



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“ADQUISICIÓN DE DATOS EN EL DESARROLLO Y
EXPLOTACIÓN DE CAMPOS PETROLEROS”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
JÉSSICA DELGADO GARCÍA

DIRECTOR DE TESIS
ING. MARÍA ISABEL VILLEGAS JAVIER



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F.

2008

Agradecimientos

A mis padres. Por su cariño, sustento, comprensión, enseñanzas, consejos, apoyo y muchos sacrificios, todo para permitirme salir adelante y cumplir este objetivo. Por ser un ejemplo de perseverancia, ser mi mayor motivación para realizar todos mis anhelos, por darme su fortaleza y estar a mi lado para enfrentar toda mala racha, pero siempre juntos, Gracias por confiar en mí, ese es mi mayor tesoro, por escucharme y reprendirme cuando se debía. Ahora espero que juntos comencemos a cosechar, esto que también es suyo. Por enseñarme que, a veces los buenos nadadores se ahogan, y los mejores jinetes caen del caballo. Mmmm! Que más les puedo decir **MIL GRACIAS** por permitirme llegar a este mundo y confiar en la decisión que tome. Los amo.

A mi Abue: Por estar conmigo, siempre con una frase de aliento, un abrazo y ser un apoyo en toda mi vida. Te quiero mucho abue.

A mi hermano y hermana: Por ser un ejemplo, mis amigos, cómplices y apoyo. Por siempre tener un consejo, por ser un aliciente en mi vida y en mi empeño de superación. Espero ser un ejemplo para ustedes.

A Titch: Por darme su apoyo y cariño, por llorar y reír conmigo o de mí, por entender que no soy fácil de llevar, por estar a mi lado alcanzando un objetivo mas. Por dejarme compartir contigo lo que soy. Por haber compartido las aulas y aprendizaje, en ésta nuestra Universidad. Por no dejarme añorar el pasado, solo disfrutar mi presente. ¡LLM!

A Meli: Por se la mejor amiga, tener siempre un abrazo y un consejo oportuno. Por dejarme que la nuestra amistad es como una llave, que abre las puertas de la compañía y cierra las de la soledad.

A Rich: Por escucharme y estar allí, por compartir conocimiento y dudas, por las largas horas de estudio y esfuerzo para terminar esto. Recuerda que cuando fracasamos o estamos tristes, tenemos pocos amigos, pero esos son los mejores.

A mis amigos: Meli, Titch, Rich, Alicia, Jorge, Ivonne, Javier, Carlos "Popeye" Gavira, Carlos Mora, Jesús, Rey, Marco A., Lenin, Mikol, Paco y Ale. A todos, gracias por ser parte importante en mi vida porque cada uno ha dejado una enseñanza. Por compartir un instante de sus vidas conmigo.

A la Ing. Ma Isabel: Por compartir su experiencia y conocimientos. Por la confianza, el tiempo y dedicación durante el desarrollo de este trabajo, por ser un ejemplo a seguir.

Al Ing. Gerardo Lobato: Por el tiempo y compromiso dedicados para que este trabajo fuera desarrollado.

A cada uno de los profesores que siempre estuvieron dispuestos a transmitir sus conocimientos y experiencia.

A la FI y a la UNAM: Por abrirme las puertas al conocimiento otorgándome el privilegio de estar en sus aulas adquiriendo las bases para mi desarrollo profesional. Por permitirme sentir el orgullo de pertenecer a la máxima casa de estudios de este país y ser un azul y oro.

Pensamientos.

Aprendí que no se puede dar marcha atrás, que la esencia de la vida es ir hacia adelante. La vida, en realidad, es una calle de sentido único.

Agatha Christie.

La sabiduría suprema era tener sueños bastante grandes para no perderlos de vista mientras se persiguen

William Faulkner

Educar no es dar carrera para vivir, sino templar el alma para las dificultades de la vida.

Pitágoras

"CAER ESTÁ PERMITIDO, LEVANTARSE ES UNA OBLIGACIÓN"

Proverbio Ruso.

INDICE

ADQUISICIÓN DE DATOS EN EL DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN DE CAMPOS PETROLEROS

Pág

Introducción.

