiguiente disminuyendo los costos de exploración del yacimiento y su formación productora.

Este tipo de prueba consiste en aplicar periodos de cierre en igual término de duración que los periodos de flujo, a estos periodos de cierre y apertura se les llama isocronas. Se le agrega el término modificada al nombre de la prueba debido a que a diferencia de las isocronas normales, las modificadas no se inician desde el valor de presión promedio del yacimiento como las regulares, sino que inician apenas termina el periodo de flujo sin estabilizar el valor de presión de fondo.

Debido a que el pozo frecuentemente no alcanza a restaurar la presión promedio de yacimiento después de cada período de flujo, la presión de cierre es registrada

inmediatamente antes de comenzar a fluir el pozo; la misma es utilizada posteriormente en el análisis en vez de usar la presión promedia del yacimiento.

En consecuencia, la prueba isocronal modificada es muy convencional, si se tiene en cuenta que se emplean las presiones de cierre inestabilizadas. Hay que destacar que, a medida que los períodos de cierre durante la prueba son mayores, la calidad del dato y por supuesto la interpretación va a ser mucho más precisa. Igualmente, es requerido para analizar la prueba un punto de flujo final estabilizado, el cual generalmente es obtenido al final de la prueba⁸.

Esto con el fin de asegurar condiciones de régimen de flujo semi-estacionario, logrando condiciones de “estabilización”, lo que significa disponer al menos de un punto de presión que se considere estable (régimen de flujo estacionario) y de esta manera del análisis de los datos poder determinar gráfica tipo IPR estabilizada⁹.

Por medio de la implementación de prueba isócrona modificada, se determina la tasa ideal de flujo que altere menos el yacimiento por medio del flujo non Darcy, esto es importante ya que conociendo este valor de rata de producción se puede planear mejor la completación del pozo y el índice de productividad del pozo.

El ingeniero también puede calcular la diferencia de presiones que existe entre un cierre y el subsecuente; de esta manera puede obtener una relación de presiones, la cual le ayudará a inferir cual será el comportamiento del pozo en el siguiente cierre y además determinar sin necesidad de un análisis avanzado si el yacimiento ya alcanzo límites y de qué tipo son.

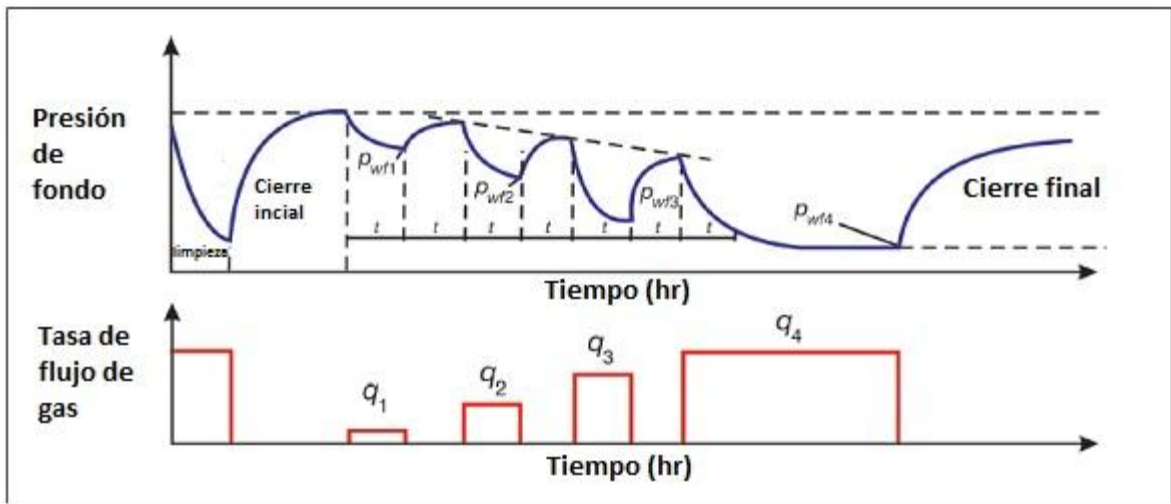
⁸ Blog Petrolero. Diseño e Implementación de pruebas de presión [en línea]. 2010 <http://blogpetrolero.blogspot.com/2010/09/disenoeimplementaciondepruebas.html>

⁹ DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. (2003) p. 182.

Esto debido a que por medio de la obtención de datos en tiempo real se notará la conservación de la presión a medida que avanza la prueba, lo cual inferiría comportamiento infinito aún o límite de presión constante, y en la otra forma al ver depletación del yacimiento, deducir que se trata de un límite de no flujo.

Finalmente, un gráfico de prueba isocronal modificada se esquematiza de la siguiente manera:

Figura 6. Diseño de Prueba isocronal



Fuente: Modificado de Learning from Modified Isochronal Test. A. A. A-Subaie. 2009. p 4.

En el gráfico 6 se observa cada una de las etapas que se llevan a cabo durante una prueba isocronal modificada, iniciando desde el flujo de limpieza post cañoneo, el cierre inicial, las isócronas modificadas que en este caso son tres, pero que no necesariamente tienen un valor máximo a realizar, el flujo extendido y finaliza con un cierre final de restauración; el número de isocronas es determinado por los ingenieros de yacimientos con base en información obtenida de las

propiedades petrofísicas de la formación durante la perforación, toma de núcleos y de pozos off-set del yacimiento.

También se debe tener en cuenta, que el número de isócronas a realizar durante la prueba puede variar, esto por situaciones inesperadas que se presenten durante el desarrollo de la misma, así como por evidencia del comportamiento del pozo, el cual puede hacer variar los planteamientos programados inicialmente. Y por último el cierre de estabilización para intentar alcanzar régimen de flujo estacionario.

En la parte inferior de la gráfica se observa el esquema de las tasas de producción del pozo cuando se realizan los periodos de flujo, se denota por el mayor valor de la tasa de producción que el choke utilizado para el flujo estabilizado fue el de mayor valor.

El análisis de una prueba isócrona modificada debe tener como consideración que el valor de la presión al momento de cierre será menor al valor de la presión del yacimiento, esto debido a que el tiempo de cierre es muy corto para alcanzar condiciones de estabilización.

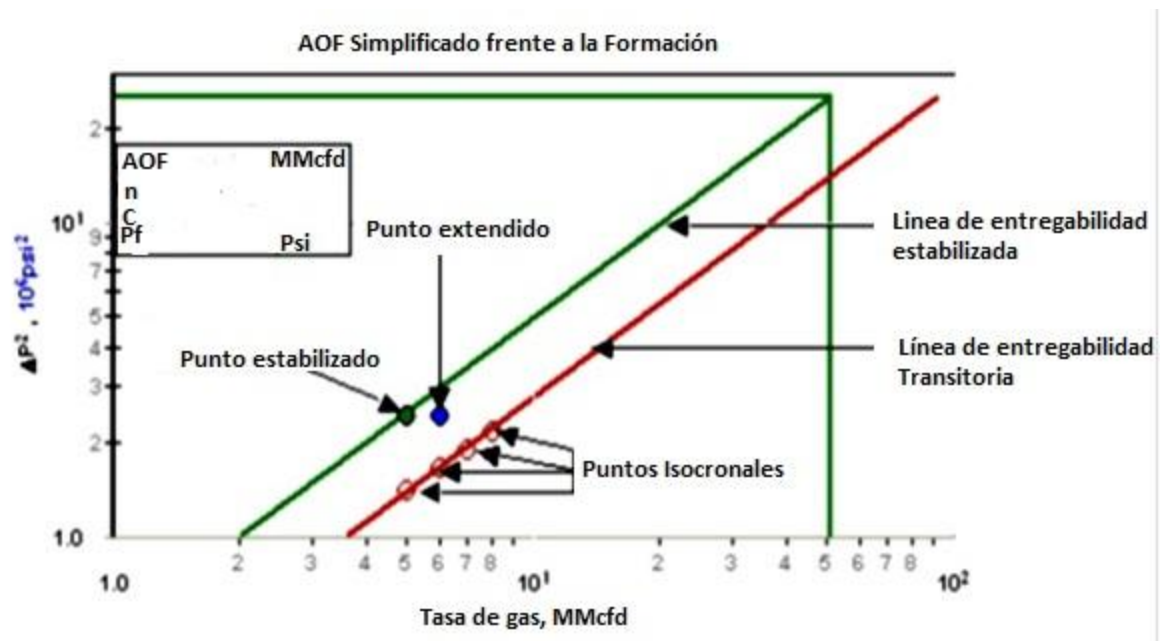
Los datos obtenidos de la prueba son graficados en una gráfica log-log de Δp^2 contra q_{st} donde Δp^2 está definida como:

$$\Delta p^2 = (P_{ws}^2 - P_{wf}^2) \quad \text{Ec. (12)}$$

El flujo y cierre en iguales periodos de duración proporcionan la información requerida para graficar un número de puntos igual al total de isócronas realizadas durante la prueba. Una línea recta, llamada línea de entregabilidad transitoria, es dibujada a través de estos puntos.

La duración del ultimo flujo es extendido hasta que la presión se ha estabilizado. Esta información es utilizada para dibujar otro punto llamado punto de estabilización. Una línea paralela a la de entregabilidad transitoria es trazada a través del punto de estabilización denominada línea de entregabilidad estabilizada.

Figura 7. Gráfico de representación del AOF.



Fuente: Isochronal Test Review. 2000 P. 6.

En Resumen, se puede decir que las pruebas por lo general consisten en inducir cambios en la tasa actual de producción del pozo, lo que perturba o cambia las

condiciones dinámicas presentes (presión, flujo) asociadas con el área de drenaje del pozo. El análisis de los cambios de presión y flujo en función del tiempo permite la determinación de los parámetros del yacimiento.

Dependiendo de las características dinámicas del yacimiento, es posible el logro de todos los objetivos propuestos, siempre y cuando la duración de la prueba y el procedimiento usado en la realización de la misma lo permitan.

Por ejemplo, de ser la transmisibilidad pequeña, es necesario un tiempo de prueba considerable, a fin de lograr una escala de investigación asociada con el área de drenaje que permita caracterizar la misma (determinación de la permeabilidad efectiva, daño del pozo, existencia de discontinuidades y límites).¹⁰

El manejo de datos de la prueba y la interpretación que de ellos se obtenga ayuda a obtener diferentes informaciones de yacimiento y pozo entre los cuales se encuentran:

- Presión actual de la capa o conjunto de capas.
- Permeabilidad efectiva y producto permeabilidad – espesor.
- Daño de pozo.
- Heterogeneidades y límites asociados con el área de drenaje.
- Estrategias de completación óptima del pozo.
- Análisis de productividad del pozo. (índice de productividad).
- Comercialidad o no del pozo.
- Confirmación o validación de los valores de presión a esperar en el pozo según los resultados de simulador numérico de yacimiento.

¹⁰ DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. (2003) p.15

2. HERRAMIENTAS PARA PRUEBAS DE POZO

En este capítulo se mostrarán las diferentes herramientas utilizadas por la industria de hidrocarburos para realizar pruebas de presión con cierre en fondo a pozos exploratorios colombianos. Los elementos mostrados son de última generación y con los más altos avances tecnológicos. Adicionalmente se explicara en forma bastante resumida el funcionamiento de cada instrumento para que el lector comprenda el porqué del uso de las herramientas en el pozo.

Se tratará también los aspectos y parámetros presentes en los pozos aplicados de este proyecto de grado relevantes para el diseño de una sarta como son: configuración de la prueba a realizar, profundidad, temperatura, presión, estado mecánico del pozo, densidad del fluido de completamiento.

Una vez determinados los elementos y accesorios que van a ser corridos en el pozo para realizar la prueba se presentará la sarta final que será corrida en el hueco.

2.1 HERRAMIENTAS PARA PRUEBAS DE PRESIÓN A POZOS DE GAS

Los equipos que se utilizan durante una prueba de presión son importantes para el buen desarrollo del trabajo. Conocer una herramienta desde su operación hasta la función que realiza en el pozo es importante para el ingeniero a cargo de la operación, por eso en este capítulo se da una ilustración exterior sobre los diferentes instrumentos que componen un BHA, la forma de operación y su función dentro del pozo.

Objetivamente el enfoque será en el uso de las mismas en las situaciones que son requeridas ya que como se observará no todas las herramientas actúan al tiempo sino que dependiendo de la operación a realizar en el pozo, entrarán en actividad

las necesarias para un trabajo en particular, mientras las demás permanecerán en estado de stand by dentro del pozo.

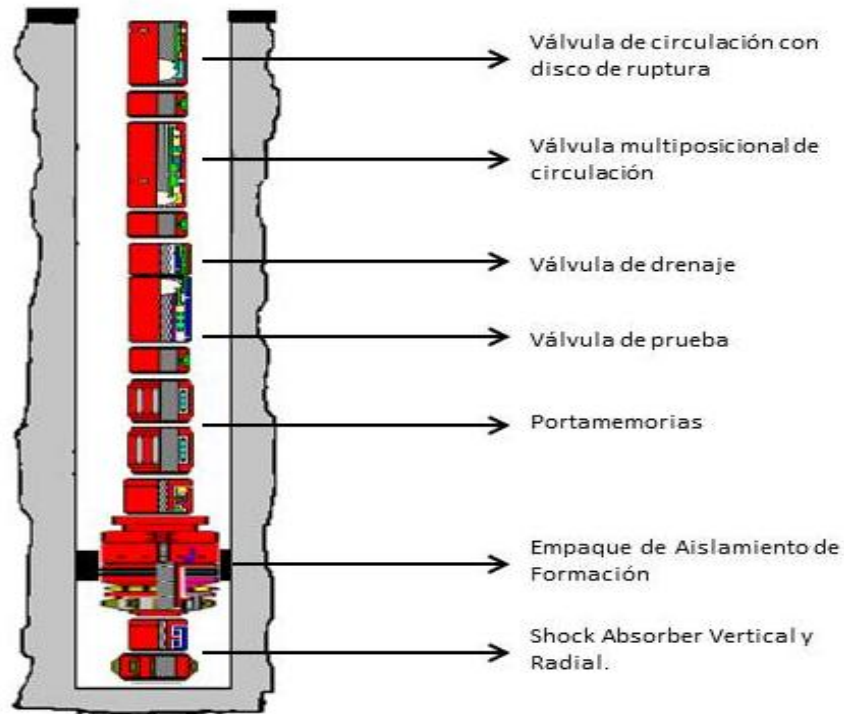
Las pruebas realizadas a los pozos en evaluación fueron realizadas con asistencia de taladro, por lo cual se utilizaron herramientas para configurar un esquema de completamiento DST. El tipo de sarta apropiada es sugerido como se verá más adelante por medio del equipo encargado del diseño de la prueba.

En cuanto a los beneficios de probar con taladro en sitio, como en este caso, la sarta tipo DST tiene una ventaja inherente: el cierre es de fondo. De aquí que la duración de los períodos de cierre y los efectos de segregación de fases se minimizan.¹¹

A continuación se muestra un bosquejo de la configuración de sarta de prueba tipo DST que está inspirada en una presentada por la compañía Halliburton.

¹¹ DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. (2003) p. 224

Figura 8. Sarta comun DST



Fuente: (Modificado) Halliburton. Well Testing Catalog. (2004) Pag. 21

De esta manera se tratará de familiarizar al lector con las diferentes herramientas que se encuentran presentes en una sarta DST.

Cabe anotar que la sarta de herramientas presentada aquí fue la utilizada en el pozo analizado dentro del proyecto de grado. La explicación que se dará de cada equipo busca que el lector comprenda su función dentro del proceso de prueba DST, y de esta manera tenga una mejor comprensión sobre la forma de realizar una prueba de presión a un pozo. Las herramientas de prueba de pozos tienen un gran avance tecnológico debido al desarrollo de nuevas técnicas para el funcionamiento de válvulas dentro del pozo. Actualmente la industria petrolera permite realizar múltiples pruebas a un pozo exploratorio, incluso probando el mismo intervalo por un tiempo indefinido.

No se hace referencia al tiempo de duración del cierre o flujo sino a la cantidad de veces que se puede cerrar o abrir el pozo a fluir dentro de la misma zona cañoneada. Esto se debe a labores de trabajo e investigación donde se lograron progresos como es el caso para estas herramientas las cuales se trabajan por medio de un sistema llamado APR[®] (Annulus Pressure Response) que traduce respuesta por presión anular.

2.1.1 Sistema APR

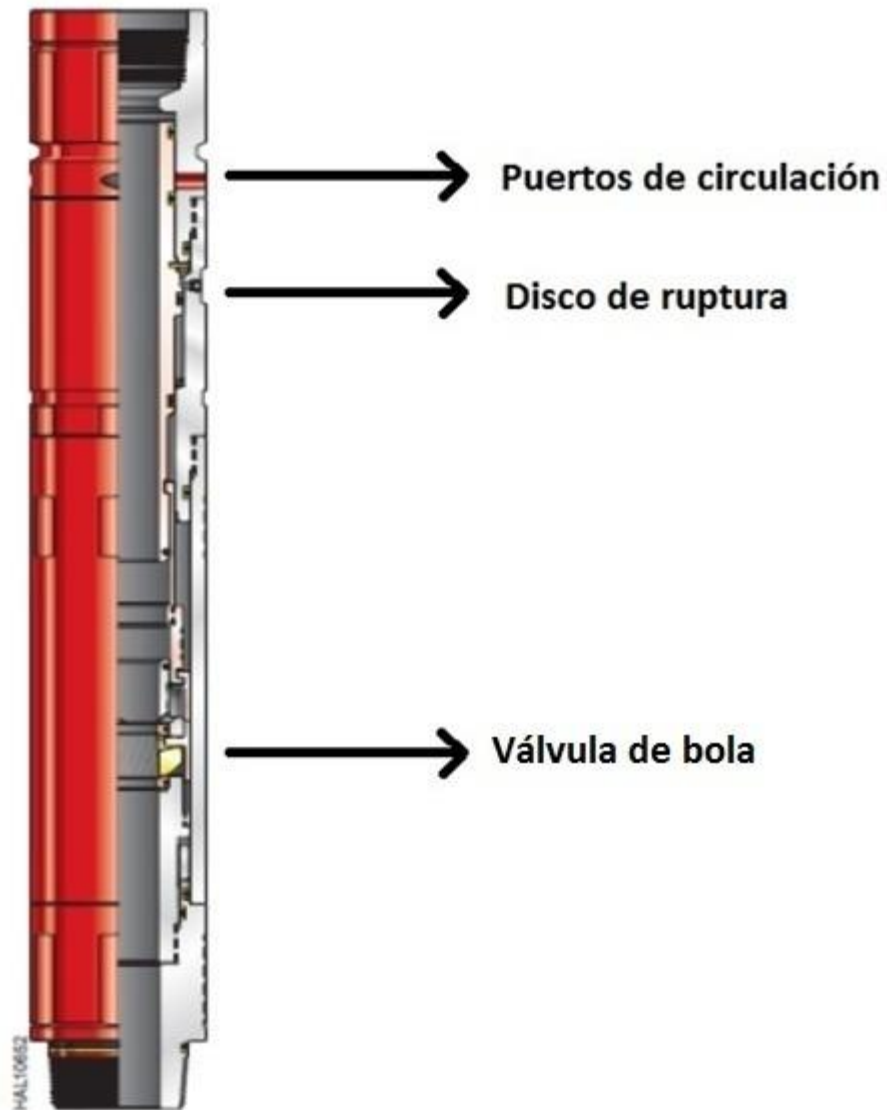
Las herramientas APR son operadas simplemente aplicando y liberando presión anular. En el caso de una prueba DST, si existe la necesidad de cerrar la válvula de fondo por una emergencia, simplemente liberando la presión del anular automáticamente cerrará la válvula, permitiendo realizar las correcciones a que hubiese lugar. O si en cambio existe una fuga de la sarta y la presión del anular aumenta de manera que al descargarla no se alcance a cerrar la válvula de prueba, simplemente el ingeniero a cargo decide aumentar la presión anular hasta activar el disco de ruptura de la válvula de circulación de back up y así realizar un control del pozo satisfactoriamente.

Siempre y cuando las herramientas de prueba de pozo se encuentren comunicadas por medio del tubing, otras operaciones como wireline, coiled tubing para achicamiento y realizar un tratamiento o estimulación a la formación se puede llevar a cabo. La característica de abrir a su totalidad las herramientas permite altas tasas de flujo suficientes para obtener datos más definitivos de la prueba.

El método de prueba APR es seguro, rápido y proporciona información más confiable que los métodos convencionales utilizados anteriormente.

2.2 VÁLVULA DE CIRCULACIÓN CON DISCO DE RUPTURA

Figura 9. Esquema de herramienta.



Fuente: Halliburton Downhole Tools pag. 26

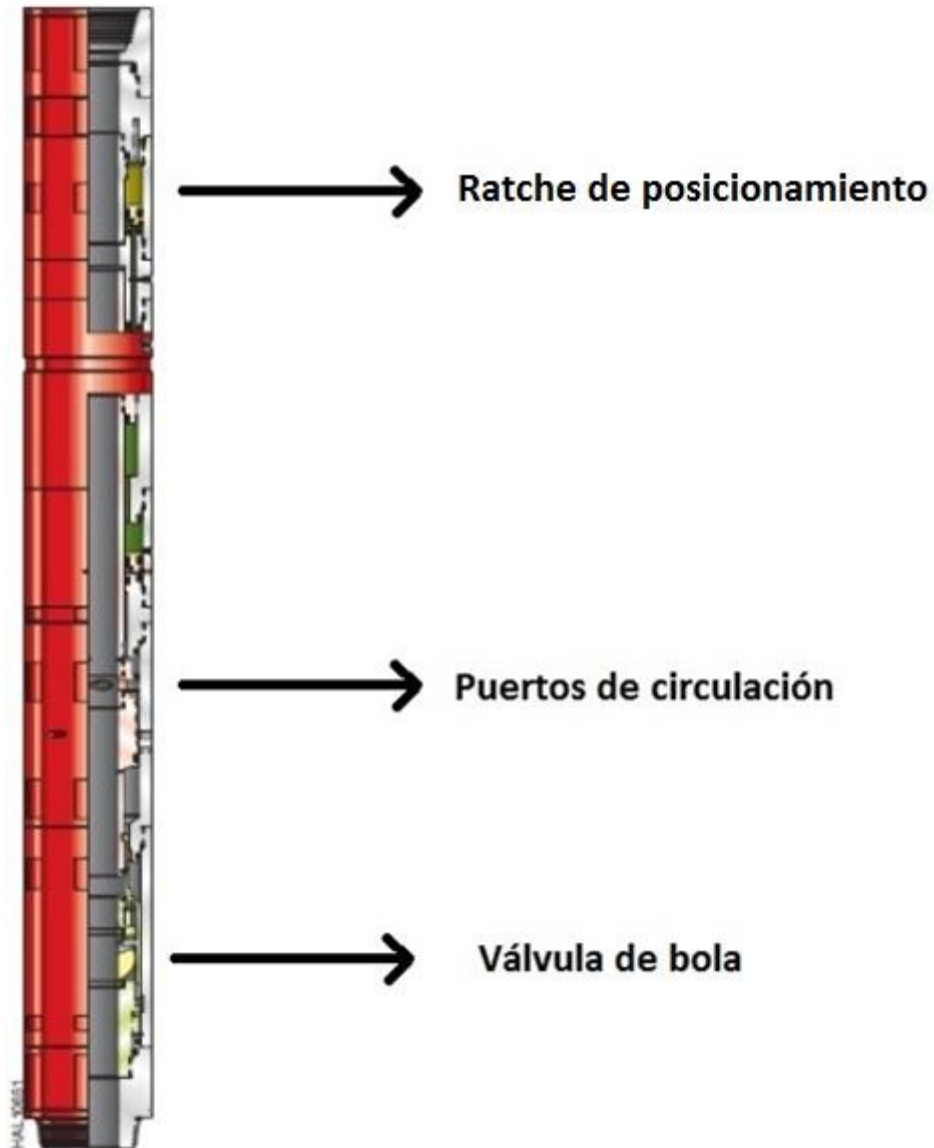
La válvula de circulación con disco de ruptura es una herramienta utilizada solo en momentos donde se presentan problemas para realizar el control del pozo. Por medio de aumento de presión anular se rompe un disco posicionado a mitad de la válvula, en el mismo instante modifica la posición de un mandril interno por lo que

permite automáticamente comunicar el anular del pozo y tubing que en este caso sería el diámetro interno de la herramienta, una vez comunicados se inicia a reversar el fluido proveniente de la formación.

Siendo una válvula de seguridad, la herramienta puede ser operada en cualquier punto durante la prueba para cerrar la sarta y aislar la formación. Generalmente esta válvula es activada cuando la válvula multiposicional de circulación falla o cuando se quiere circular el pozo desde una zona más cercana a superficie.

2.3 VÁLVULA MULTIPOSICIONAL DE CIRCULACIÓN

Figura 10. Esquema de herramienta.



Fuente: Halliburton Downhole Tools Pag.22

Esta válvula tiene la condición de tener varias posiciones las cuales son activadas dentro de la prueba por medio de aplicaciones repetidas de presurizaciones y descargas de presión anular. La capacidad de tener varias posiciones es debido a un ratche que viene contenido dentro de la herramienta, este ratche esencialmente

determina en qué posición se encuentra la válvula, ya que por medio de un mandril de operación controla el estado de la herramienta.

Esta herramienta tiene 3 posiciones:

2.3.1 Prueba de pozo.

El pozo puede fluir cuando la herramienta se encuentra en posición de prueba, debido a que los puertos de circulación contenidos en la herramienta están cerrados y la válvula de bola está abierta. Durante una prueba DST la válvula se encontrará en posición de prueba de pozo, permitiendo los periodos de cierres y aperturas, esta válvula permite realizar máximo 7 cierres y aperturas del pozo debido a la condicionalidad que le establece el rache posicional, cabe anotar que esta válvula no realiza los cierres o aperturas del pozo, aunque se puede utilizar para tal fin.

2.3.2 Prueba de integridad de sarta.

En esta posición básicamente la herramienta se encuentra aislando el anular del tubing y al mismo tiempo aislando la sección de la bola de la herramienta hacia abajo hasta la sección más profunda del BHA. Esta posición se utiliza principalmente para realizar pruebas de integridad de la tubería de espaciamento y también cuando no se quiere correr el riesgo de presurizar una zona más cercana de la sarta a la cabeza hidráulica de disparo.

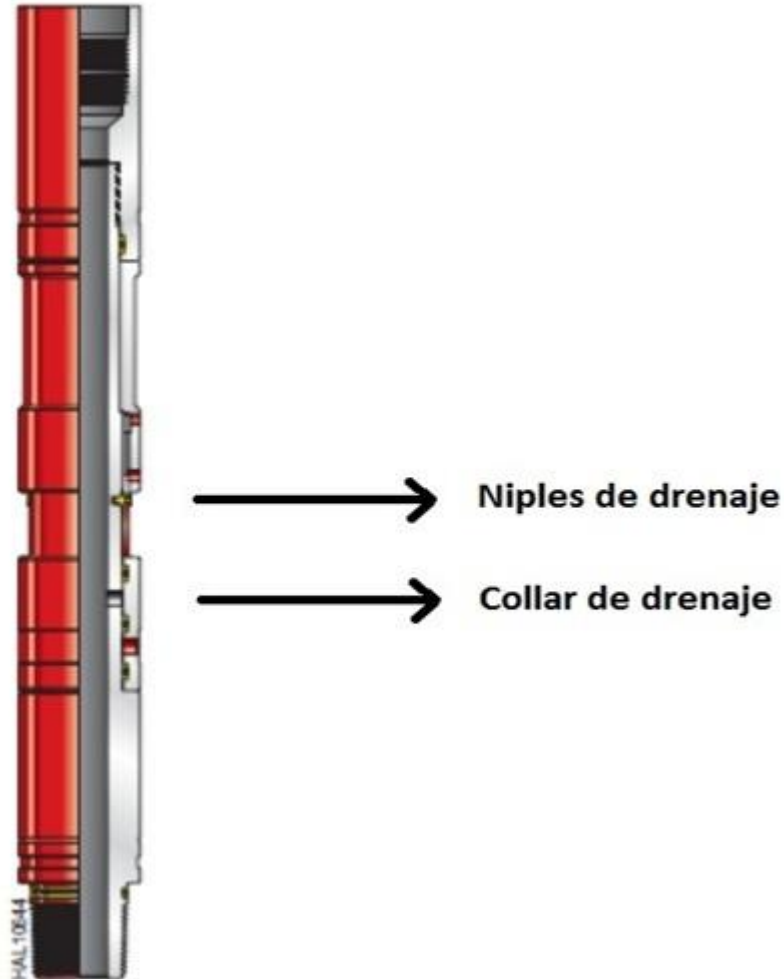
Es también una posición neutral para acomodar el rache, al no permitir flujo por anular ni tubería se toma también como un punto de referencia y de posicionamiento de la herramienta para el ingeniero DST.

2.3.3 Circulación de fluido.

Para la configuración de sarta presente en estos pozos, esta válvula es la que tiene la prioridad para realizar el control del pozo, generalmente se utiliza esta válvula para circulación para poder entrapar una muestra de fluido de formación entre la válvula de prueba y esta válvula. Esta prueba no es concluyente respecto a las propiedades del fluido, pero si dan una idea sobre el tipo de hidrocarburo presente en el yacimiento.

2.4 VÁLVULA DE DRENAJE

Figura 11. Esquema de herramienta.



Fuente: Halliburton Downhole Tools Pag. 44

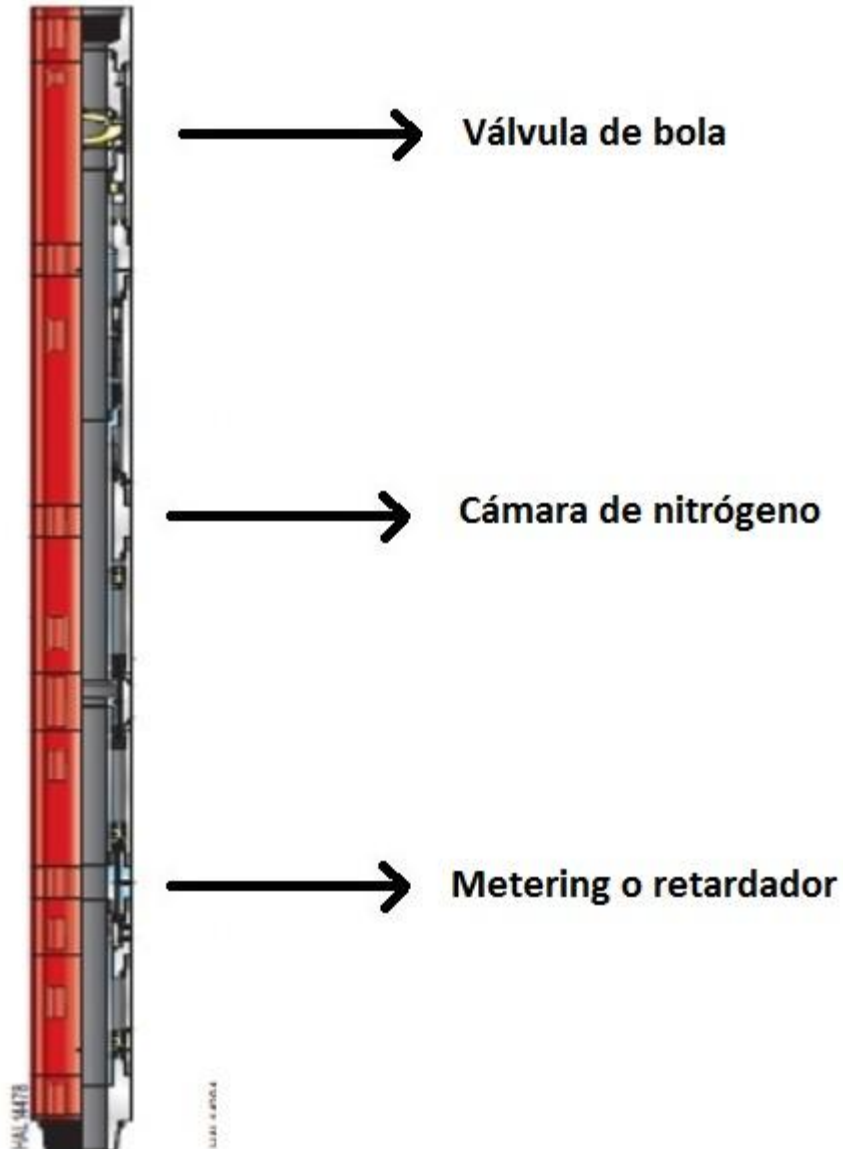
La válvula de drenaje es utilizada para recuperar grandes muestras de volumen de fluido, y permite entrapar presión entre dos válvulas cerradas que puede ser liberada de manera controlada. Esta válvula es instalada entre dos válvulas que tal vez puedan salir del pozo con presión o fluido contenido entre ellas. La presión es liberada instalando un collar de drenaje y niples de drenaje a la válvula. Válvulas, líneas o botellas pueden ser unidas a los niples de llenado dependiendo de la disposición deseada del fluido en la sarta.

La válvula es instalada inmediatamente por encima de la válvula de cierre más profunda. Para obtener una muestra de volumen significativa, se puede colocar una junta o tubería por encima de la válvula de drenaje.

Una desventaja de esta herramienta es que la muestra puede ser considerada como una muestra bruta, y no es apropiada para análisis PVT debido a que no tiene la capacidad de entrapar propiedades de fondo, sino que a medida que la sarta es corrida hacia superficie la muestra se va alterando por las propiedades de presión y temperatura externas, es decir no incluye una cámara que pueda contener la muestra con condiciones de presión y temperatura de fondo.

2.5 VÁLVULA DE CIERRE EN FONDO

Figura 12. Esquema de herramienta.



Fuente: Halliburton Downhole Tools pag. 30

Es la herramienta más importante dentro de la sarta DST ya que permite la apertura o cierre del pozo las veces que sea necesario para llevar a cabo la prueba de presión. En la imagen 12 se observa el tipo de válvulas utilizada para el trabajo realizado en el pozo A-1.

La válvula de prueba está compuesta por tres secciones básicas que permiten su funcionamiento, una parte que es la válvula de bola la cual restringe o permite el flujo del fluido de formación, una sección con una cámara de nitrógeno y un metering o retardador cuya función radica en mantener un diferencial creado al momento de presurizar el anular, a continuación se explica cada sección más detalladamente:

2.5.1 Sección de válvula de bola.

Cuando la herramienta es activada en fondo de pozo, la bola de la válvula gira a posición de apertura, permitiendo al yacimiento fluir a través de la sarta DST. La bola abrirá cuando una presión anular sea aplicada y cerrará cuando esta presión es descargada. Dependiendo de cómo sea diseñada la sarta de prueba, esta herramienta puede bajar en posición abierta o cerrada. Se baja en posición abierta cuando se tiene una herramienta por debajo que permita realizar pruebas de integridad al BHA y al mismo tiempo contener el fluido utilizado para crear el underbalance que requiere la formación para fluir. Cuando se corre en posición cerrada quiere decir que las pruebas de integridad del BHA se realizarán contra la válvula de bola presente en esta herramienta.

2.5.2 Sección de cámara de nitrógeno.

Funciona por medio de dos pistones, uno expuesto a presión anular y el otro expuesto a una cámara de nitrógeno presurizada, el cual actúa como un resorte a lo largo de la herramienta. La cámara de nitrógeno es cargada en superficie a una determinada presión dependiendo de la temperatura de superficie, temperatura de fondo y presión hidrostática a la profundidad de prueba. Una vez el empaque está sentado, se aplica una presión anular que crea un diferencial entre los dos pistones de la herramienta, este movimiento es transmitido a la sección de la

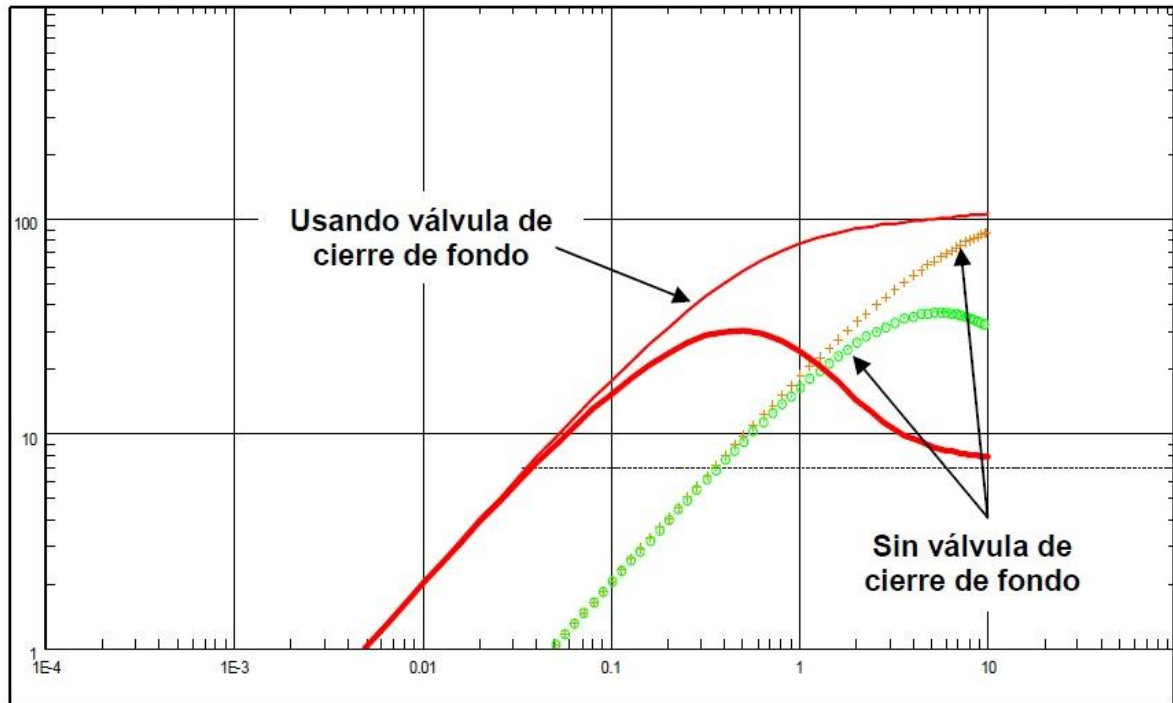
válvula de bola accionando el funcionamiento de la misma ya sea para abrir o cerrar la misma.

2.5.3 Sección de metering o retardador.

La sección del metering básicamente controla la tasa de cambio de presión en la cámara de nitrógeno cuando una presión anular es aplicada o descargada. Por medio de esto se crea el diferencial requerido por la sección de nitrógeno para abrir o cerrar la válvula de bola. Esta tasa de cambio que regula el metering es previamente calculada por el ingeniero de herramientas, basado en este valor se aplica una presión anular que permita la plena operación del metering y por supuesto la consecuente correcta operación de la herramienta.

El hecho de cerrar en fondo el pozo como se mencionó anteriormente permite ventajas en cuanto a la calidad de los datos que se van a obtener del yacimiento, a continuación se muestra una imagen donde se evidencia el beneficio de cerrar el pozo en fondo en comparación con un cierre de superficie:

Figura 13. Gráfica derivativa de la presión.



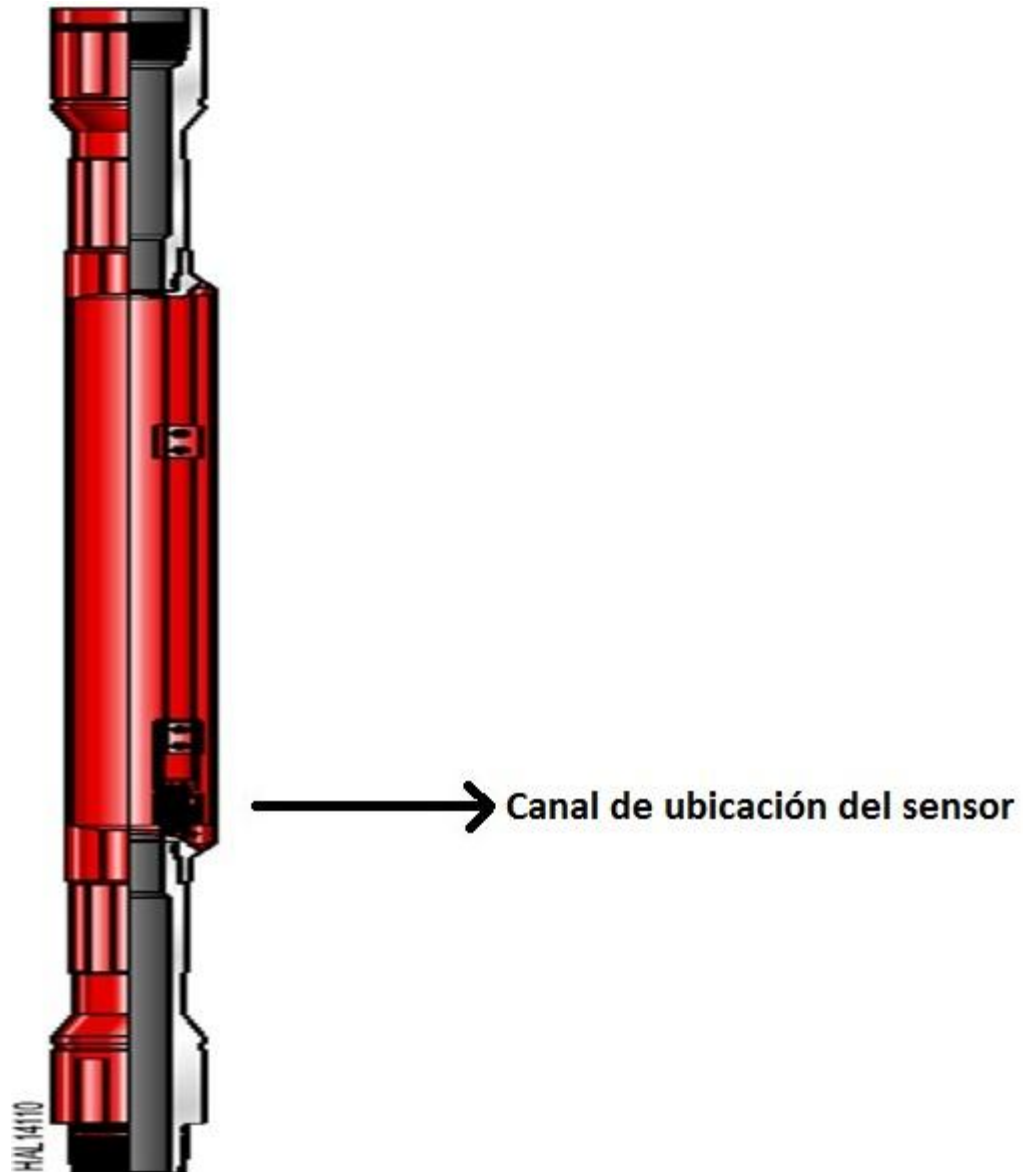
Fuente: DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. (2003) p. 243

Como se aprecia en la figura, el uso de la válvula de cierre de fondo, permite identificar el régimen de flujo radial tipo infinito, antes de las 10 horas de prueba. En caso de no usar la válvula, se requiere de un tiempo de prueba mucho mayor (por lo menos 50 horas) a fin de identificar el régimen de flujo radial, siempre y cuando no estén otros efectos presentes que inducen a regímenes de flujo tipo transición.¹²

¹² DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. 2003 p. 244

2.6 PORTAMEMORIAS

Figura 14. Esquema de herramienta.



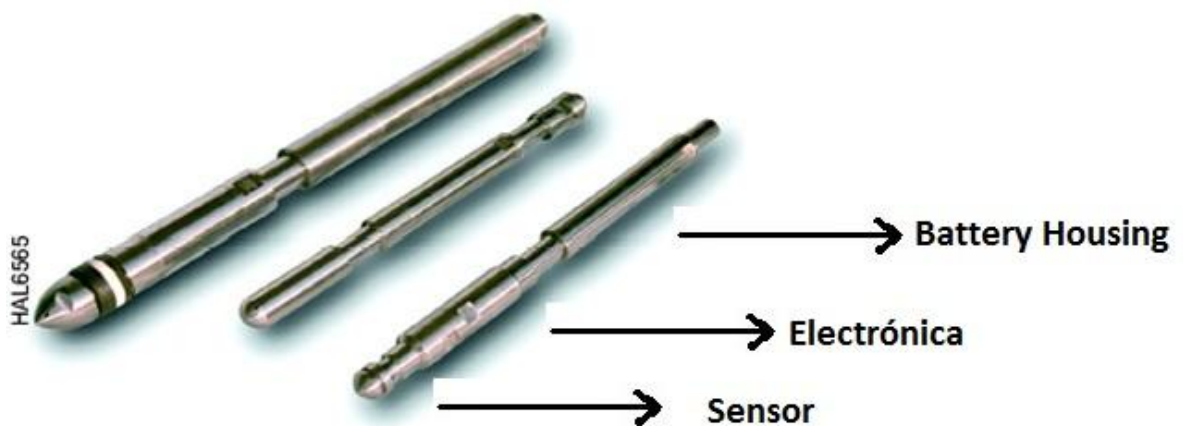
Fuente: Halliburton Dynamem ppt. (2009)

Como su nombre lo indica es una herramienta básica que no tiene ningún elemento interno que obstruya el flujo del pozo, contiene 2 canales externos los cuales permiten instalar las memorias. Ya con las memorias en posición, simplemente se conecta por debajo de la válvula de prueba, esto con el fin de

cumplir a cabalidad una de las cualidades más importantes de la prueba DST, que es permitir realizar el cierre en fondo y con las memorias cerca a la válvula de cierre, los datos serán más precisos y de mayor calidad.

2.7 MEMORIAS DE TOMA DE DATOS

Figura 15. Registradores de fondo.



Fuente: Halliburton Dynamem ppt. (2009)

Junto con la válvula de prueba y el empaque de aislamiento, son los componentes más importantes dentro del BHA. Por medio de estos instrumentos el ingeniero obtiene los valores desde el fondo del yacimiento y con los mismos realiza el análisis correspondiente.

Las memorias generalmente operan por medio de una programación inicial realizada antes de conectarlas a la herramienta que las llevará a fondo, esta programación es definida por el ingeniero de yacimientos el cual determina la rata a la cual la memoria tomará datos de fondo. Desde el momento en que la herramienta es programada y desconectada del computador iniciará a obtener datos.

Existen varias configuraciones para definir la tasa de muestreo, generalmente para un cierre se define cada 2 segundos las primeras 4 horas de la restauración de presión y después de ese tiempo se da la opción cada 5 o cada 7 segundos, esto con el fin de evitar tener una cantidad alta de datos que no son relevantes ya que al principio del buildup es donde se observa mejor el incremento de la presión y los datos más importantes salen de este periodo, también se define este tipo de tasa para evitar saturar la memoria en fondo y caso fortuito que se necesite realizar otro periodo de apertura y cierre, la memoria tenga el espacio suficiente para almacenar los datos obtenidos de la segunda operación sin necesidad de sacar del fondo del pozo la sarta. Para los datos de apertura que no son tan relevantes habitualmente se define una tasa de muestreo entre 10 ó 15 segundos por cada dato.

Estas memorias también tienen la cualidad de ser activadas por medio de un valor de presión, es decir se programan en superficie para que se activen en el momento que adviertan un valor de presión determinado. Así de manera tal que al percibir ese valor ella inmediatamente iniciará a obtener datos de fondo de yacimiento, la programación de muestreo se hace de igual manera que la explicada anteriormente. Cabe anotar que este método es muy poco utilizado debido a que no genera una confiabilidad tan alta como la programación mencionada anteriormente.

Estos instrumentos están segmentados en tres partes: el sensor, la electrónica y el battery housing.

2.7.1 El sensor.

Es una pieza de cuarzo la cual funciona por medio de vibraciones. Estas vibraciones son ocasionadas por la presión y temperatura presentes en la parte exterior del sensor. En el instante en que empieza a vibrar genera unos datos que

son almacenados en la electrónica, la cual los convierte de datos binarios a datos de presión y temperatura real o absoluta de manera que cuando se leen en superficie estos datos, el ingeniero pueda obtener una idea clara sobre el comportamiento del sensor y su pleno funcionamiento.

Este sensor se encuentra ubicado en la cabeza de la electrónica y es el elemento que se conecta al portamemorias.

2.7.2 La electrónica.

Es la encargada de almacenar los datos obtenidos por medio del sensor, es la parte más delicada de la herramienta ya que cualquier golpe puede ocasionar el fallo de algún componente y por consiguiente la pérdida de los datos, esto generaría una prueba DST obsoleta ya que no se podría determinar ningún parámetro físico del yacimiento.

2.7.3 El battery housing.

Almacena la batería de la memoria, es una parte de sumo cuidado ya que el litio es un material altamente peligroso y reactivo con líquidos, por lo tanto cualquier fuga que presente esta sección pondría en riesgo la prueba.

2.7.4 Características de las memorias.

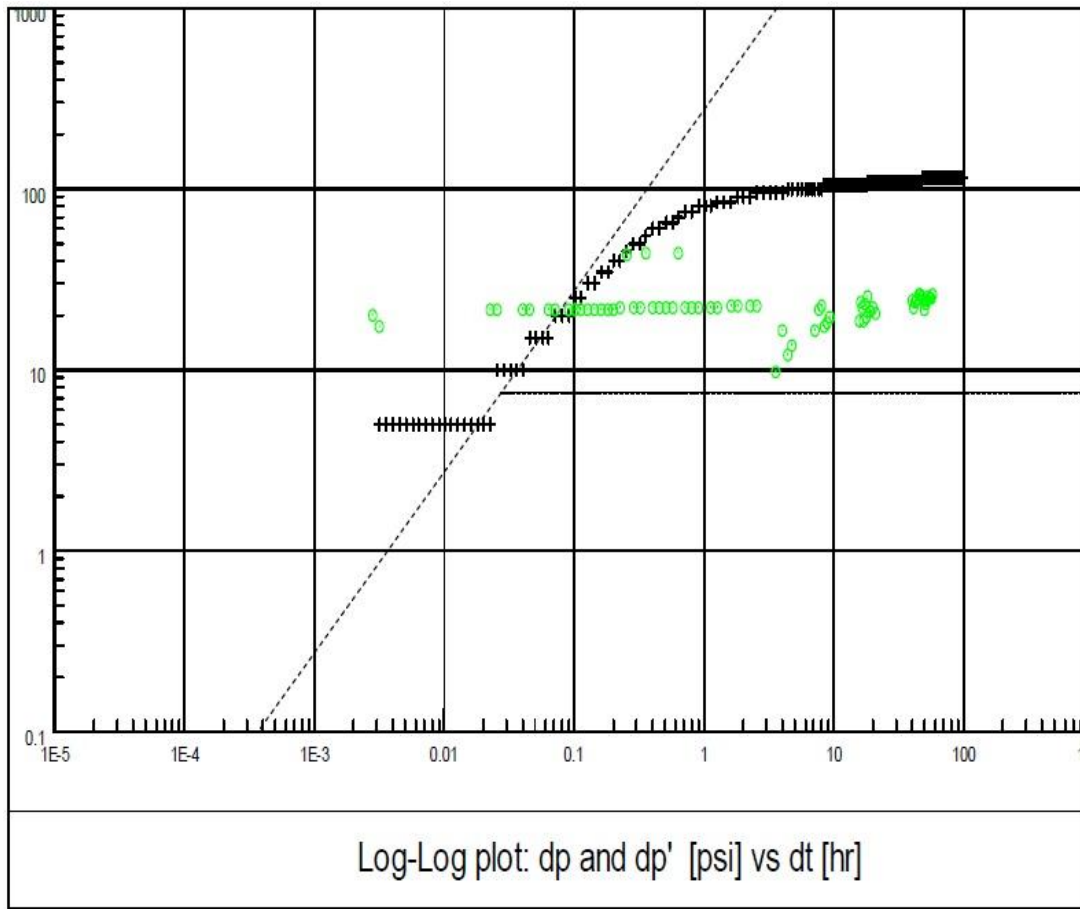
Dentro de las características que definen a los sensores de presión se tienen:

- **Rango:** hace referencia al mayor valor de presión o temperatura que puede llegar a medir el sensor de la memoria, sin que el dato obtenido sea inconsistente en referencia con un dato obtenido anteriormente.

- **Precisión:** si un dato de presión o temperatura no es acorde con los obtenidos inmediatamente anterior, se puede decir que la precisión del registrador está fallando. En resumen, la precisión permite determinar qué tan cercana es la medición obtenida con referencia a la real. En estos registradores se maneja un índice de error absoluto máximo de ± 2 psi.
- **Resolución:** un sensor o memoria presenta un rango de resolución el cual es necesario para determinar qué datos son útiles. Este rango hace referencia al valor mínimo del cambio de presión que puede registrar la memoria, el cual puede variar entre 0.01psi para un sensor cuarzo resistivo, como los utilizados durante el desarrollo de esta prueba. existe también sensores con menos resolución que pueden alcanzar un rango de ± 5 psi.

A continuación se muestra una imagen donde se observa la relevancia de la resolución y por qué debe ser calibrada antes de utilizarla para un yacimiento.

Figura 16. Grafico log-log con mala resolución.



Fuente: DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. 2003 p. 248

De presentarse este problema, lo sugerido es realizar un suavizado o filtrado de puntos obtenidos según el tipo de análisis.

Si es simplemente realizar la gráfica de acontecimientos en la prueba, lo más sugerido es realizar un filtrado de datos, pero si el análisis infiere graficar la derivativa, lo mejor es realizar un suaveo de puntos a graficar de manera que obtenga una tendencia de puntos y se puedan determinar las distintas regiones de tiempos o regímenes de flujo.

- **Estabilidad:** es la cualidad que permite a la memoria mantener sus propiedades, es decir, por más que sea utilizada en varias ocasiones maneja una variación de datos adquiridos en un rango menor a 3psi/año, en referencia a los mismos datos obtenidos en un periodo posterior.

Estas propiedades son las más relevantes a la hora de seleccionar un modelo de memoria que genere datos óptimos, los cuales puedan ser utilizados sin inconvenientes para la consecución de los objetivos trazados en el trabajo de la prueba. Finalmente se muestra una tabla donde se presentan las distintas características de las memorias utilizadas para este trabajo:

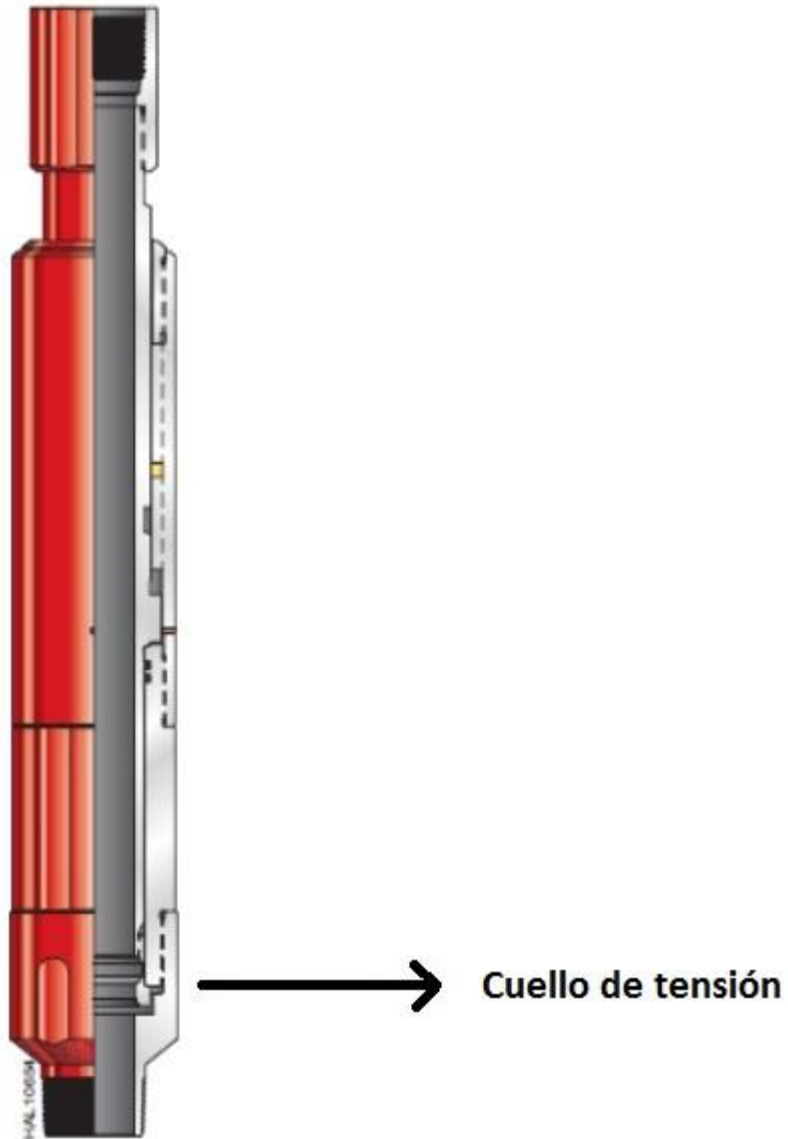
Tabla 2. Características de memorias utilizadas para este proyecto

Tipo de sensor	Cuarzo
Rango de Presión	16K psi. 350°F
Precisión	0.020%
Resolución	0.00003%
Estabilidad	< 3 psi/año
Tasa de muestreo	1 Muestra/sec
Capacidad de memoria	500000 / 1000000 muestras
Canales	Presión, tmeperatura, tiempo

Fuente: Halliburton Dynamem ppt. (2009)

2.8 JUNTA DE SEGURIDAD

Figura 17. Esquema de herramienta.



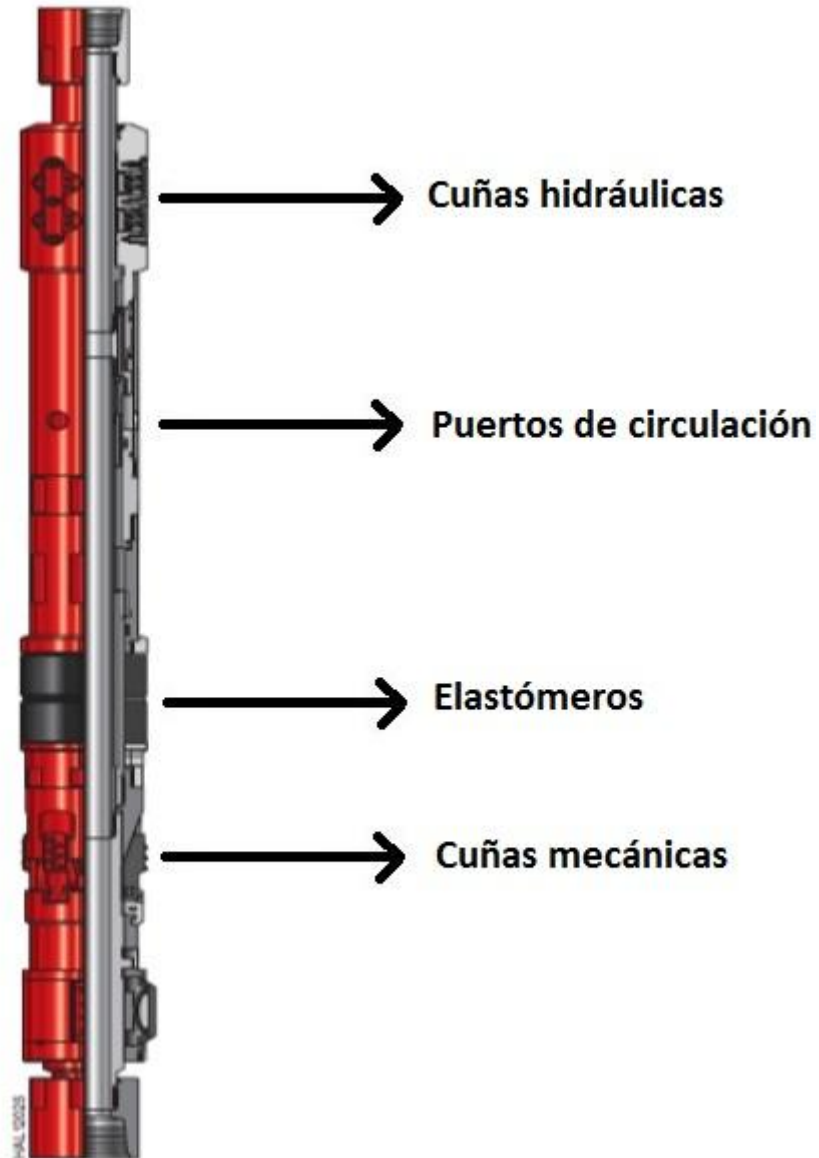
Fuente: Halliburton Downhole Tools Pag. 12

Es un elemento presente en la sarta como medida de precaución en caso de que el empaque de formación sufra un atascamiento en el momento de la corrida de tubería. Esta herramienta permite liberar la sarta que se encuentra por encima del empaque mediante la aplicación de una tensión desde superficie. Al momento de

alcanzar un valor límite de fuerza, la herramienta se libera por medio de un cuello de tensión posicionado internamente el cual se rompe.

2.9 EMPAQUE DE AISLAMIENTO DE FORMACIÓN

Figura 18. Esquema de herramienta.



Fuente: Halliburton Downhole Tools Pag. 8

Una de las herramientas principales dentro de la sarta DST, su función primordial radica en aislar el anular de la tubería de producción, permitiendo de esta forma que el fluido obtenido de formación obligatoriamente se tenga que redirigir por los puertos de producción instalados por debajo del empaque.

Este elemento se maneja de forma mecánica, es decir, se activa por medio de una operación de manejo físico girando la sarta a la derecha cuando se encuentra en profundidad, en ese instante el empaque activa las cuñas mecánicas, en el momento en que se le aplica peso al empaque las mismas se adhieren a la pared del casing e inmediatamente inicia la expansión de unas gomas o elastómeros posicionadas en la parte superior de las cuñas ya activadas. De esta forma el empaque se pega a la pared del casing por medio de 2 secciones. Una tercera sección de sentamiento situada sobre las gomas solo inicia su función desde el momento que se cañonea por medio de unas cuñas hidráulicas las cuales se activan debido al diferencial establecido entre la formación y la presión del fluido en el empaque.

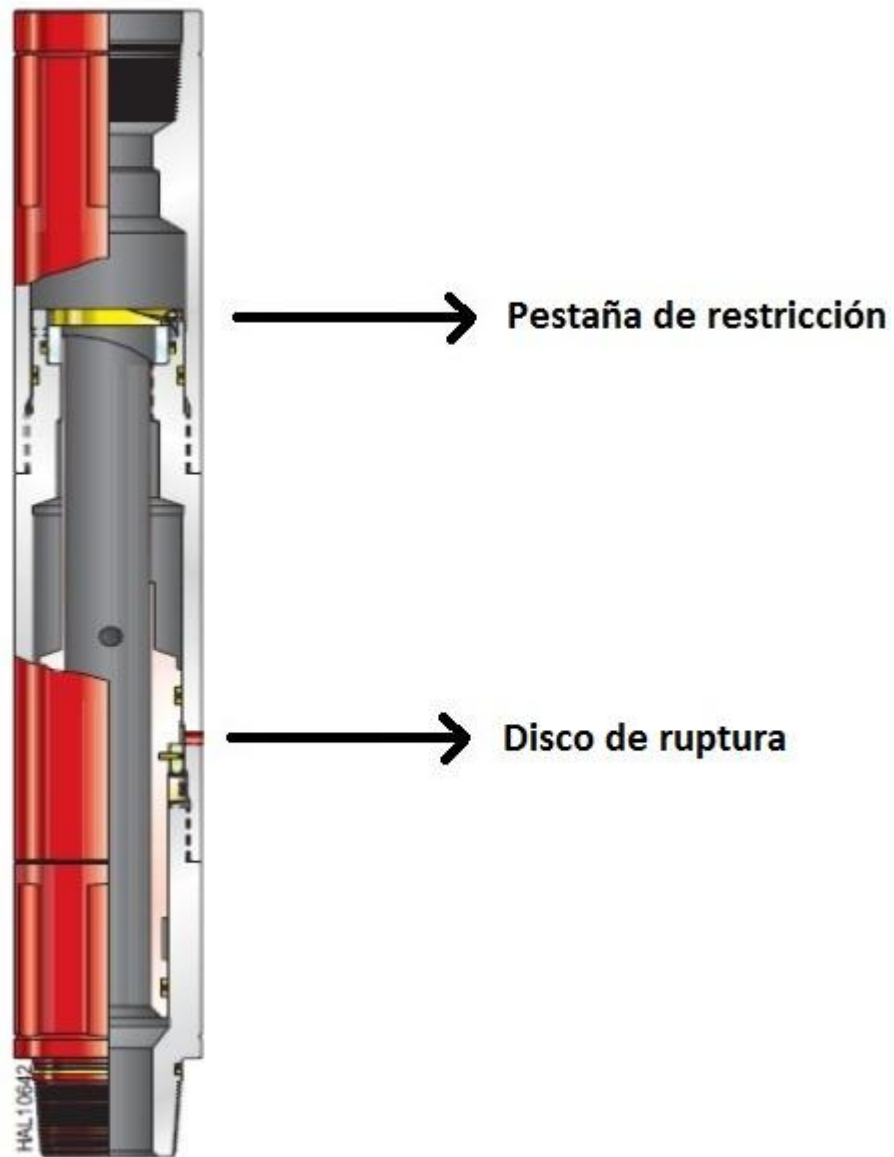
Características y beneficios:

- Puede ser utilizado en pozos altamente desviados o donde la manipulación de tubería se dificulte.
- La herramienta es fácilmente relocalizada en múltiples zonas durante una sola corrida permitiendo realizar ya sea un tratamiento de estimulación, una prueba o un squeeze al pozo.
- Este tipo de empaque permite realizar operaciones de circulación, debido a que tiene integrada un by-pass que realiza este tipo de operación si es necesaria.

2.10 ACCESORIOS ADICIONALES

2.10.1 Válvula de prueba de sarta

Figura 19. Esquema de herramienta.



Fuente: Halliburton Downhole Tools Pag. 34

La válvula de prueba de integridad es una herramienta que se corre dentro del pozo y es quizá la única que no tiene una posición definida dentro de la sarta, es

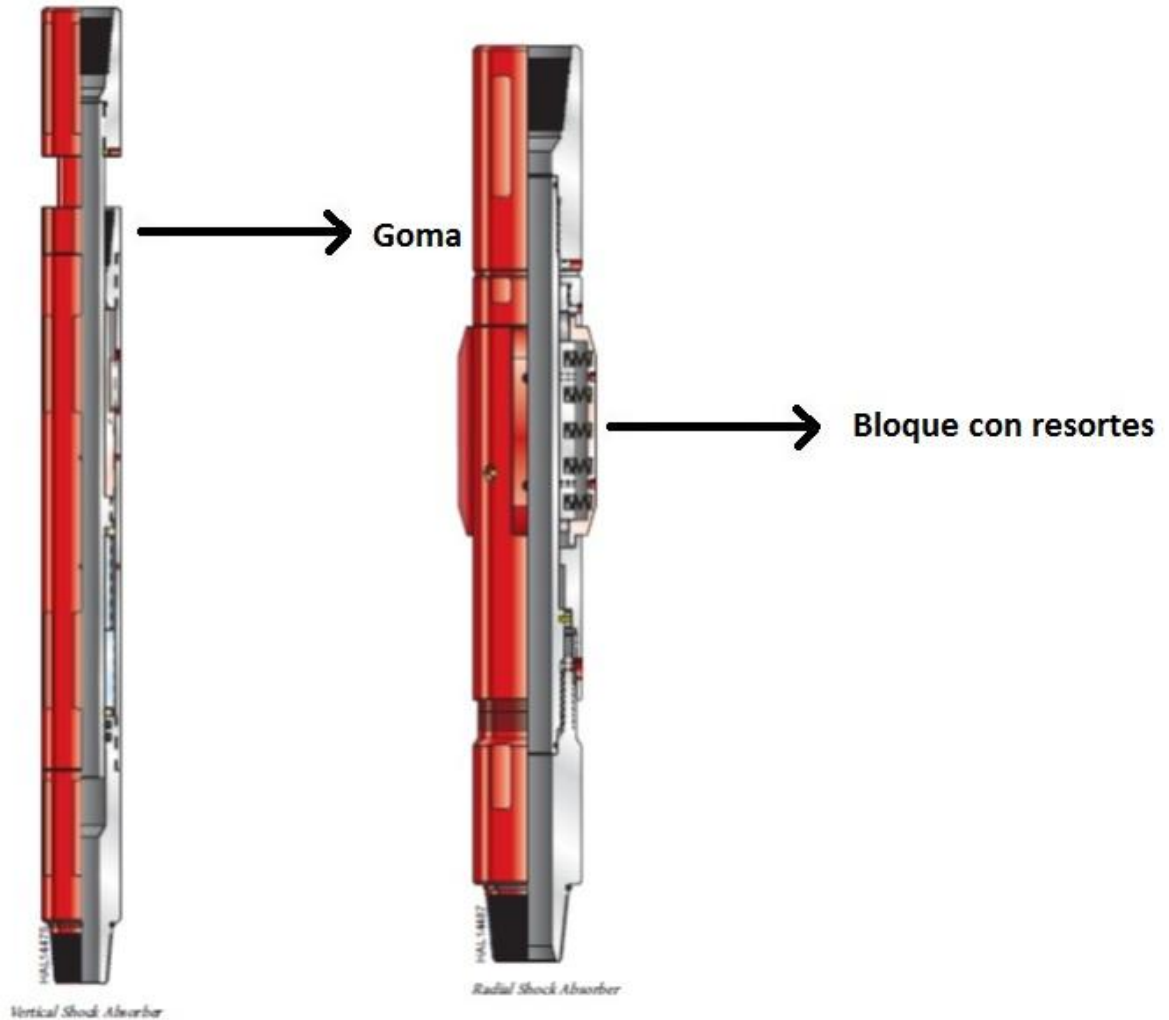
decir es indiferente si está por debajo del empaque de aislamiento de formación o si se encuentra arriba de la válvula multiposicional de circulación. Funciona por medio de una pestaña de restricción de flujo en una sola dirección y que se encuentra en el tope de la herramienta, el cual permite el llenado de la sarta con una columna de fluido necesaria para realizar el underbalance.

Al presurizarse esta columna la pestaña se bloquea de manera que si se denota alguna caída de presión será por fuga presente en el BHA. Siempre que se corre esta herramienta el elemento principal de restricción baja activado y solo por medio de presión anular se puede desactivar accionando un disco de ruptura el cual modifica la posición de un mandril interno bloqueando el sistema de restricción.

Entre las características importantes de esta herramienta se puede decir que permite realizar una cantidad ilimitada de pruebas de integridad y que para la activación de la pestaña solo son necesarios 4psi.

2.10.2 Shock absorber radial y vertical.

Figura 20. Esquemas de herramientas.



Fuente: Halliburton Downhole Tools Pag. 48

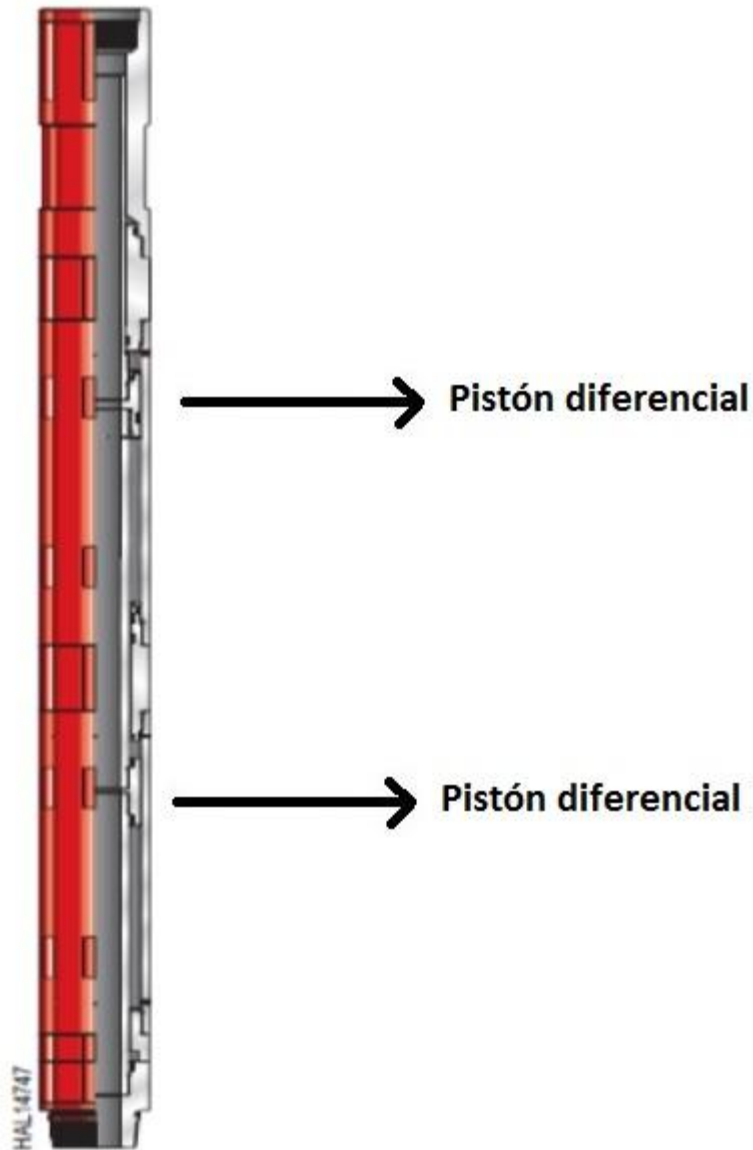
Son elementos incluidos en la sarta cuya función principal es proteger las memorias u otros equipos de medición para obtener datos de fondo de los golpes o cargas ocasionadas al momento de la activación de los cañones. Esta herramienta generalmente va posicionada por debajo del empaque.

El shock absorber radial captura las ondas de golpe generadas en el momento del cañoneo por medio de un bloque que contiene unos resortes los cuales se estiran a su máximo para irradiar la fuerza de la onda hacia el casing.

Por su parte el shock absorber vertical contiene una goma interna que en el instante de detonación se desplaza hasta un tope instalado dentro de la misma herramienta, por medio de esta goma se deflecta el impacto evitando así que los equipos de medición presentes en la sarta sufran alguna descomposición por efecto de la fuerza generada por la detonación.

2.10.3 Juntas deslizantes.

Figura 21. Esquema de herramientas.



Fuente: Halliburton Downhole Tools Pag. 39

Las juntas deslizantes son accesorios complementarios que permiten darle mayor rigidez y a la vez no modificar el posicionamiento final de la sarta, compensando el movimiento generado por frenos bruscos durante la corrida de BHA, así como la elongación generada por cambios de temperatura. Actúa por medio de balanceo

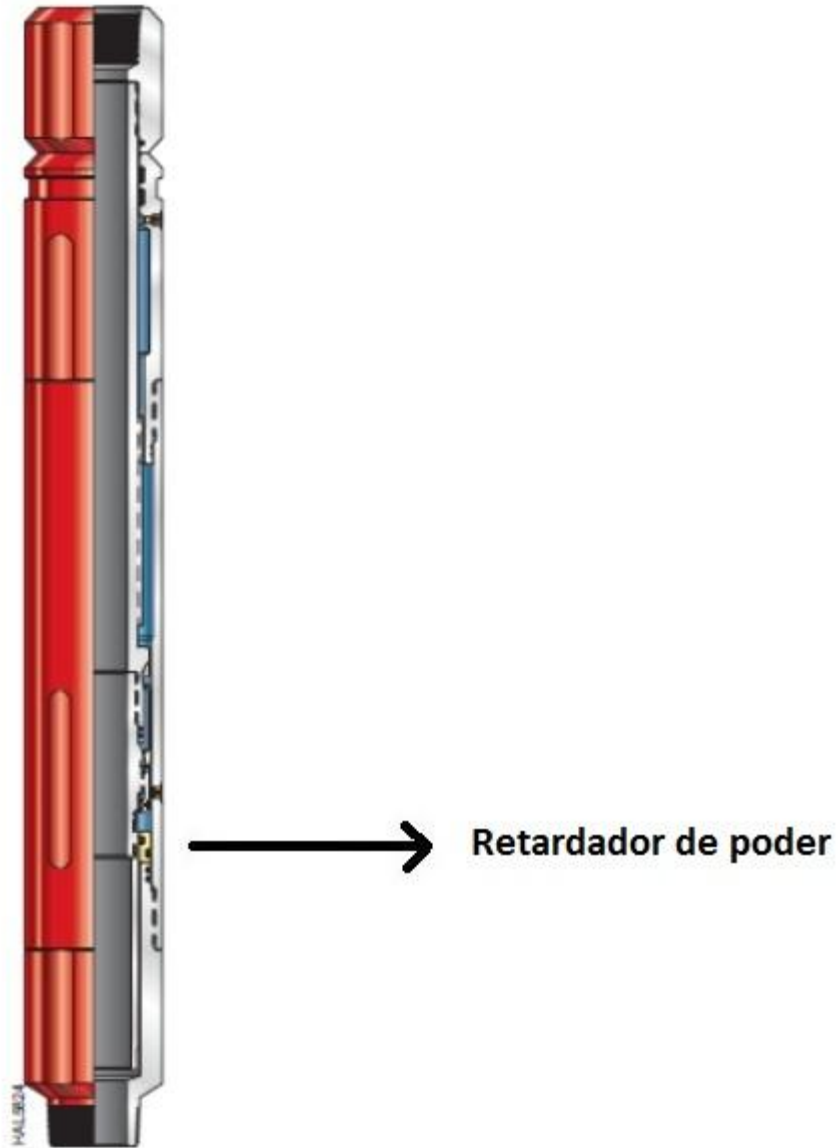
de volúmenes. Si la herramienta aumenta o disminuye su volumen interno, un pistón diferencial intrínseco permite la entrada de la misma cantidad de fluido del anular permitiendo que no cambie el volumen de fluido interno de la herramienta.

Cada junta deslizante tiene 5 pies de recorrido pero pueden ser combinadas con más elementos del mismo tipo para aumentar el recorrido del viaje de las mismas. Están diseñadas para transmitir el torque o rotación requerida por el ingeniero a cargo de la operación para operar las distintas herramientas presentes en la sarta DST.

Un punto a favor de este instrumento es que proporciona una longitud variable permitiendo la expansión o contracción de la tubería para realizar trabajos de estimulación.

2.10.4 Martillo

Figura 22. Esquema de herramienta.



Fuente: Halliburton Downhole Tools Pag. 42

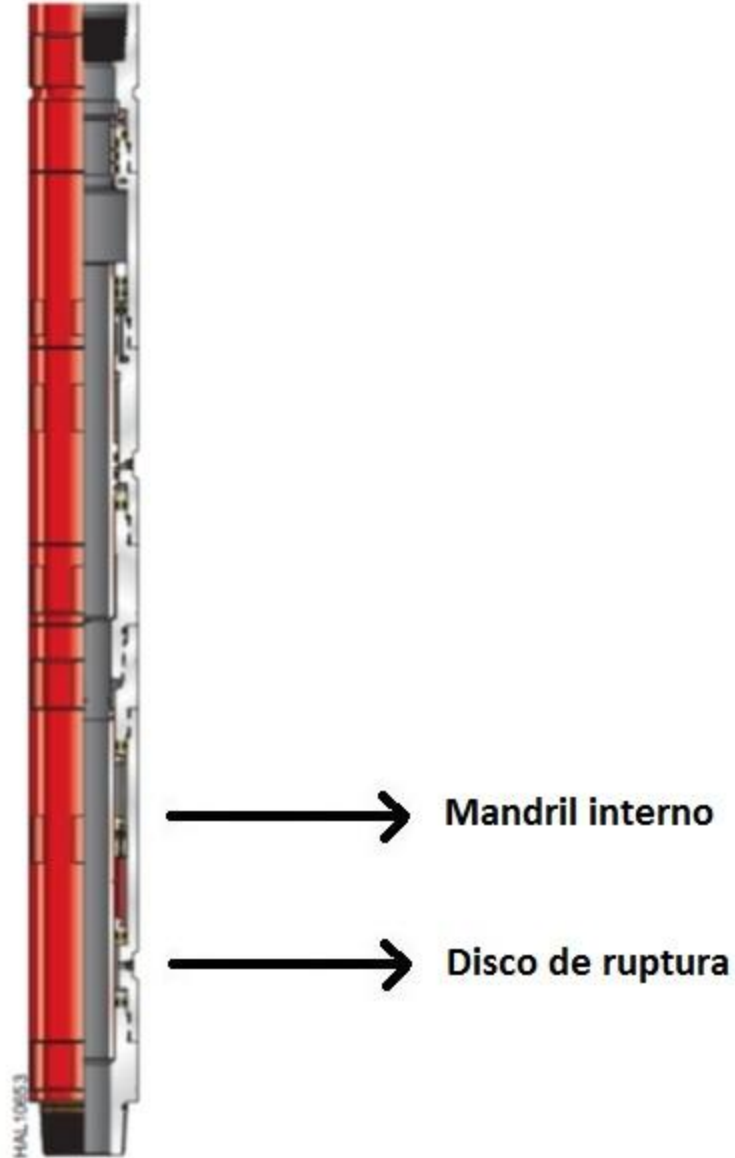
El martillo es un elemento incluido dentro de la sarta cuando por recomendación del grupo de diseño de la prueba se puede presentar pegas de tubería antes, durante o después de la prueba. Esta herramienta ayuda a liberar la sarta

atascada por medio de un golpe seco generado por una tensión constante que se origina desde la superficie.

El funcionamiento está dado por medio de un retardador de poder ubicado en el fondo de la herramienta, el cual inicia su operación en el momento que se comienza a aplicar tensión a la sarta. Por medio de un aceite de alta densidad ubicado en una sección de bypass se concentra la fuerza necesaria para dar un golpe lo suficientemente enérgico para lograr que la sarta pueda liberarse. El tiempo del retardador puede variar en función del peso de la sarta, es decir un golpe ligero requiere más tiempo de tensión que un golpe fuerte.

2.10.5 Muestreador

Figura 23. Esquema de herramienta.



Fuente: Halliburton Downhole Tools Pag. 45

Este tipo de muestreador se controla mediante un disco de ruptura el cual es operado por medio de presión anular. Posee un mandril interno con un diferencial de áreas. Para atrapar una muestra, la presión anular se aumenta a un nivel

predeterminado, el disco de ruptura de la herramienta se rompe y el mandril atrapa la muestra.

Cuenta con características que lo hacen muy deseable dentro de una prueba de pozos, por ejemplo permite correr un número no determinado de muestreadores dentro del mismo BHA para permitir coleccionar muestras a diferentes tiempos además que en el momento de activación de la herramienta no se va a ver alterado el pozo ni el flujo del mismo ya que permite mantener totalmente abierto el tubing a diferencia de otros muestreadores que una vez activados obligan a sacar tubería debido a que restringen el flujo del yacimiento.

Cabe anotar que durante la corrida de tubería dentro del pozo la única válvula que realiza un trabajo es la válvula de prueba de sarta, mientras que las demás válvulas y empaques presentes no efectúan labor alguna. Ya con la sarta en profundidad inicia operación el empaque y la válvula de prueba principal.

2.11 DISEÑO DE SARTA

Ya con las herramientas de una prueba de pozo DST mencionadas y relatadas sus funciones, se procede a diseñar la sarta según los requerimientos del pozo. Las condiciones para el diseño de sarta del pozo A1 se muestran en la siguiente tabla:

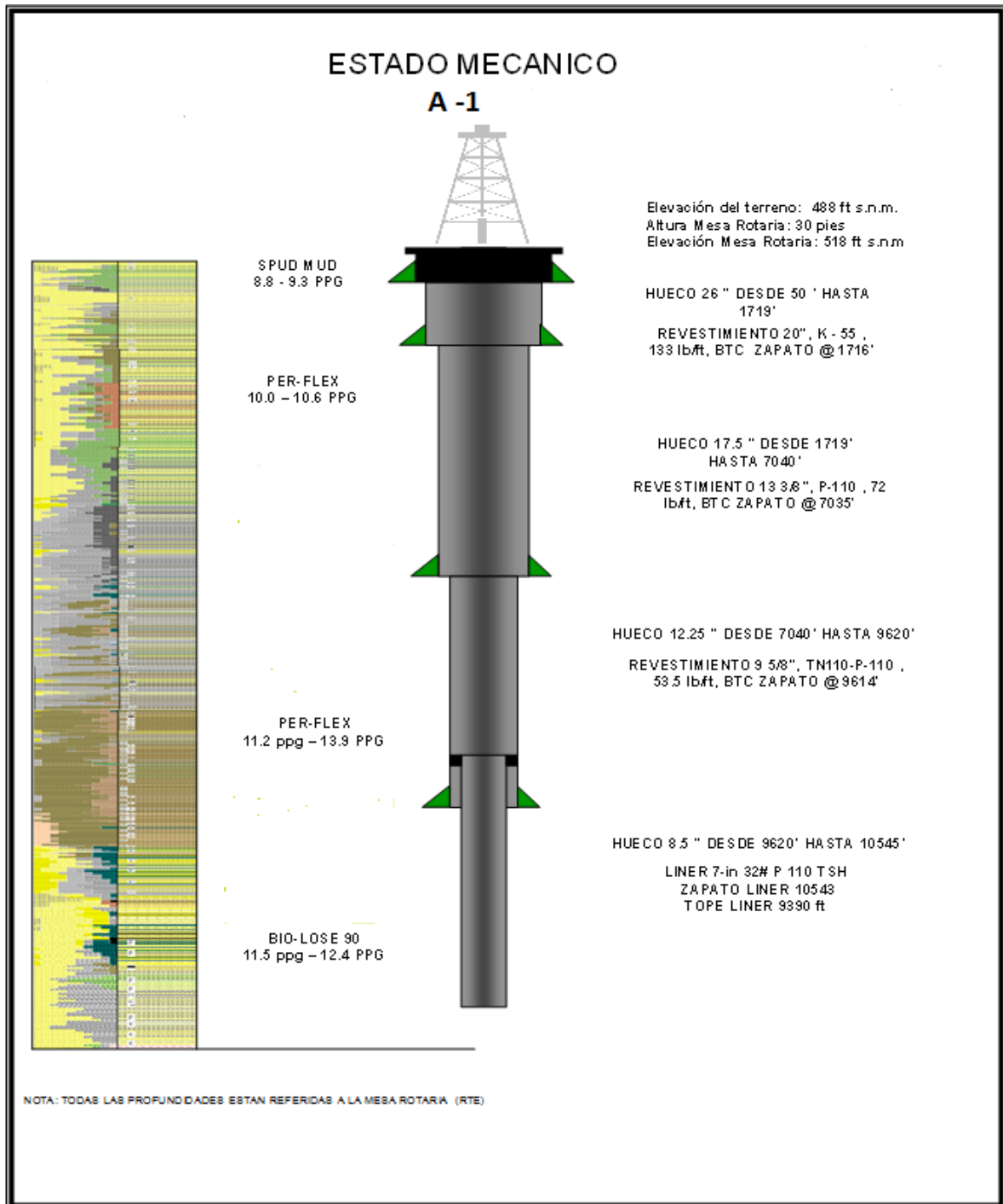
Tabla 3. Información pozo A-1.

POZO A1	
Tope de formación	10000MD
Presión de yacimiento	6000psi avg.
Temperatura yacimiento	182 °F avg.
Libraje de tubería	15.5 lb/ft.
Densidad fluido de control	9.3 ppg.

Fuente: Halliburton. Departamento de Yacimientos. (2012).

Además de la información suministrada anteriormente, se adjunta las gráficas del estado mecánico del pozo para conocer de primera mano el pozo y las profundidades a las cuales cambia el diámetro del pozo. Esta condición es ineludible en cualquier pozo donde se va a correr alguna tubería dentro del pozo, ya que pueden presentarse problemas de pega de tubería o inconvenientes en la configuración de la sarta en función de la tubería de producción.

Figura 24. Configuración mecánica pozo A-1.



Fuente: Datalog 2012.

Por los datos obtenidos y por consulta directa con el departamento de perforación se conoce que los pozos no tienen un alto grado de desviación, por lo cual las juntas deslizantes no son necesarias debido a que la sarta no sufrirá altas compresiones o elongamientos por efecto de fricción.

El fluido esperado es gas por lo que el departamento de yacimientos determina no bajar muestreadores, solo tomar pruebas de fluido en superficie por medio del separador. Sugieren que se baje la válvula de drenaje para que en caso de presentarse condensado lo almacene entre la válvula multiposicional de circulación y la válvula de cierre en fondo, ya en superficie recolectar cualquier volumen contenido entre estas dos herramientas.

Deciden tomar muestras de fluido de producción en superficie por medio de cilindros muestreadores los cuales se ubican después de la salida del choke manifold y antes del equipo de inyección de glicol. Esta muestra se toma por medio de la instalación de una salida temporal lateral de la línea que viene del pozo y llega hasta el separador.

Las recomendaciones de los especialistas en las herramientas por consecuencia a la alta presión de formación y a la profundidad es que se realicen las pruebas con herramientas para tolerar hasta 15000psi para evitar posibles fallas de las mismas durante la ejecución del trabajo, es por esto que se decide realizar el diseño con los más altos estándares de previsión. Los instrumentos son modificados en cuanto al rango de presión de los cauchos que permiten generar sellos entre los pegues de las herramientas, pero los sistemas de funcionamiento quedan perfectamente igual a como se explicaron previamente.

2.11.1 Presión de carga de nitrógeno.

Anteriormente se había hablado sobre el funcionamiento de las válvulas de cierre y multiposicional, donde se comentó el sistema de funcionamiento y el requerimiento a estar pre operacionalmente cargadas con un rango de presión de nitrógeno que permitiera el óptimo desempeño de las herramientas en pozo.

El nitrógeno dentro de estas válvulas funciona como una especie de resorte debido a las propiedades especiales del nitrógeno el cual a altas o bajas temperaturas permanece como gas, incluso a altas temperaturas su coeficiente de expansión aumenta, haciendo más efectiva su utilidad.

El cálculo de carga de nitrógeno se lleva a cabo en función de la presión hidrostática a la cual va a estar sometida la herramienta en fondo, y teniendo en cuenta para efectos de funcionamiento por presión anular, la presión de colapso y estallido del casing de revestimiento.

Para el diseño de esta sarta, las herramientas de múltiple posición y de cierre según cálculos por profundidad se van a encontrar a 9578ft y 9603ft respectivamente, teniendo en cuenta además la densidad del fluido de completamiento 9.3ppg se hacen los cálculos para determinar efectivamente el nivel de carga en psi que requiere cada herramienta.

Como las herramientas son diseños específicos de Halliburton, ellos mismos diseñaron unas tablas donde en función de la temperatura de superficie, fondo y la presión hidrostática se determina la presión de carga óptima para el funcionamiento adecuado de las distintas válvulas.

La forma de realizar estos cálculos se muestran a continuación:

Teniendo en cuenta que las herramientas utilizadas para este proyecto fueron las que actualmente utiliza la empresa Halliburton, el procedimiento mostrará cómo se realiza en base a estos equipos.

$$[P_H - P_L] \times \left[\frac{H_A - H_L}{1000} \right] + P_L \quad \text{Ec. (13)}$$

Dónde:

P_H = Presión más alta en la tabla

P_L = Presión más baja en la tabla

H_A = Presión hidrostática actual

H_L = Presión hidrostática más baja en la tabla

Para la válvula multiposicional de circulación se tiene:

Profundidad: 9578ft

Densidad de lodo: 9.3ppg

Presión hidrostática: $\frac{9578 \times 9.3}{19.25} = 4627\text{psi}$

Temperatura de fondo: 182°F

Con estos datos se ubica la tabla específica de la válvula multiposicional.

Las instrucciones de uso de esta tabla según el departamento de diseño de Halliburton es que no se interpola entre los valores de la tabla para temperatura, simplemente se toma como referencia el valor más cercano que se encuentre en las tablas, en este caso como veremos el valor de temperatura para el pozo es de 182°F y el valor que se toma en las tablas es el de 175°F, el cual se encuentra más cerca del valor de referencia del pozo que el próximo que se encuentra en las tablas que es 200°F.

En esta oportunidad, se tomó como referencia una temperatura de 90°F que es la temperatura promedio donde se realizó la prueba, de esta forma:

Tabla 4. Presiones de carga de nitrógeno

Temp. Lodo	Temperatura de Superficie: 90°F Presión Hidrostatica					
	2000	3000	4000	5000	6000	7000
175	1522	2245	2944	3625	4290	4942
200	1457	2144	2809	3455	4086	4706

Fuente: Halliburton operating and charging pressures. Pag. 27

En negrilla se observa la presión hidrostática y debajo de ese valor las llamadas presiones de la tabla a las que hace referencia la formula. Entonces para el pozo A-1, la válvula multiposicional de circulación tendrá una carga óptima de nitrógeno:

$$[3625 - 2944] \times \left[\frac{4627 - 4000}{1000} \right] + 2944 = 3371 \text{psi} \quad \text{Ec. (14)}$$

Se realiza el mismo procedimiento para la válvula de cierre en fondo, debido a que varía su profundidad.

Entonces para la válvula de cierre se tiene:

Profundidad: 9603ft

Densidad del lodo: 9.3ppg

Presión hidrostática: $\frac{9603 \times 9.3}{19.25} = 4639 \text{psi}$

Temperatura de fondo: 182°F

Utilizando nuevamente la temperatura y valor de presión hidrostática para usar en las tablas.

Tabla 5. Presiones de carga de nitrógeno.

Temp. Lodo	Temperatura de Superficie: 90°F Presión Hidrostatica					
	2000	3000	4000	5000	6000	7000
175	1522	2245	2944	3625	4290	4942
200	1457	2144	2809	3455	4086	4706

Fuente: Halliburton operating and charging pressures. Pag. 27

$$[3625 - 2944] \times \left[\frac{4639 - 4000}{1000} \right] + 2944 = 3379 \text{psi} \quad \text{Ec. (15)}$$

El hecho de que las dos válvulas se encuentren una encima de la otra, permite que la presión de carga de nitrógeno no difiera tanto en su valor. Permitiendo de esta manera prácticamente asegurar que en dado caso si una herramienta funciona por medio de la aplicación de presión anular, la otra a excepción de fallas mecánicas, funcionará de igual manera, también facilita el trabajo para el operador de las herramientas ya que permite evitar confusiones al presentar ambas el mismo valor de presión de carga.

Esto a su vez permite que la presión de operación como se verá más adelante sea semejante y no tenga un rango de presión alto, el cual puede llevar a cometer errores o fallos dentro del desarrollo de la prueba.

2.11.2 Presión de operación.

La presión de operación hace referencia al valor mínimo de presión aplicada con el cual se puede presurizar el anular del pozo para asegurar que las herramientas iniciarán su funcionamiento. Este valor generalmente se calcula por seguridad en el pleno y correcto funcionamiento de las herramientas, así como por seguridad para evitar incidentes que representes un daño severo al pozo v.g. colapso o estallido de casing.

El cálculo para la presión de operación se realiza de manera semejante al cálculo para presión de carga, la ecuación 11 se utiliza para realizar el cálculo, solo difieren las tablas a utilizar. Esto debido a que los elementos presentes en las válvulas no operaran de forma directa por efecto del nitrógeno como en la anterior opción, sino que simplemente el nitrógeno impulsado por esta fuerza, actuará como un resorte activando los sistemas de apertura y cierre intrínsecos dentro de los equipos. Por esta razón no se tiene en cuenta la temperatura de superficie a la que fue cargado el nitrógeno como en la anterior operación.

Para la válvula multiposicional de circulación tenemos:

Profundidad: 9578ft

Densidad de lodo: 9.3ppg

Presión hidrostática: $\frac{9578 \times 9.3}{19.25} = 4627\text{psi}$

Temperatura de fondo: 182°F

Tabla 6. Presiones para cálculo de operación.

Temp. Lodo	Presión Hidrostatica					
	2000	3000	4000	5000	6000	7000
175	905	968	1043	1131	1230	1341
200	905	968	1041	1126	1222	1329

Fuente: Halliburton operating and charging pressures. Pag. 27

$$[1131 - 1043] \times \left[\frac{4627 - 4000}{1000} \right] + 1043 = 1098\text{psi} \quad \text{Ec. (16)}$$

Se realiza el mismo procedimiento para la válvula de cierre en fondo, debido a que varía su profundidad se tiene:

Profundidad: 9603ft

Densidad del lodo: 9.3ppg

Presión hidrostática: $\frac{9603 \times 9.3}{19.25} = 4639\text{psi}$

Temperatura de fondo: 182°F

Utilizando nuevamente la temperatura y valor de presión hidrostática para usar en las tablas.

Tabla 7. Presiones para calculo de operacion

Temp. Lodo	Presión Hidrostatica					
	2000	3000	4000	5000	6000	7000
175	931	1011	1105	1216	1341	1481
200	931	1010	1103	1210	1331	1465

Fuente: Halliburton operating and charging pressures. Pag. 27

$$[1216 - 1105] \times \left[\frac{4639 - 4000}{1000} \right] + 1105 = 1176\text{psi} \quad \text{Ec. (17)}$$

La razón por la cual los valores de esta tabla son diferentes de la anterior, es porque la herramienta en si es diferente, así el sistema de operación de las dos sea por medio de APR, el mecanismo difiere en cuanto a las secciones presentes en los equipos así como en la utilidad dentro del pozo.

Generalmente y para no presentar inconvenientes o confusión por parte de los operadores de herramientas, se determina presurizar las dos herramientas con un valor cerrado más cercano a la presión de carga de nitrógeno necesario para la válvula de cierre en fondo. En este caso, la presión utilizada durante el periodo de la prueba fue de 1200psi para ambas herramientas.

Como factor de seguridad, siempre se presuriza el anular con 300psi sobre la presión de operación máxima de las dos herramientas, en este caso particular para el pozo A-1 se trabajó durante toda la prueba con 1500psi para operar la válvula de cierre en fondo.























Se verificó que la presión de operación final, 1500psi más la presión hidrostática a la profundidad de la herramienta 4639psi, es decir 6139psi no presentará problemas al aplicarse en el desarrollo de la prueba.

La posición final de las herramientas es determinada de acuerdo a la función que cumple cada una de ellas en el fondo del pozo. Por esta razón se observará que de acuerdo a las descripciones dadas previamente, los instrumentos están ubicados de forma tal que brinden un mayor rendimiento y compatibilidad con las interacciones y problemas que se puedan presentar en el pozo y así poder darle una solución rápida y eficaz frente a cualquier inconveniente.

Siguiendo las recomendaciones propuestas y de acuerdo a la óptima funcionalidad de las herramientas, el diseño de la sarta para el pozo quedo definida de la siguiente forma:

SARTA POZO A-1

Figura 25. Sarta Final

<div style="text-align: center;">HALLIBURTON</div> <div style="text-align: center;">SARTA PRELIMINAR CAÑONEO TCP-PRUEBA DST</div>										
COMPANIA	FECHA	CAÑONES				4 5/8", 5 tpp	BHA [ft]			
REF. COMP.	POZO	UNDERBALANCE				1500	413,14			
REF. HES	CAMPO	EXPLORATORIO				OVERBALANCE			RATHOLE [ft]	
SERVICIO	RIG	SAI 31				FORMACION				
	FONDO DEL HUECO	10079				BHP / BHT			5752 / 185	129,75
SARTA	DESCRIPCION	ROSCA TOPE	ROSCA FONDO	CANT.	OD [in]	ID [in]	LONG. [ft]	PROF. TOPE [ft]	PROV.	
INTERVALOS:							TOP SHOT-RAD [ft]		188,89	
	Test Tree		5 1/2-4 Stub-Acme						HES	
	Crossover	5 1/2-4 Stub-Acme	4 1/2 Hydril-563	1	7,57	3,00	1,01	-22,53	HES	
	Crossover	4 1/2 Hydril-563	4 1/2 PH6	1	5,14	3,75	3,72	-21,52		
	Tubería 4 1/2", PH-6, 15.5#, N-80	4 1/2 PH6	4 1/2 PH6	317	Coup: 5.13 / Body: 4.54	3,83	9553,91	-17,80		
	Radioactive Marker			1			0,00	9.536,11	HES	
	Tubería 4 1/2", PH-6, 15.5#, N-80	4 1/2 PH6	4 1/2 PH6	1	Coup: 5.13 / Body: 4.54	3,83	30,30	9.536,11		
	Crossover	4 1/2 PH6	3 1/2 Hydril-533	1	5,34	2,81	1,17	9.566,41		
	Crossover	3 1/2 Hydril-533	3 7/8 CAS	1	5,03	2,25	1,29	9.567,58	HES	
	Valvula de Circulacion de Back Up, RD, Disco de Ruptura: 9K	3 7/8 CAS	3 7/8 CAS	1	5,03	2,28	5,66	9.568,87	HES	
	Válvula de Drenaje	3 7/8 CAS	3 7/8 CAS	1	5,03	2,28	3,44	9.574,53	HES	
	Valvula de Circulacion Multiciclo, OMNI	3 7/8 CAS	3 1/2 IF	1	5,02	2,25	21,15	9.577,97	HES	
	Válvula de Drenaje	3 7/8 CAS	3 7/8 CAS	1	5,03	2,28	3,44	9.599,12	HES	
	Valvula de Prueba de Formacion. LPR (Abierta - Open Kit)	3 7/8 CAS	3 7/8 CAS	1	0...	2,25	15,83	9.602,56	HES	
	Válvula de Drenaje	3 7/8 CAS	3 7/8 CAS	1	5,03	2,28	3,44	9.618,39	HES	
	Dynastring, Registradores para lectura en tiempo real	3 7/8 CAS	3 7/8 CAS	1	5,03	2,25	19,50	9.621,83		
	Porta-registradores con memorias	3 7/8 CAS	3 7/8 CAS	1	5,02	2,25	18,70	9.641,33	HES	
	Junta de Seguridad	3 7/8 CAS	3 7/8 CAS	1	5,01	2,44	3,66	9.660,03	HES	
	Empaque Champ IV, 7", Gomas Arriba	3 7/8 CAS		1	5,79	2,37	6,05	9.663,69	HES	
	Mitad de Gomas				5,75	2,37	0,00	9.669,74	HES	
	Empaque Champ IV, 7", Gomas Abajo		3 1/2 IF		5,79	2,37	3,53	9.669,74	HES	
	Shock Absorber Vertical	3 1/2 IF	3 1/2 IF	1	5,03	2,25	4,79	9.673,27	HES	
	Shock Absorber Radial	3 1/2 IF	3 1/2 IF	1	5,65	2,25	3,11	9.678,06	HES	

Fuente: Halliburton. Departamento de Well Testing. (2012)

De esta manera es que la industria petrolera determina las diferentes herramientas y realiza el diseño de sarta que finalmente será utilizado, en este caso particular para realizar un DST.

Es primordial conocer los funcionamientos de cada herramienta para definir la configuración ideal que se adecue a las condiciones presentes del pozo y además a las condiciones de la prueba que se va a realizar ya que un error de proceso en el diseño y especificaciones de uso de las distintas herramientas presentes puede acarrear en el fracaso total de la operación acarreando costos de pobre calidad, pérdida de tiempo, detrimento del nombre de la empresa e incluso accidentes que generen pérdida de vidas humanas con el ya sabido perjuicio que eso atrae a las finanzas de la empresa así como disminución en la confianza de los clientes.

3. DISEÑO DE LA PRUEBA

Para alcanzar los objetivos requeridos, una prueba de presión debe ser propiamente diseñada, el fallo en este aspecto no solo repercutirá en un gasto obsoleto de dinero, también en un fracaso respecto a la información deseada del yacimiento.

Son muchos los casos donde a pesar de que las herramientas de campo y el tiempo estipulado de la prueba fue adecuado, no se obtienen los objetivos de evaluación. Aun sabiendo que los problemas o causas de falla están implícitamente contenidos durante el desarrollo de la prueba, el no realizar un diseño previo de la prueba o el control de la misma durante la marcha, pueden ocasionar que no se tomen los correctivos necesarios en función de los problemas o contingencias que se presentan. En concordancia con el alto esquema de prevención que se tiene en la industria petrolera, no es acorde ni lógico que se tome este factor de riesgo para el logro o éxito de la prueba.

Es importante tener claro las variables que afectan directamente el desarrollo de la prueba. Las principales serían la tasa de flujo y el tiempo de duración de la prueba. Estas son de tipo operacional y se encuentran bajo supervisión del ingeniero de yacimientos.

En razón de esto, el diseño de una prueba debe ser integral, teniendo en cuenta todos los aspectos desde la parte operacional y de equipos idóneos, manejo del control de calidad antes, durante y después de realizar la prueba, el tiempo de duración de la misma y de esta manera tener claro los objetivos deseados y de la misma manera prevenir sobre las posibles contingencias o fallas que se llegasen a producir durante el desarrollo de la misma.

La planificación de una prueba no se debe hacer sobre la marcha, es importante que antes de iniciar el proceso y como en este caso se trata de un pozo exploratorio, se indique el tipo de prueba a realizar, tiempo de duración, herramientas y equipos necesarios, rango estimado de las tasas y cálculos de presiones esperadas. Al tratarse de un pozo exploratorio, generalmente se utiliza una completación temporal, de esta manera en este tipo de pozos las necesidades en cuanto a personal, equipo y procedimientos presenten las mayores contingencias posibles, esto con el fin de evitar pérdida de tiempo por falta de planificación.

En la experiencia obtenida durante los pozos donde se realizaron pruebas de presión, no se encontró locación alguna donde al momento de cañonear la formación, no hubiera presente facilidades tempranas para almacenamiento de crudo y tea para la quema de gas por citar algunos ejemplos.

3.1 DISEÑO DE PRUEBAS PARA POZO EXPLORATORIO

Como se ha escrito anteriormente, las pruebas de pozo son de gran importancia debido a que por medio de las mismas se obtienen variables y parámetros de yacimiento, los cuales determinan la viabilidad comercial o no del pozo e incluso del yacimiento.

Básicamente en una prueba a un pozo exploratorio, se tiene en cuenta la información obtenida de análisis petrofísicos, corrida de registros, sísmica, geología y costos. En función de estos parámetros se hace un diseño previo de la prueba, se determina la duración de la misma, paso seguido se actúa físicamente en el pozo cañoneando el intervalo con expectativa en la respuesta, es decir si fluye o no.

Por último ya queda a disposición del dueño del campo el paso a seguir en cuanto a si se completa el pozo y se le realiza una prueba extensa. Generalmente sucede cuando el pozo muestra algún indicio de potencialidad o buen prospecto de producción. En caso contrario se evalúa la opción de abandono, según los prospectos que se tenían previos a la prueba y los resultados obtenidos de la misma. Es importante resaltar que la información obtenida de la evaluación petrofísica, respecto a las presiones y sus gradientes de formación son muy útiles ya que por medio de ellos, se puede estimar las tasas y el tipo de fluido a esperar.

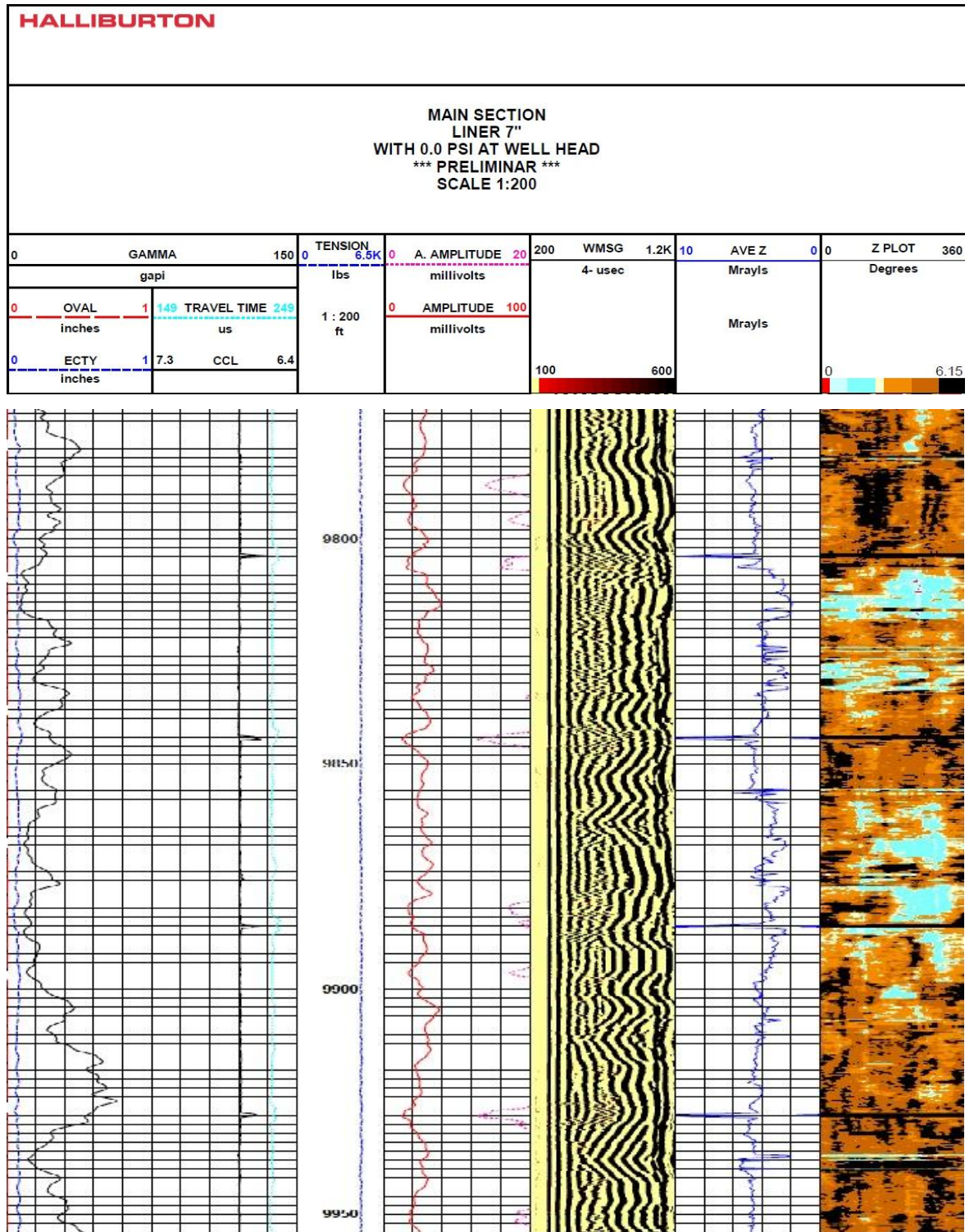
3.2 DEPENDENCIA DE VARIABLES

Que variables dependen de otras variables? Entender este concepto es importante manejarlo al momento del diseño de la prueba. En el proyecto de la operación, existen dos consideraciones críticas; (a) los parámetros a ser estimados del yacimiento afectan la presión del pozo de manera significativa, de modo tal que los efectos puedan ser detectados por las herramientas utilizadas para medirlos en fondo de pozo y estas herramientas permitan analizar la respuesta, y (b) la duración de la prueba será lo suficientemente larga para observar la respuesta de la presión.

Por medio del estudio de sísmica, se definen las zonas o intervalos donde puede haber entrampado un fluido hidrocarburo, en principio todas las zonas pueden ser candidatas a pruebas, pero para ir descartando algunos intervalos se realizan evaluaciones petrofísicas. Anteriormente se había hablado sobre la importancia de la información petrofísica y los resultados que de ella se puedan obtener, así como de la corrida de registros, ya que por medio de estas ayudas la planificación, diseño e implementación de la prueba será de manera más consecuente.

A continuación se presenta la evaluación petrofísica de un intervalo a probar y sus resultados:

Figura 26. Registro de Intervalo



Fuente: Halliburton. Departamento de logging. 2012

3.2.1 Resultado análisis petrofísico

El fluido esperado es gas (según resultados de la muestra tomada a esa profundidad).

Tabla 8. Datos Petrofísicos.

presion	5700-6500	Sg	65%
espesor neto	196 ft	So	5%
porosidad	12-20 %	γ	0.56 - 0.61
Sw	30%	Rw	0.43 ft
Profundidad	9747 - 9950	T	175 - 185 F°
Visco. Inicial	0.0355 cp	Ct	0.00005016 1/psi

Fuente: Halliburton. Departamento de yacimientos (2012).

Paso seguido se calculan las presiones y tasas esperadas además de ir organizando y plasmando el programa de la prueba. Para este paso se deben tomar varios parámetros que se encuentran en el análisis petrofísico y algunos de ellos se encuentran de manera cualitativa. Entre estos estamos hablando de la permeabilidad, la cual se encuentra definida en por análisis petrofísico en 40md. Con este valor definido se pueden utilizar ecuaciones propuestas para efectuar el estimado de tasas transientes, también se puede llegar a alcanzar el valor de tasas a esperar.

La ecuación a utilizar para el cálculo de tasa de producción se define:

$$q = \frac{k h [m(p_i) - m(p_{wf})]}{1638 T} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi (\mu c_p)_i r_w^2} - 3.23 \right)^{-1} \quad \text{Ec. (18)}$$

Por medio de la construcción de la función $m(p)$ como se mostró en el capítulo 1 y utilizando la presión inicial y la gravedad específica del gas se puede utilizar la ecuación 16.

Considerando que $P_i = 6000\text{psi}$, $T = 182^\circ\text{F}$ y $\gamma = 0.60$ se tiene:

$$m(P_i) = 1.59 \quad (\text{E9}) \quad \text{psi}^2/\text{cp}, \quad \mu_i = 0.0355 \quad \text{cp},$$

$$c_t = S_g C_g = (.65)(0.00007717) = 0.00005016 \text{psi}^{-1}, \quad T = 642^\circ \text{R}.$$

Sustituyendo valores en la ecuación 16 se tiene:

$$q(MSCFD) = \frac{(40)(166)[1.59 \text{ E9} - m(p_{wf})]}{1638(642)} * \left(\log t + \log \frac{40}{(0.15)(0.0355)(0.00005016)(0.43)^2} - 3.23 \right)^{-1} \quad \text{Ec. (19)}$$

Simplificando los valores obtenemos como resultado:

$$q(MSCFD) = \frac{0.006314[1.59 \cdot 10^9 - m(p_{wf})]}{[\log t + 5.6780]} \quad \text{Ec. (20)}$$

Con esta formulación se puede obtener la gráfica del IPR trasiente en función de la P_{wf} , conociendo el tiempo de producción de la prueba, que fue de 168 horas. Se procede a realizar el cálculo para la gráfica.

La ecuación 18 se reduce a:

$$q(MSCFD) = 0.0008242[1.59 \cdot 10^9 - m(p_{wf})] \quad \text{Ec. (21)}$$

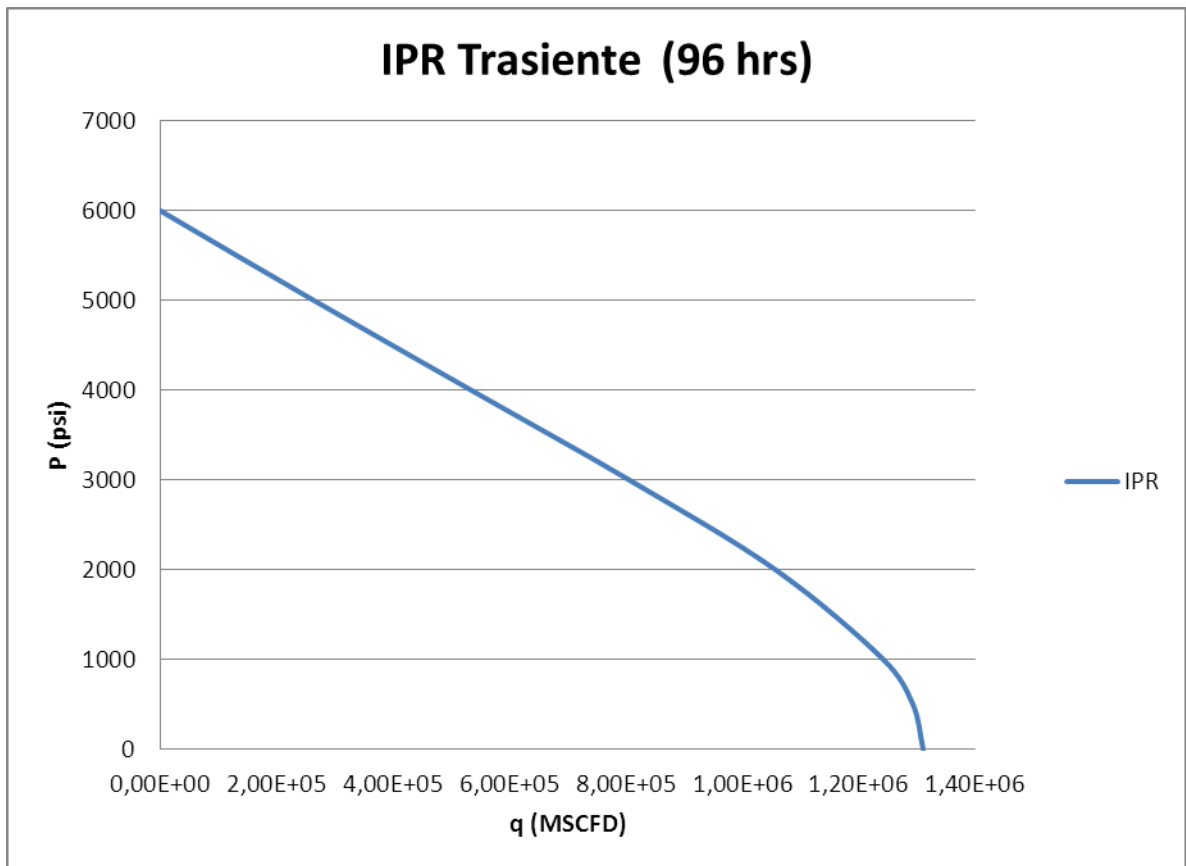
A continuación se presentan resultados asumiendo distintos valores para la presión de fondo fluyente.

Tabla 9. Datos para IPR.

P(psi)	m(p)	q(MSCFD)
14.7	1,73E+04	1267947,42
500	2,15E+07	1250778,9
1000	8,31E+07	1201573,56
2000	3,08E+08	1021950
3000	6,13E+08	778220,21
4000	9,42E+08	515146,96
5000	1,27E+09	252630,04
6000	1,59E+09	0

Utilizando estos resultados, se genera la gráfica IPR para el diseño de la prueba:

Figura 27. Gráfico IPR.



La IPR que se presentó se considera como el comportamiento de la presión en la cara de la arena productora, es decir como si no existiera tubería en el pozo. El valor de AOF 1.268 MMSCFD obtenido en esta gráfica se observará que es mayor al adquirido en la prueba real, debido en gran parte a que se asume que el daño mecánico y por efecto de turbulencia es cero.

El siguiente paso es calcular el tiempo de prueba, con la meta principal de observar como mínimo el régimen de flujo radial infinito, cabe recordar que el diseño de la prueba se hace estrechamente vinculado a los objetivos programados para el estudio y desarrollo de la formación. En este caso se utiliza principalmente para conocer parámetros primordiales del yacimiento y pozo, como son la permeabilidad y el daño.

Para determinar el tiempo mínimo de prueba, que logra identificación del régimen de flujo radial infinito se tiene la siguiente ecuación:

$$\text{Periodo de flujo: } t > \frac{(200000+12000S)C}{\frac{k\bar{h}}{\mu}} \quad \text{Ec. (22)}$$

$$\text{Periodo de Cierre: } \Delta t > \frac{170000Ce^{0.14S}}{\frac{k\bar{h}}{\mu}} \quad \text{Ec. (23)}$$

El factor C hace referencia al coeficiente de almacenamiento del pozo, para hallar el valor de este factor es necesario conocer la profundidad a la cual se cañonea el pozo, la capacidad de la tubería utilizada para la producción, y la compresibilidad

del gas en el pozo. Con estos tres valores puedo calcular el factor de almacenamiento para reemplazarlo en las ecuaciones anteriores.

La manera de calcularlo es la siguiente:

Primero se calcula el factor de capacidad de la tubería de 4" PH-6 que viene dado por

$$\text{Factor} = (r_{int}^2)(0.0009714) \quad \text{Ec. (24)}$$

El parámetro (r_{int}^2) hace referencia al radio interno de la tubería de producción, el cual para este caso es de 3.826in. Reemplazando este valor en la ecuación 22 se tiene:

$$\text{Factor} = (3.826)^2(0.0009714) = 0.01422\text{Bbl/ft.} \quad \text{Ec. (25)}$$

Conociendo este factor junto con la profundidad a evaluar y la compresibilidad del gas que se obtiene por medio de petrofísica, se adquieren los parámetros necesarios para determinar el factor de almacenamiento de la siguiente manera:

$$C = \text{Volumen del pozo} \times \text{compresibilidad del fluido en el pozo} = (0.01422 \text{ Bbl/ft.}) \times (9830\text{ft}) \times (0.00007717\text{psi}^{-1}) = 0.01078\text{Bbl/psi.} \quad \text{Ec. (26)}$$

Se procede a realizar el cálculo del tiempo mínimo de prueba con las ecuaciones 20 7 21 y asumiendo daño cero:

$$t > \frac{200000(0.01078)}{\frac{6640}{0.05552}} = 0.012 \text{ hrs.} \quad \text{Ec. (27)}$$

$$\Delta t > \frac{(170000)(0.01078)(1)}{\frac{6640}{0.05552}} = 0.009 \text{ hrs.} \quad \text{Ec. (28)}$$

Respecto a los resultados obtenidos, se sugiere realizar una prueba isocronal modificada para obtener parámetros que permitan calcular el efecto de turbulencia. Además de esta prueba de contra-presión se propone un flujo extendido y cierre final con el objetivo de observar efectos de declinación de presión y alcances de límites de yacimiento.

Aunque del análisis petrofísico, así como del probador de formación, se obtiene información valiosa para el diseño, la mayor incertidumbre en el caso de pozos exploratorios está en que no se conoce a priori o antes de realizar la prueba la descripción del área dinámica de drenaje, es decir, si se trata de un yacimiento homogéneo con discontinuidades o naturalmente fracturado, o capa de permeabilidad variable, por mencionar algunos ejemplos.¹³

Para la prueba a realizar se asumieron los siguientes valores de duración de isócronas, esto con el fin de poder inferir el radio de drenaje en el último periodo de flujo.

Tabla 9. Esquema isocronal propuesto.

Duración (hrs)	Tasas (MSCFD)
10	0
6	10000
6	0
6	20000
6	0
6	30000
6	0
96	40000
180	0

¹³ DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. 2003 p. 230

Sobre la base de la duración propuesta de la prueba (96hrs), se puede calcular el radio de drenaje afectado con la siguiente ecuación propuesta asumiendo régimen de flujo radial infinito:

$$\log \frac{r_d}{r_w} = \frac{1}{2} \log t_D + 0.1757 \quad \text{Ec. (29)}$$

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi(\mu ct)_i r_w^2} \quad \text{Ec. (30)}$$

Por lo tanto, durante el periodo de flujo extendido (96 horas) se tiene:

$$\log \frac{r_d}{r_w} = \frac{1}{2} \log \left(\frac{0.000264(40)(96)}{(0.15)(0.0355)(0.00005016)(0.43^2)} \right) + 0.1757 \quad \text{Ec. (31)}$$

De la ecuación 29 obtenemos el valor de $r_d = 2918ft.$ para el tiempo de producción de 96 horas.

3.3 GENERACIÓN DE UNDERBALANCE

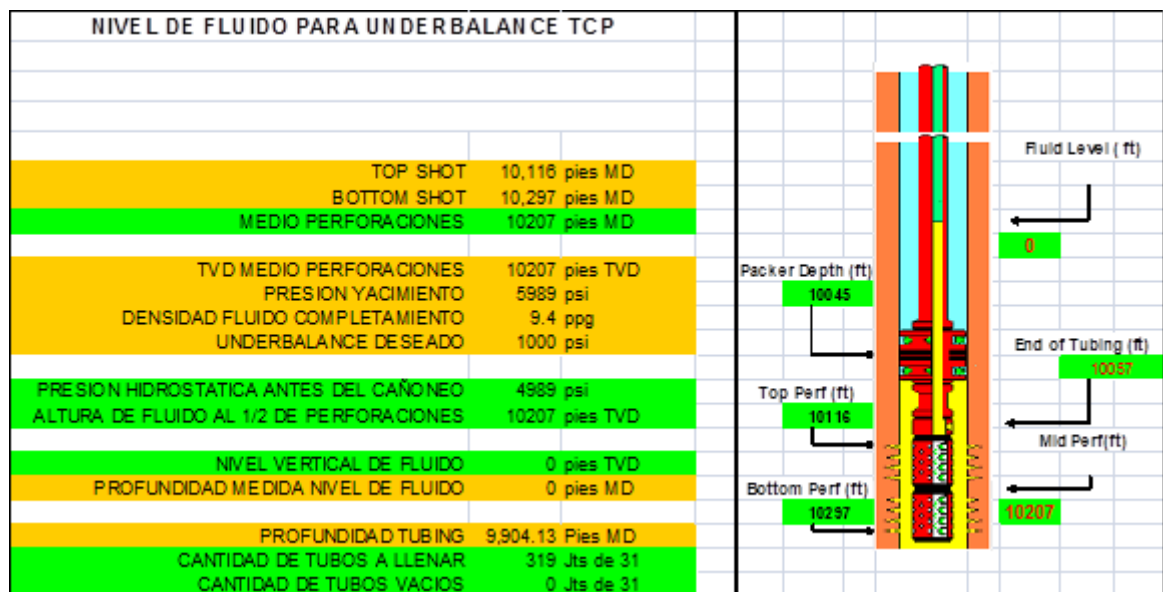
Otro aspecto a tener en cuenta en cuanto al diseño de la prueba, es determinar el underbalance deseado, de manera tal que al momento de activar los cañones de perforación el pozo fluya naturalmente y no exista riesgo de matarlo a raíz de una presión hidrostática mayor en la tubería de producción a la presente en la cara del pozo.

Para el cálculo se tienen en cuenta la profundidad a puntos medios perforados, la presión de yacimiento y la densidad del fluido de completamiento. El proceso es

muy fácil de realizar, después de definir el valor de la presión que va a estar a favor del pozo, se hace un cálculo teniendo en cuenta los parámetros antes descritos donde se determina el número de juntas o paradas de tubería de producción a llenar, de forma tal que al momento de realizar el cañoneo, la presión de formación tenga un valor mayor a la presión hidrostática presente en la tubería de producción.

Se muestra una imagen como ejemplo de cómo se realiza el cálculo, esta imagen hace referencia al underbalance creado para la ejecución de cañoneo en el pozo A-1.

Figura 28. Cálculo para underbalance



Fuente: Halliburton TCP.

3.4 SIMULACIÓN DE CAÑONEO

Otro estudio que se realiza durante el diseño de la prueba, es determinar la densidad de tiros por pie a utilizar en los cañones de perforación. Generalmente se utilizan entre 4 y 6 tiros por pie por la efectividad de la onda de choque, ya que

al aumentar el número de perforados, se incurre en un desperdicio de energía entre las ondas de disipación del impacto.

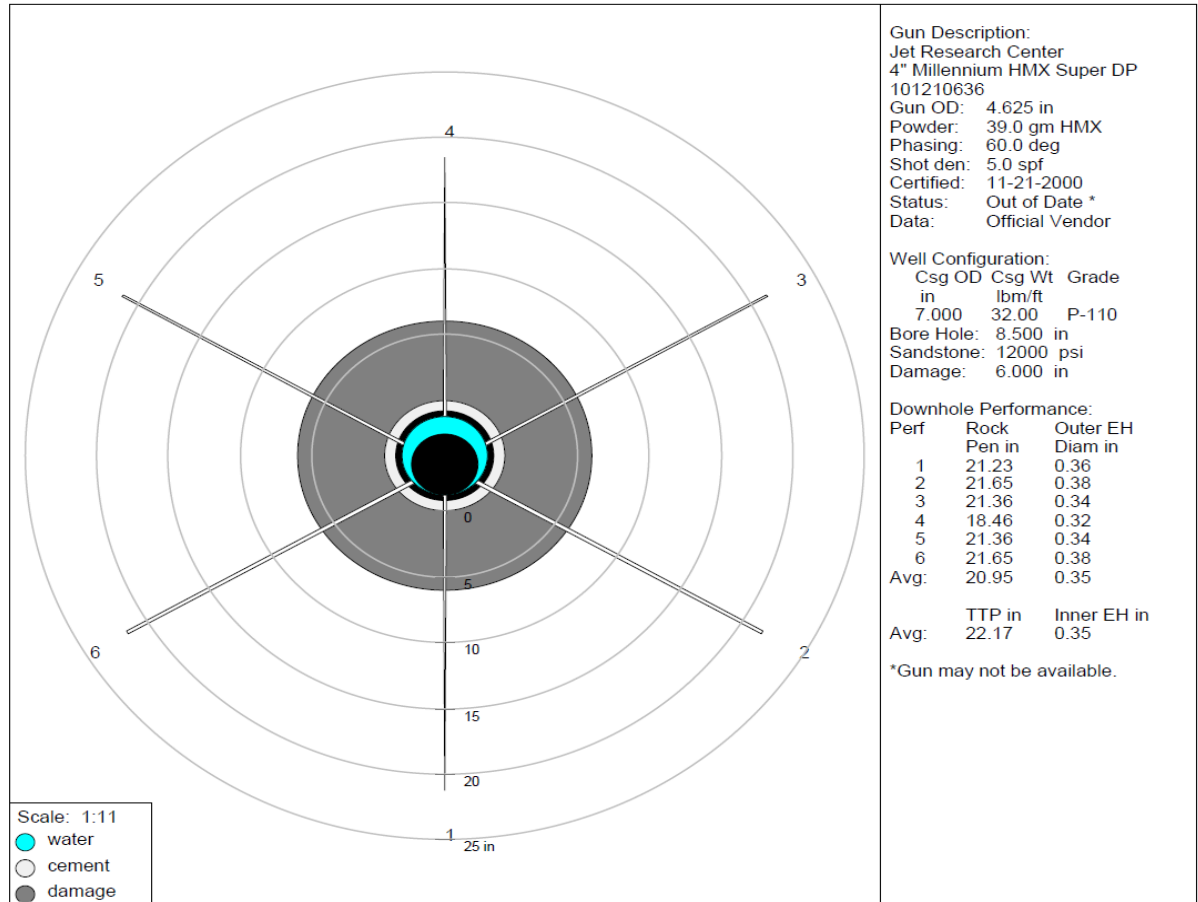
Existen cantidades de software especializados en el desarrollo de la simulación de un cañoneo, específicamente para este pozo se trabajó con Pulsfrac®, a continuación se muestra la figura del desarrollo final de la simulación para el pozo A-1.

En la parte derecha se observan los diferentes resultados obtenidos en función de las propiedades de la formación y la densidad de cañones, que en este caso fue de 5 tiros por pie. Se denota la descripción del explosivo donde incluye nombre y cantidad, también se observa más abajo el total de penetración de cada disparo y su respectivo radio.

Figura 29. Simulación por Software

DOWNHOLE GUN PERFORMANCE

From the Gun Evaluation Model (GEM)
Software by P.E. Moseley & Associates, Inc.



Fuente: Halliburton TCP.

3.5 CONTINGENCIAS

Al realizar un trabajo en un pozo de hidrocarburo, es muy importante tener en cuenta los riesgos que se corren y el desarrollar un plan para cada problema que puede o no presentarse es importante para no tener inconvenientes de última hora o improvisaciones que lleguen a poner en riesgo toda la operación.

A continuación se enuncian una lista con algunas situaciones que se pueden presentar en un pozo, es importante tener claro este tipo de problemas y el riesgo que conlleva si se pueden manifestar dentro de un trabajo:

- Comunicación anular tubería
- Alta presión y alta temperatura (16000psi) y (350°F)
- Mala cementación
- Fugas a través de las herramientas
- Terminación de la prueba de forma no adecuada
- No definir previamente los objetivos de la prueba

En el caso de que se presente alguna de los problemas enlistados anteriormente, lo más probable es que se deba repetir la prueba aunque no todos los problemas requieren esta opción.

Lo primero que se hace es evaluar la situación y definir junto con el personal encargado de la realización de la prueba, que tanto se puede ver afectado los resultados del proceso y como los datos de presión de fondo, pueden ser útiles y representativos para un análisis en superficie de las propiedades de la formación.

Es importante resaltar que una gran mayoría de pruebas de presión se les realiza análisis en base a lo que sucede en tiempos cortos o tempranos, de otra forma, para realizar un análisis más completo donde se evidencian de manera clara el tipo de régimen de flujo es por medio de tiempos de prueba muy largos, teniendo en cuenta que la formación puede presentar baja permeabilidad.

Queda claro que es muy importante realizar el diseño previo de la prueba de presión, el procedimiento de cálculo tanto de las tasas de producción como de las presiones de fondo y definir los aspectos que pueden alterar el buen desarrollo y éxito de la prueba.

Se evidenció que la obtención y manejo de datos por parte de los distintos departamentos involucrados en el proyecto de un pozo tales como sísmica,

geología y petrofísica son vitales para el pleno diseño y proceso de una prueba de presión.

4. ANÁLISIS DE LA PRUEBA DE PRESIÓN REALIZADA AL POZO A-1

En este capítulo se presenta el análisis de pruebas de presión realizadas a un pozo de gas en territorio colombiano. Se muestra una breve descripción del yacimiento objeto de estudio, resaltando las características petrofísicas de la arena productora.

Se da a conocer el procedimiento adecuado para realizar un correcto análisis de presiones, tomando en cuenta las características propias del sistema pozo-yacimiento.

Finamente, se adjuntan tablas y gráficas que serán de suma ayuda para una adecuada interpretación de las condiciones de flujo de reservorio y frontera del yacimiento.

Para la evaluación de este tipo de yacimientos se han propuesto diversos modelos de interpretación de pruebas de presión, entre los objetivos esta proporcionar la propiedad básica de la interacción roca – fluido como es la conductividad (Kh) entre otras características así como determinar las variables de daño por efecto de turbulencia, daño mecánico y permeabilidad.

4.1 PROPIEDADES BÁSICAS DE LAS ROCAS Y DE LOS FLUIDOS

Las propiedades básicas son datos que se obtienen por medio de análisis petrofísicos y registros de perforación, y a través de las cuales se infiere el tipo de yacimiento que se puede estar perforando y predecir el tipo de fluido que se espera en superficie.

En adición a estas propiedades, también en algunas oportunidades se cuenta con información de pozos off-set de la cuenca a la que se está perforando, haciendo de esta manera más fácil el trabajo para el diseño de la prueba, y las especificaciones para establecer tiempos de flujo o drawdown y cierre o buildup.

La tabla 10 contiene datos de propiedades petrofísicas de la roca y del fluido. Por ser pozo exploratorio, las propiedades del fluido son esperadas y no totalmente acertadas, a diferencia de las propiedades de la roca, las cuales se lograron obtener por medio de estudios especializados y pruebas de laboratorio. Es importante remarcar que las pruebas fueron realizadas a la formación que se quiere evaluar como productora, de ahí que se pueden inferir ciertas propiedades del fluido por medio de simulaciones.

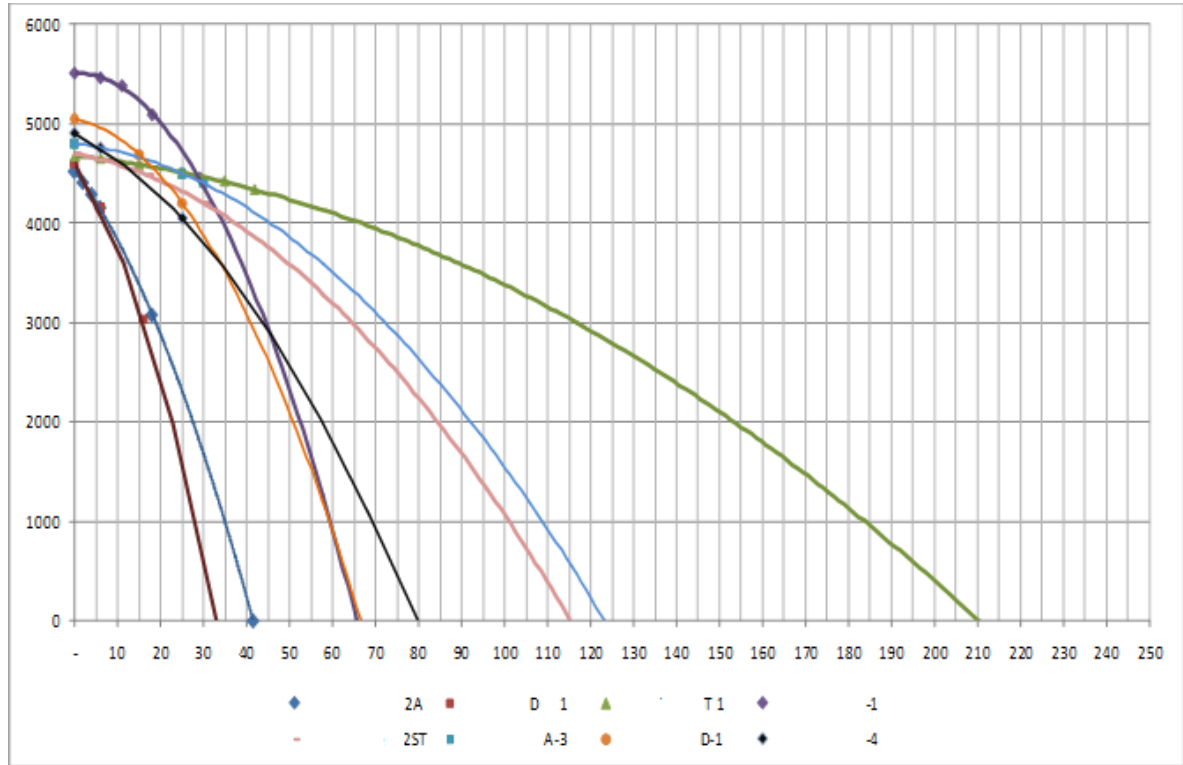
Tabla 10. Datos petrofísicos del pozo A1

INFORMATION		
ITEM		
1	Formation Name:	
2	Formation pressure (BHP): psia	5700-6500
3	Formation Temperature (BHT): °F	175-185
4	Well Head Pressure (WHP): psia	3000-5000 (Dependiendo del choke)
5	Well Head Temperature (WHT): °F	100-140
6	Completion Fluid:	
7	Porosity: %	12-20%
8	Permeability: mD	5-70
9	Minimum Permeability in zone: mD	1-4
10	Lithology (Sandstone, Carbonate, Shale):	Sandstone
11	Skin (Dmg Zone Thickness, K/Kd)	5-20
12	Anisotropic properties (Kh/Kv): fraction	0.5-0.8
13	Fluid type in wellbore (Black oil, Dry gas, Gas condensate, Water, Compositional oil, Compositional gas, Single component)	Dry Gas, Wet Gas; Water
13.1	Gas Characteristics (properties)	
13.2	Water Characteristics (properties)	10000-30000 ppm Cl-
13.3	Rates of estimated fluids	2.0-30.0 MMscf/D; 10-300 BWPD; 1-50 BOPD
14	Water Gas Ratio (bw/MMscf)	0.30-10.0
15	API Gravity of fluid: °API	30-40
16	Gas Gravity: SG	0.56-0.61
17	Condensate Gas Ratio (bo/MMscf)	0.20-0.60
18	Formation Compressibility Strength:	
19	Overburden Gradient: psi/ft (TVDss)	0.60-0.68
20	Effective Stress	
21	Mechanical Status:	
22	Deviation Summary (Survey):	
23	Pipe to use during Test (work string)	3 1/2" DST/TCP String
24	Bit diameter used in objective intervals:	
25	Is the formation consolidate, (If not, 25.1, 25.2)	Consolidate

Fuente: Halliburton. Departamento de yacimientos.

4.2 POTENCIAL DE POZOS VECINOS

Figura 30. IPR varios en pozos aledaños



Fuente: Halliburton. Departamento de facilidades tempranas.

En la gráfica 30 se observan curvas de IPR en diferentes pozos que fueron desarrollados cerca al pozo A1. Por medio de estas graficas el departamento de producción puede definir las facilidades tempranas para recibir el pozo, esperando un comportamiento semejante a los pozos mostrados.

Los puntos observados sobre las líneas hacen referencia a las pruebas de entregabilidad realizadas a cada pozo como proceso general para determinar la presión de operación en cabeza.

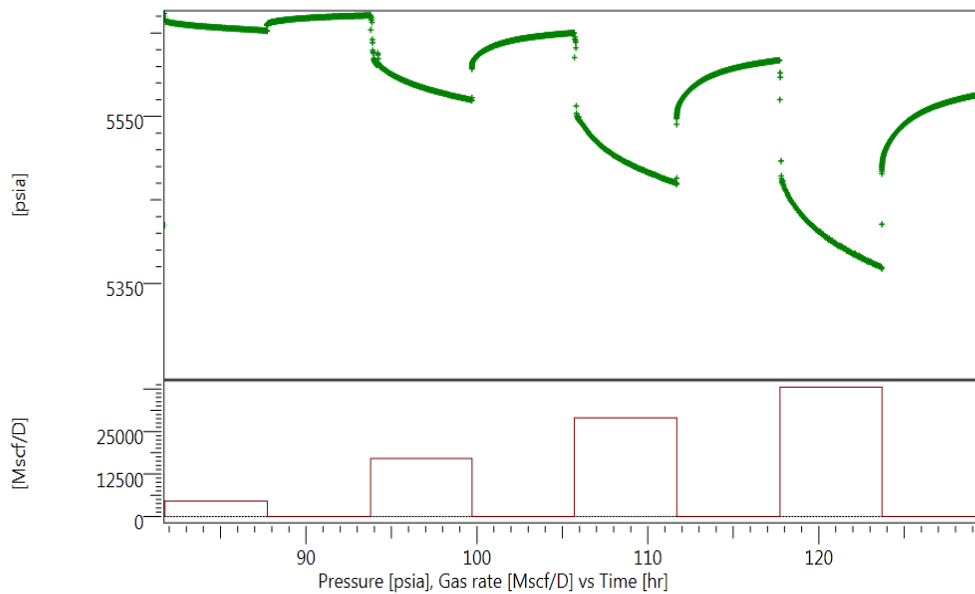
Este tipo de información es confidencial, por eso se ha decidido quitar los nombres de los pozos y solo se han dejado unas indicaciones para que el lector obtenga una referencia sobre el comportamiento de cada pozo.

4.3 APLICACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

El presente análisis de restauración de presión corresponde al pozo A-1, en el cual se tiene un intervalo cañoneado de 196(ft).

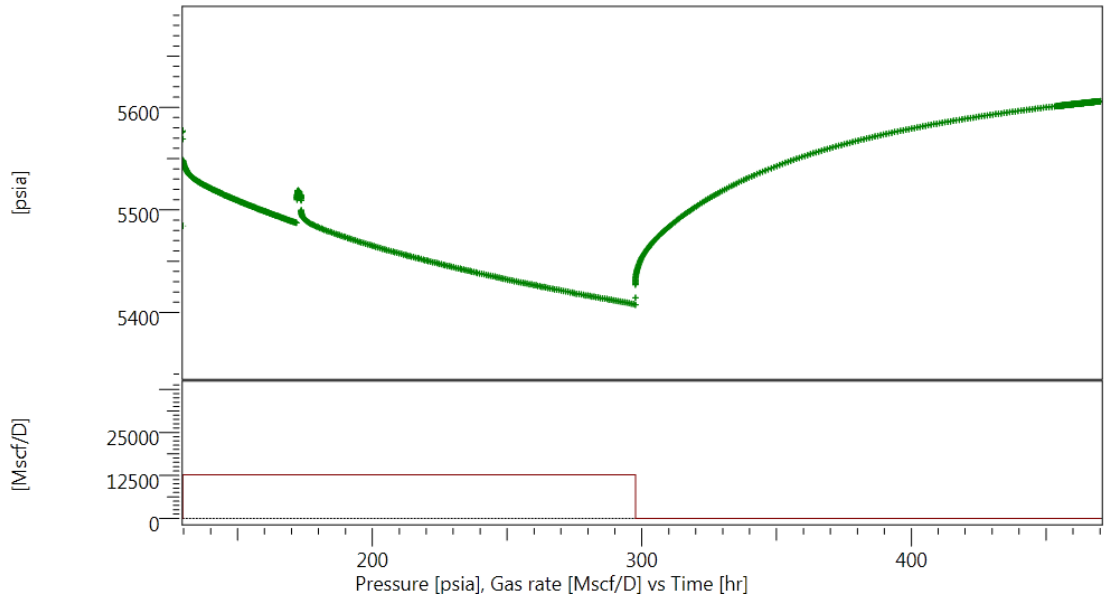
La prueba se realizó en un pozo con flujo monofásico de gas, se realizaron 4 flujos y cierres de igual duración correspondiendo a una prueba isocronal modificada, al finalizar las 4 isócronas se realizó un flujo y cierre extendido para buscar condiciones de estabilización, como se muestra en las dos siguientes graficas:

Figura 31. Esquema de prueba: isocronal modificada



Fuente: Software Ecrin Saphir®

Figura 32. Esquema de prueba: flujo extendido y restauración



Fuente: Software Ecrin Saphir®

Las gráficas se encuentran divididas en dos partes, la línea verde en la parte superior hace referencia a los valores de presión en fondo de hueco, de ahí que se observe, como en la figura 31, su ascenso o descenso en forma parabólica debido a su constante cambio de valores, a diferencia de la parte inferior donde se observa una línea rojiza que representa el valor de las tasas de producción para cada periodo de flujo.

Además se distinguen los cuatro valores de tasas obtenidos, los cuales son utilizados para el desarrollo y análisis de la prueba isócrona modificada. En la figura 32 se advierte el periodo de flujo estabilizado, se puede comparar la longitud de la línea roja en comparación con las cuatro anteriores.

Igualmente para el caso de la presión, se distinguen los cuatro flujos y cierres realizados durante la prueba.

Es de referenciar que si se observa detenidamente la figura 32 de flujo extendido, se percibe una variación de presión durante el periodo de flujo, esto es debido a que durante el tiempo en que se estaba llevando a cabo esta operación se

presentó una falla en una válvula hidráulica de seguridad, esto originó un cierre en cabeza de aproximadamente 15 minutos.

Por fortuna no reporto daños a personal ni a los equipos, se realizó una reunión con el personal de yacimientos y se decidió reiniciar las 96 horas de flujo a partir del instante en que sucedió el inconveniente.

A continuación se muestra la tabla 11 con los valores de caudal y choke utilizados para el desarrollo de la misma:

Tabla 11. Valores de choque

Isocrona Modificada	
Choke	Caudal (Mscfd)
12/64	4,5
24/64	17
32/64	29
40/64	38
Flujo Ext.	
22/64	12,6

Para iniciar el análisis se realizaron diferentes gráficas que permiten obtener pautas sobre el comportamiento del pozo y sus diferentes propiedades del fluido como viscosidad del gas (μ), factor de desviación del gas (z) y factor de compresibilidad (C_g), las cuales son función de la presión y temperatura.

En este caso se necesitan utilizar valores de viscosidad y compresibilidad a condiciones estándar de presión y temperatura para introducirlos en la ecuación de permeabilidad, por lo tanto se muestran las gráficas de las variables involucradas en el análisis y cálculo de permeabilidad y daño.

Figura 33. Factor de desviación del gas

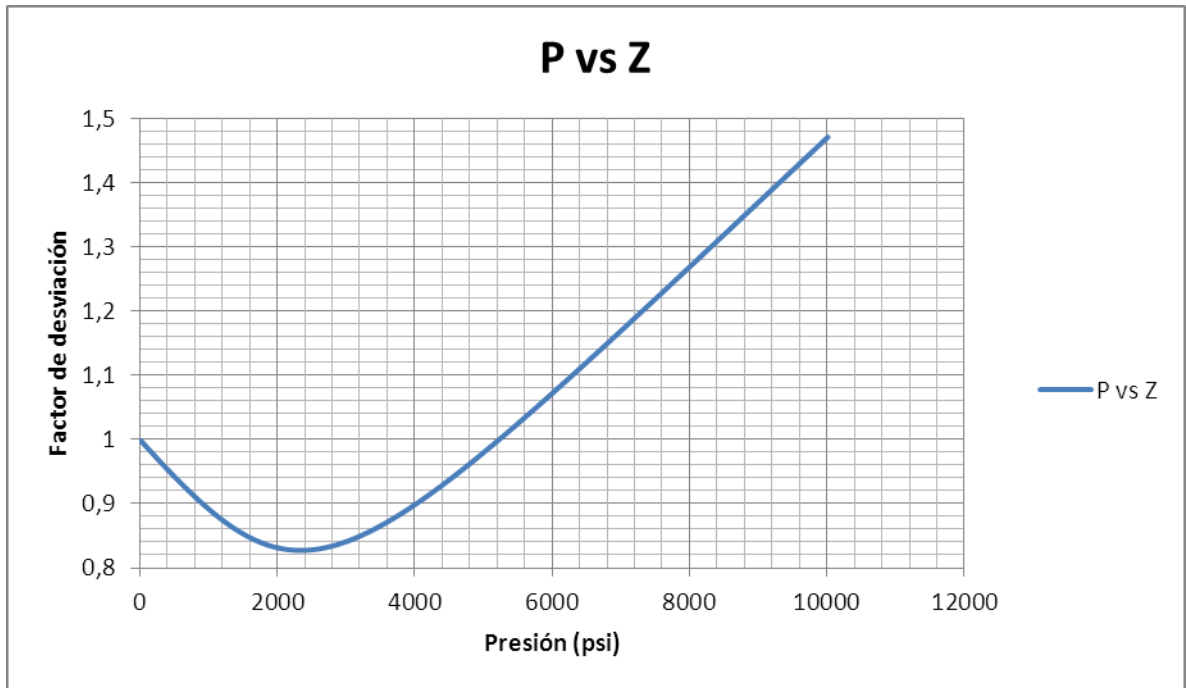


Figura 34. Viscosidad del gas

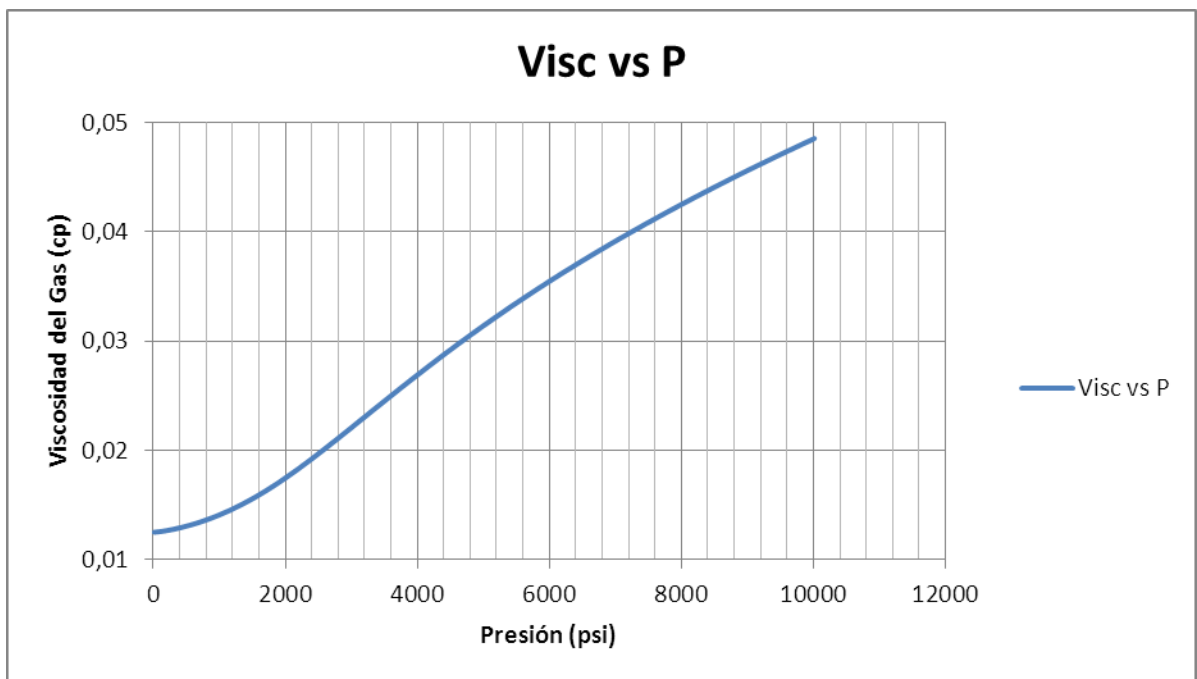
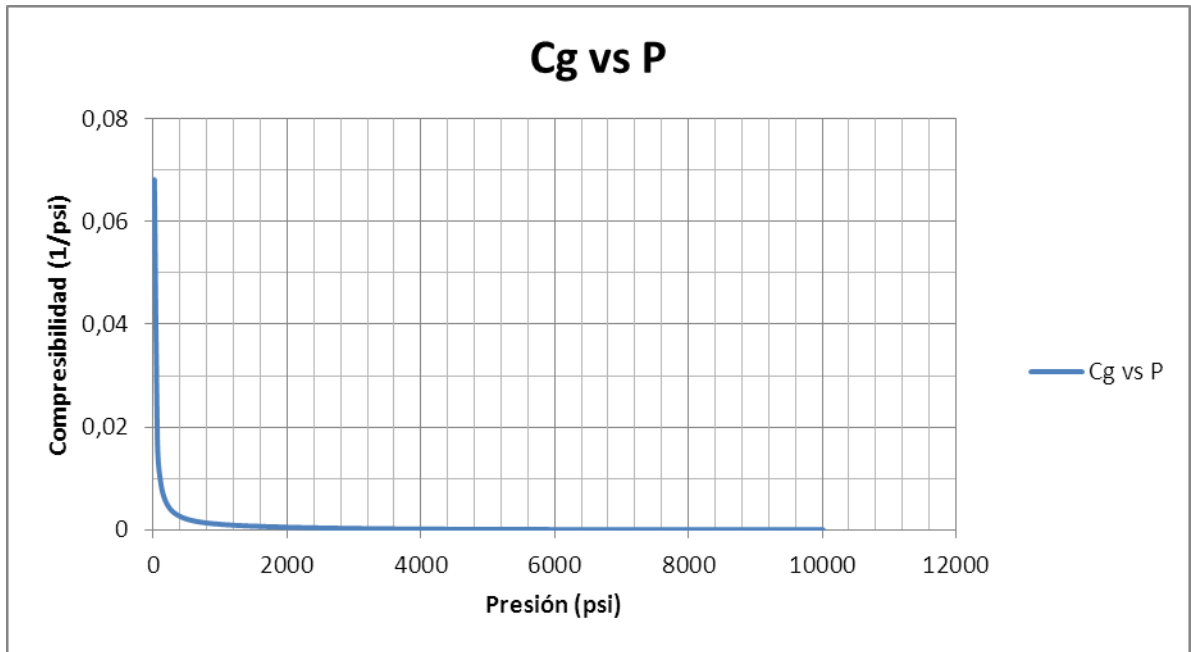


Figura 35. Compresibilidad del gas



De las tablas de valores utilizadas para la realización de estas gráficas, se toman los valores a condiciones de temperatura y presión estándar como se relacionan en la tabla:

Tabla 12. Propiedades a condiciones estándar

T @60°F y P @14,7psi	
Factor Z	0,9982
Viscosidad (cp)	0,0124
Compresibilidad (1/psi)	0,06816

4.3.1 Modelos.

Basado en el tipo de derivativa observada y tomando como referencia la información de sísmica facilitada por la empresa dueña del campo, se optó por tomar los siguientes modelos como punto de partida para obtener los valores correspondientes a la permeabilidad, daño y radio de investigación.

Determinante

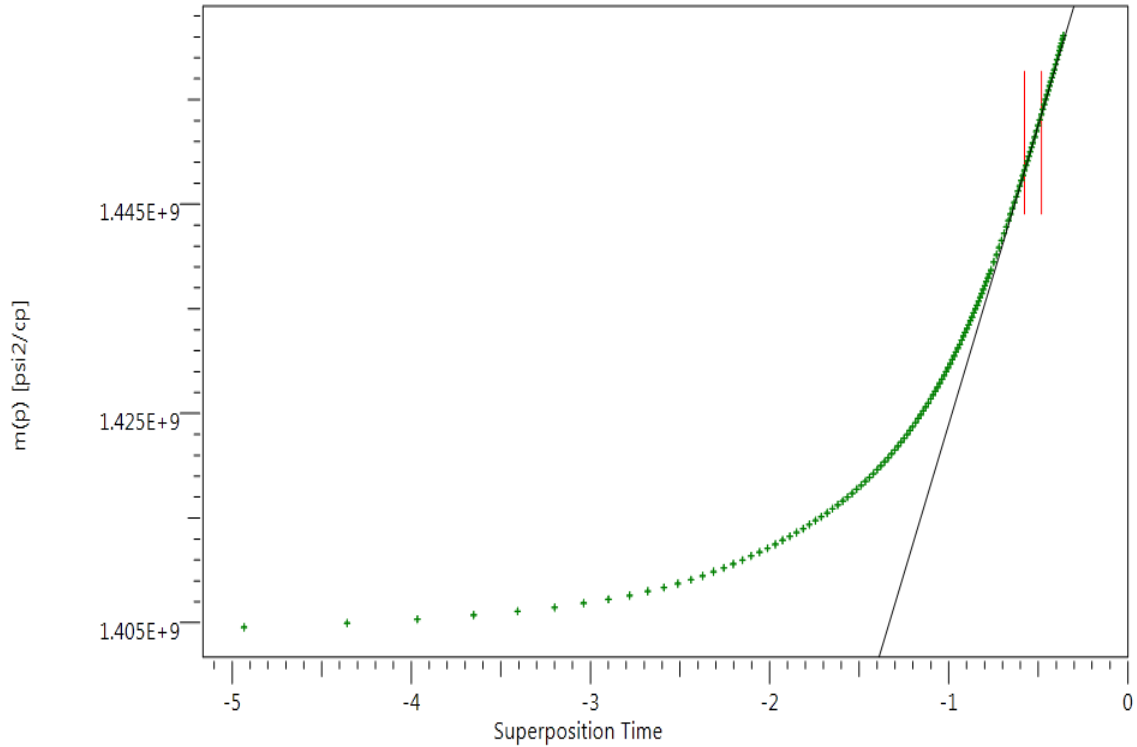
Tabla 13. Suposición de modelos

Flujo en el yacimiento	Fractura - Flujo uniforme
Yacimiento	Homogéneo
Limites	Infinito

En La figura 36 se observa una gráfica semilog, en el cual se distingue claramente la línea recta que evidencia la región de tiempos medios MTR después de la influencia de contacto fluido - fluido en fondo de yacimiento.

Es importante resaltar que para el gráfico 36 y para los posteriores análisis se tomó un valor de $t_p = 168$ hrs, cuando inicialmente como se mencionó en el capítulo tres, el tiempo de flujo extendido sería de 96 horas. Esto debido a la complicación que se presentó durante el desarrollo de la prueba y de lo cual se habló previamente en este capítulo.

Figura 36. Gráfico Semilog



Fuente: Modificada por el autor a partir del software Ecrin Saphir®

Se obtuvieron los siguientes resultados por el método de semilog:

Tabla 14. Resultados método de semilog

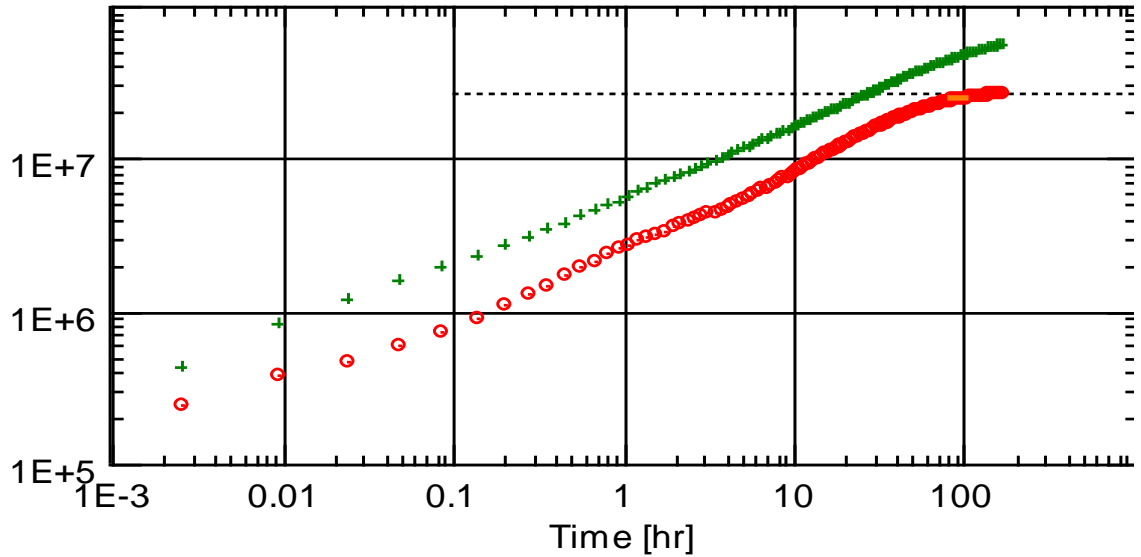
Pendiente	44.67E06 psi/ciclo
K(h=196')	211 md.ft
k avg	1.08 md
S	-5,96
p*	5664 psi.

Fuente: Software Ecrin Saphir®

La figura 37 muestra el comportamiento log-log o derivativa de la presión, donde al final se evidencia un comportamiento de flujo radial, cabe anotar que este gráfico y su análisis se realizaron en base al último cierre de restauración.

A partir de este grafico se puede observar el tipo de comportamiento del pozo:

Figura 37. Derivativa pozo A1



Log-Log plot: $m(p)-m(p@dt=0)$ and derivative $[\text{psi}^2/\text{cp}]$ vs dt [hr]

Fuente: Modificada por el autor a partir del software Ecrin Saphir®

Se obtuvieron los siguientes resultados por el analisis de la derivativa:

Tabla 15. Resultados por método derivada

P@dt=0	5427 psi
K(h=196')	211 md.ft
K avg	1,08
Geometrical Skin	-5,96
R inv.	608ft
Xf	408ft

Fuente: Software Ecrin Saphir®

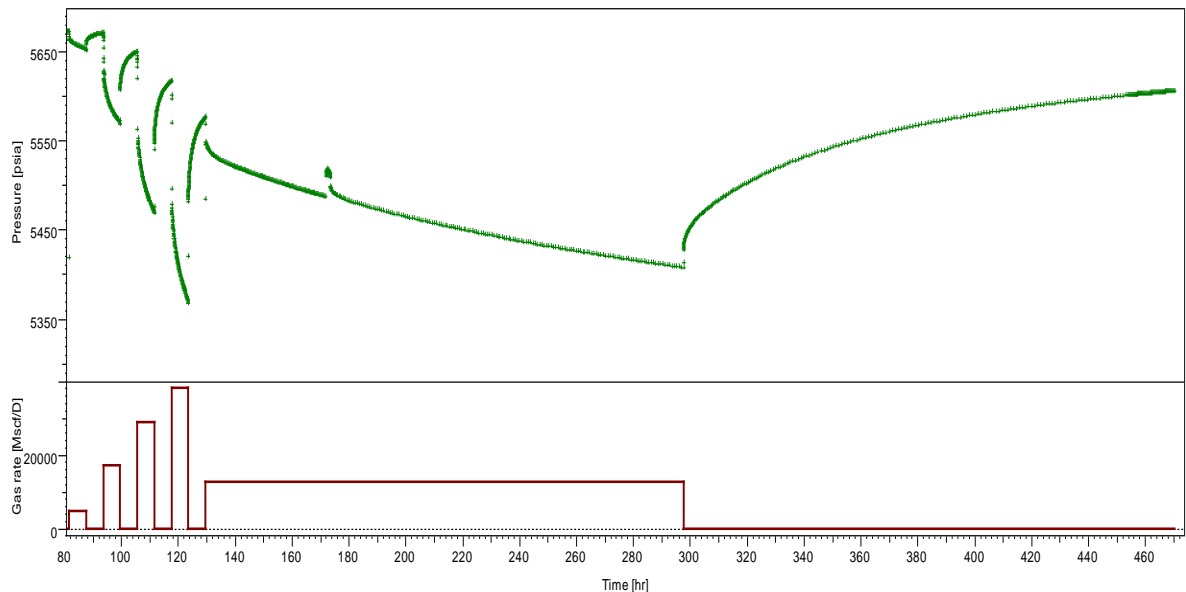
La gráfica 37 me permite obtener una mayor cantidad de parámetros con respecto al gráfico 36. El resultado que más varía entre los dos análisis es la conductividad, y en si tiene que ver con el valor de permeabilidad definido para ambos gráficos. El hecho que el pozo sea de baja permeabilidad hace que una alteración como en este caso de 0.42md, permita evidenciar una diferencia tan grande en el valor de conductividad. Ésta diferencia, está basada prácticamente en la selección de la

línea recta en la gráfica semilog, donde cualquier difracción de la línea cambia totalmente los valores obtenidos del análisis.

Ahora en el siguiente paso se analiza el componente de flujo no Darcy dependiente de la tasa en el daño, considerado como componente adicional al mecánico o geométrico. Este daño es ocasionado por efecto de la turbulencia y el poder determinarlo es fundamental tanto para distinguirlo del daño mecánico como para intentar conocer la tasa del flujo ideal del pozo.

La prueba denominada isocronal modificada fue realizada por medio de 4 periodos entre producción y cierre a diferentes tasas. Después de realizada, se finalizó con un periodo de flujo extendido y un cierre de estabilización.

Figura 38. Esquema de prueba



History plot (Pressure [psia], Gas rate [Mscf/D] vs Time [hr])

Fuente: Software Ecrin Saphir®

Inicialmente, Al tratarse de un pozo de gas se efectúan los gráficos de diagnóstico, con el fin de identificar si existe daño por efecto de turbulencia y la magnitud del mismo.

Si se presenta variación en el producto kh , esta podría estar asociada a la reducción de la permeabilidad efectiva del gas, que podría suceder de tener condensado en la zona vecina del pozo, ya que la presión de fondo podría ser menor que la presión de punto de rocío.¹⁴

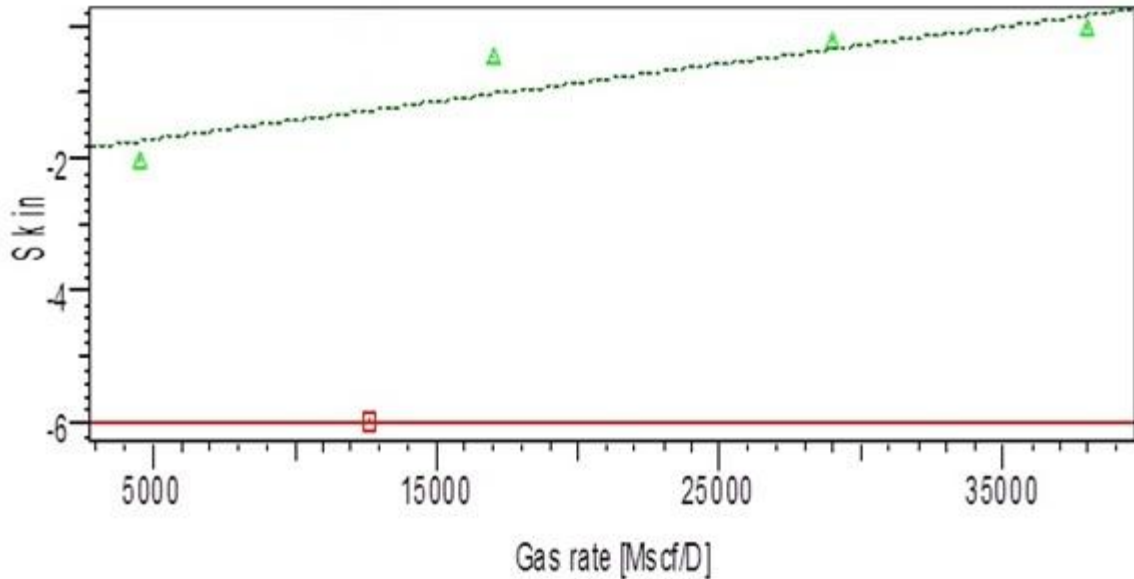
El gráfico 39 hace referencia al daño efectivo en función de la tasa, donde se tienen en cuenta para el correspondiente análisis solo los valores de las tasas obtenidos durante las cuatro isocronas realizadas.

La línea roja que se observa es el daño obtenido mediante la simulación del modelo sin tener en cuenta un daño variable, es decir $dS/dQ=0$.

Por medio de esta grafica se evidencia que el aspecto de no tener en cuenta el daño variable puede originar fallos en cuanto a las estimaciones de propiedades del pozo así como futuros problemas en la estimación de reservas y potencial del yacimiento.

¹⁴ DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. 2003. Pág.171

Figura 39. Daño vs Tasa de gas



Fuente: Software Ecrin Saphir®

Tabla 16. Valores de tasas obtenidos a diferentes chokes

Isocrona Modificada	
Choke	Caudal (Mscfd)
12/64	4,5
24/64	17
32/64	29
40/64	38
Flujo Ext.	
22/64	12,6

Los puntos verdes en forma de triángulo equivalen a las tasas utilizadas en la prueba de entregabilidad o isócrona modificada.

El objetivo principal de determinar el coeficiente de flujo non Darcy, así como el daño geométrico causado por la tasa de estabilización son mostrados.

Cabe anotar, que el modelo de estabilización fue evaluado de acuerdo al último cierre de restauración, es por eso que el software brinda esos resultados y además, no da un valor al coeficiente de flujo non Darcy sino que únicamente da un valor de daño mecánico.

Esto es totalmente lógico, ya que el coeficiente de flujo se obtiene por medio de la variación de tasas al pozo en estudio.

Se muestra a continuación una tabla con los resultados obtenidos del análisis Skin vs Rate:

Tabla 17. Resultados obtenidos de análisis non - Darcy

Skin vs Rate	
Model	
dS/dQ	0 [Mscf/D]-1
S	-5,85
Non Darcy	
dS/dQ	-0,26023
S	-1,95

Fuente: Software Ecrin Saphir®

La simulación de la historia de la prueba, basándose solo en el análisis del periodo de cierre, y sin considerar daño variable, no es resolutive. La solución correcta para estos casos debe incluir la variable de daño variable o coeficiente de flujo non-Darcy.¹⁵

Cabe resaltar que en el caso de yacimientos de gas, la frecuencia de pruebas no es tan grande como en el caso de petróleo, de aquí que no se trate de inferir y determinar la disponibilidad a futuro del gas (tasas y presiones) durante las pruebas iniciales o realizadas en el pozo denominadas contra-presión o isocronales.¹⁶

¹⁵ DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. 2003. Pág.174

¹⁶ DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. 2003. Pág.144

4.4 BACK PRESSURE TEST o PRUEBAS TIPO CONTRA-PRESIÓN

La prueba de contra-presión se realizó con el objetivo de calcular la tasa de producción del pozo en función de la presión en la tubería de producción.

4.4.1 Gas LIT IPR La ecuación para IPR a partir de LIT (Laminar Inertial Turbulent), deducida de la ecuación de Houpert o Forchheimer incluye los efectos de turbulencia:

$$m(\bar{p}) - m(p) = aq + bq^2 \quad \text{Ec. (32)}$$

Dónde:

a = coeficiente de flujo laminar

b = coeficiente de flujo turbulento

El método consiste en tomar los valores de presión correspondientes a las tasas de producción graficando $\frac{m(p) - m(p_{wf})}{q}$ vs q_g . Los puntos de flujos transitorios son

utilizados para establecer la pendiente de la curva, y una línea con igual pendiente es dibujada a través del punto de estabilización esto con el fin de determinar gráficamente los valores de los coeficientes de la ecuación. El valor **b** es calculado de la pendiente de la línea y el valor **a** del intersección.

Un parámetro de suma utilidad en el caso del gas es el potencial absoluto máximo de flujo, AOFP (absolute open flow potencial), que se define como la tasa a la cual el pozo produciría contra una contrapresión igual a la atmosférica (lo cual en la práctica no ocurre). Este es un valor que no se obtiene directamente de la prueba, sino del análisis de la misma.¹⁷

El AOFP es un parámetro que se calcula posterior a la determinación de los coeficientes de la ecuación LIT.

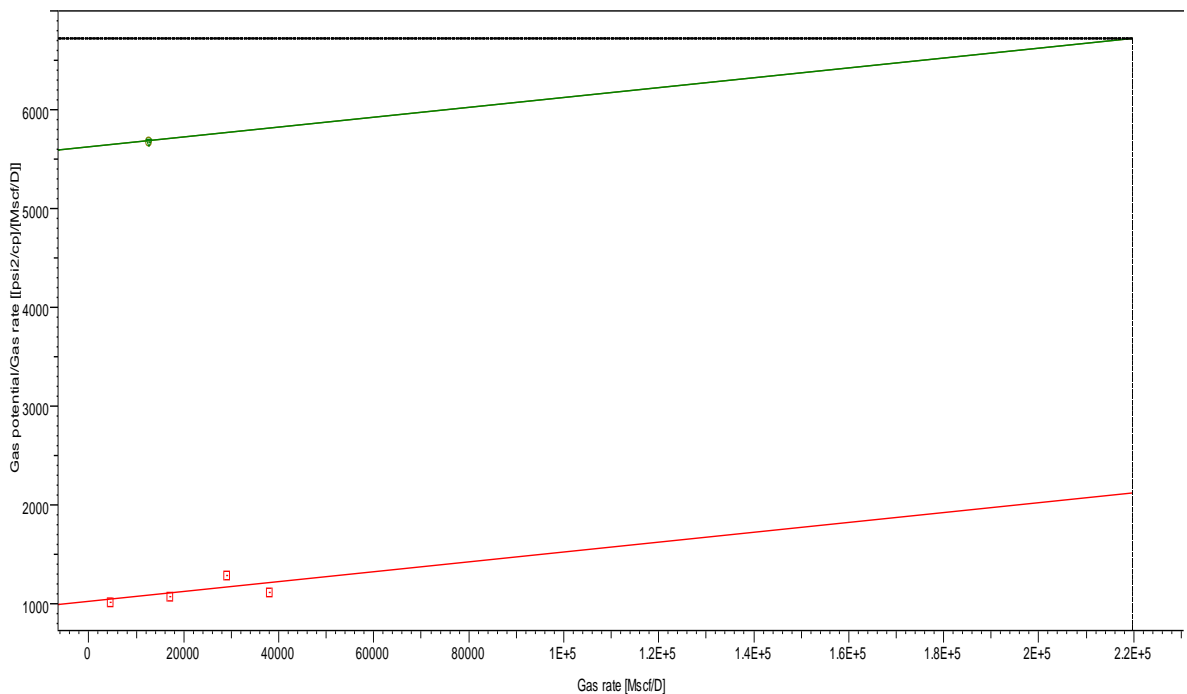
¹⁷ DA PRATT, Giovanni. Introducción Análisis de pruebas de presión. 2003. Pág.176.

La fórmula para calcularlo es la siguiente:

$$AOF = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b[m(\bar{p}) - m(p_{atm})]}}{2b} \quad \text{Ec. (33)}$$

La figura 40 presenta la gráfica de LIT realizada para el análisis del pozo A-1.

Figura 40. Gráfica LIT



LIT (M) - m(p) - Producer - Bottom hole pressures - Modified isochronal - IPR Plot - datos filtrados.xlsx [Hoja1]: (m(Pws)-m(Pwf))/Q [(psi²/cp)/(Mscf/D)] vs |Q| [Mscf/D]

Fuente: Software Ecrin Saphir®

Se muestran los resultados obtenidos del análisis a la prueba de contra-presión a partir de la figura 40:

Tabla 18. Resultados análisis LIT

IPR: LIT m(p) (Isocronal Modificada)	
Isocronas	4
AOFP	2.19861 E+5 Mscf/D
a (trans)	1008.11 [psi ² /cp]/[Mscf/D]
b	0.005011475 [psi ² /cp]/[[Mscf/D]**2]
P avg	5650.43 psi
a (ext)	5609 [psi ² /cp]/[Mscf/D]
P (ext)	5427.2 psi
Q (ext)	12600 Mscf/D

Fuente: Software Ecrin Saphir®

Los resultados obtenidos mediante el análisis LIT varían significativamente respecto a los resultados obtenidos durante el diseño de la prueba. Esto es por dos razones primordialmente:

- En el diseño de la prueba no se tuvo en cuenta el factor de daño, suponiendo de esta forma que el pozo no tenía restricción alguna para fluir.
- Se supuso un valor de 40md a la permeabilidad, cuando en los resultados obtenidos este valor no superó los 1.5md.

Por este tipo de razones es que no se deben omitir los resultados sobre el diseño de pruebas de presión, pero al mismo tiempo no se pueden dejar de realizar, ya que por medio de este diseño se tiene un concepto sobre el tipo de yacimiento que se va a explotar, y cualquier diferencia con los resultados obtenidos durante el transcurso de la prueba podrá ser evaluada y justificada como se realizó previamente en este capítulo.

La metodología utilizada para el análisis de datos del pozo se basó en que el yacimiento es un pozo de gas seco, esto debido a las recomendaciones y experiencias en anteriores pozos. Con esto se quiere aclarar que se asumió que el valor de la presión del yacimiento es mayor que la presión de punto de rocío, a

excepción de las cercanías de la cara del pozo, donde pueden ocasionarse caídas de presión implicando que la presión de fondo fluyente pueda estar o no por debajo de la presión de rocío durante los periodos de flujo.

Finalizando el proyecto se puede mostrar un procedimiento experimental sobre cómo realizar un registro y análisis de una prueba de presión. A continuación se enuncian los pasos sugeridos dentro del procedimiento por este autor para la consecución de los logros:

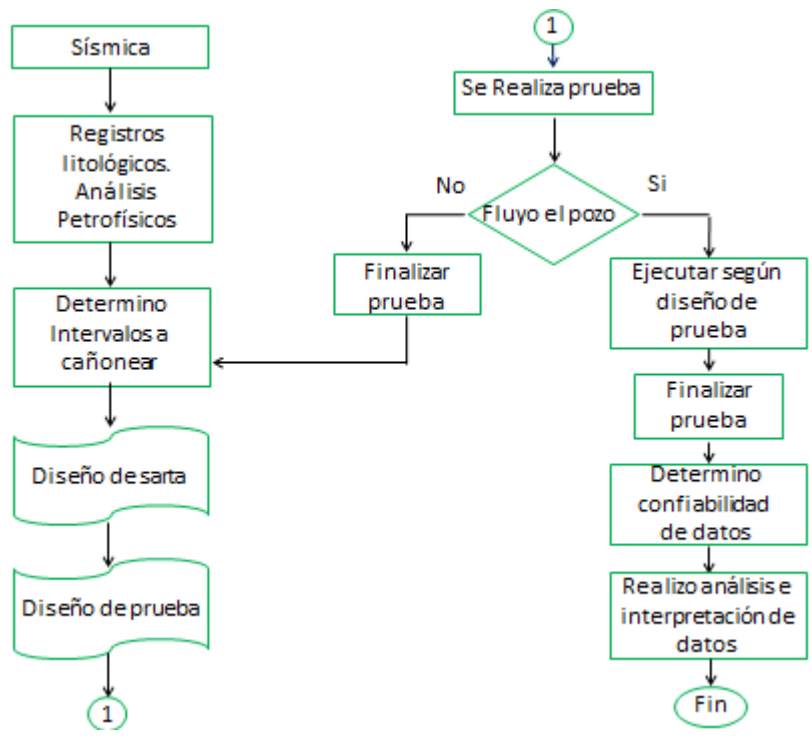
5. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

Se sugiere aplicar la siguiente metodología:

1. Obtención de datos de sísmica, registros de formación y Análisis petrofísicos.
2. Diseño de sarta mediante adquisición de archivos de registros de perforación MWD (para determinar máximo ángulo de desviación, profundidad TVD), estado mecánico del pozo, densidad del lodo de completamiento, libraje de tubería.
3. Diseño de prueba en función del tipo de fluido a esperar, conocer AOF probable.
4. Realizar el cañoneo y prueba de formación, si el pozo fluye ejecutar el diseño de prueba según lo acordado previamente.
5. Finalizar la prueba y Analizar la formación en base a los datos obtenidos de fondo mediante registradores de presión y temperatura instalados en la sarta.

Se realizó un diagrama de flujo para un mejor entendimiento de las ideas:

Figura 41. Diagrama de flujo



6. CONCLUSIONES

La información obtenida del análisis e interpretación de los datos, no es definitiva debido a que el tiempo de duración de la prueba no fue suficiente para evidenciar presencia de límites en la gráfica derivativa.

Se realizó análisis a la prueba isocronal, encontrando variación en el valor de daño efectivo variable, con relación al análisis elaborado al cierre extendido donde se optó por dar un valor de daño efectivo constante, demostrando que el análisis correcto es por medio de daño variable en función de las tasas, como se realizó en este proyecto.

El análisis realizado por medio de LIT fue satisfactorio, debido a que se obtuvieron valores acordes a los esperados, en función del comportamiento observado del pozo durante la ejecución de la prueba.

Un error de procedimiento puede generar incoherencias en los datos a obtener de fondo, como sucedió en este caso por el cierre no programado durante el periodo de flujo extendido. Ocasionando una extensión del tiempo de ejecución planeado inicialmente.

La metodología planteada fue elaborada y diseñada por el autor, cumpliendo con los objetivos propuestos durante la realización de la prueba. Obteniendo de esta manera una metodología basada en normas internacionales y en acuerdo a la experiencia obtenida durante la realización de la prueba al pozo exploratorio que se estudia y se analiza aquí.

7. RECOMENDACIONES

En esta metodología se brindan las bases para realizar el registro y análisis de pruebas de presión para pozos exploratorios, por lo que se recomienda realizar una metodología que sirva como guía para realizar pruebas de presión a pozos en desarrollo.

Para un análisis más exhaustivo, se recomienda trabajar en un pozo que se haya sometido a un tipo de prueba extensa, para evidenciar los tipos de límites del yacimiento y a su vez contar con los registros de sísmica sin ningún problema.

El análisis desarrollado durante esta metodología es para el caso de un pozo sometido a prueba de contra presión tipo isocronal modificada, por lo que se recomienda realizar un análisis para otro tipo de pruebas de contra presión sea flow after flow o isocrona.

Se recomienda realizar un estudio de factibilidad técnico-financiera para un pozo de estas características donde se incluya la viabilidad económica de instalar una planta de tratamiento y producción de gas.

La metodología planteada durante este proyecto sirve como guía, pero no se debe tomar como un manual sobre el procedimiento a realizar durante una prueba de presión en pozos exploratorios de gas.

BIBLIOGRAFÍA

- DA PRATT, Giovanny. Introducción Análisis Pruebas de Presión. (2003)
- ESCOBAR, Freddy. Análisis Moderno de Presiones de Pozos. (2003)
- HALLIBURTON COMMUNICATIONS. Halliburton Downhole Tools. (2010)
- HALLIBURTON COMMUNICATIONS. Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos. (2007)
- HALLIBURTON COMMUNICATIONS. Halliburton Well Testing (2004)
- HORNE, Roland. Modern Well Test Analysis. (1995)
- HUSSAINY, Al y RAMEY H.J. Application of real gas flow theory to well testing and deliverability forecasting. SPE reprint series N° 9. Pressure Analysis methods (1967).
- KAPPA Engineering Resources. DDA BOOK. (2011)
- LEE, John. Well Testing. (1982)
- LEE John, ROLLING, J., SPIVEY, J. Pressure Transient Testing. (2003)
- SUBAIE, A.A. Learning from Isochronal Test. (2007)
- ALVARADO, Douglas. Manual Análisis Pruebas de Presión en Pozos (2004).