I. Aspectos Generales.

I.1 Dato e Información.	1
I.2 Proceso de Adquisición de Datos.	3
I.2.1 Planeación.	4
I.2.2 Medición.	5
I.2.3 Análisis.	7
I.2.4 Síntesis.	8

II. Adquisición de Datos para la Caracterización Estática de los Yacimientos.

II.1 Caracterización Sísmica de Yacimientos.	11
II.1.1 Planeación.	14
II.1.2 Aplicación de la Sísmica.	15
II.2 Registros Geofísicos.	18
II.2.1 Planeación de los Registros Geofísicos.	19
II.2.2 Aplicación de los Registros Geofísicos.	23
II.2.3 Calidad de los Registros Geofísicos.	25
II.2.4 Manejo Correcto de la Información.	31
II.3 Análisis de Núcleos.	33
II.3.1 Planeación. (Corte y Análisis)	33
II.3.1.1 Tipo de Núcleo a Cortar.	37
II.3.2 Aplicación (Análisis de Núcleos)	41
II.3.3 Calidad y Manejo Correcto de la Información.	62

III. Adquisición de Datos para la Caracterización Dinámica de los Yacimientos.

III.1 Pruebas de Variación de Presión.	64
III.1.1 Planeación de las Pruebas de Variación de Presión.	64
III.1.2 Aplicación de las Pruebas de Variación de Presión.	66
III.1.3 Calidad de los Datos.	67
III.1.4 Manejo Correcto de la Información.	68
III.2 Registros de Producción.	68
III.2.1 Registros de Temperatura.	70
III.2.1.1 Planeación de los Registros de Temperatura.	71
III.2.2 Registros de Trazador Radiactivo.	72
III.2.2.1 Planeación de los Registros de Trazador Radiactivo.	73
III.2.3 Registros de Molinete Hidráulico.	74
III.2.3.1 Molinete Hidráulico Convencional.	74
III.2.3.2 Molinete Nueva Generación.	75
III.2.3.3 Planeación de los Registros de Molinete Hidráulico.	76
III.2.4 Gradiomanómetro.	77
III.2.4.1 Planeación.	78
III.2.4.2 Herramienta nueva Generación.	79
III.2.5 Registro de Ruidos.	79
III.2.5.1 Planeación.	80
III.2.6 Aplicación de los Registros de Producción.	81
III.2.7 Calidad de los Datos.	82
III.2.8 Manejo Correcto de la Información Generada.	84
III.3 Análisis PVT.	85
III.3.1 Muestreo.	86
III.3.1.1 Planeación.	87
III.3.1.2 Aplicación.	91
III.3.2 Análisis de las Muestras en el Laboratorio (Análisis PVT).	92
III.3.2.1 Planeación.	93
III.3.2.2 Aplicación.	95
III.3.3 Verificación.	98
III.3.3.1 Calidad de los Datos.	98
III.3.3.2 Manejo Correcto de la Información.	105
III.4 Aforo de Pozos.	114
III.4.1 Aplicación del Aforo de Pozos.	115
III.4.2 Calidad de los Datos.	115
III.4.3 Manejo Correcto de la Información.	116

IV. Adquisición de Datos en los Pozos.

IV.1 Medición de la Presión de Fondo en Pozos Cerrados.	119
IV.1.1 Planeación de la Medición de la Presión de Fondo en Pozos Cerrados.	119
IV.1.2 Calidad de la Medición de la Presión de Fondo en Pozos Cerrados.	121
IV.2 Medición de Presión de Fondo en Pozos Fluyendo.	123
IV.2.1 Planeación de la Medición de la Presión de Fondo en Pozos Fluyendo.	123
IV.2.2 Calidad de la Medición de la Presión de Fondo en Pozos Fluyendo.	125
IV.3 Aplicación de la Medición de Presión de Fondo.	125
IV.4 Manejo Correcto de la Información Obtenida de las Mediciones de presión de Fondo.	126
IV.5 Registro de Calidad de la Cementación.	127
IV.5.1 Registro de Adherencia del Cemento.	128
IV.5.1.1 Planeación del Registro de Adherencia del Cemento.	129
IV.5.2 Registro Ultrasónico.	132
IV.5.2.1 Planeación del Registro Ultrasónico.	133
IV.5.3 Aplicación de los Registros de Calidad de la Cementación.	133
IV.5.4 Calidad del Registros de Cementación.	134
IV.5.5 Manejo de la Información del Registro de Cementación.	135

V. Adquisición de Datos durante Intervenciones a Pozos.

V.1 Planeación de los Sistemas de Recolección y Procesamiento de Hidrocarburos para considerar el Aspecto de Toma de Información.	137
V.2 Aplicación de la Toma de Información en los Procesos de Recolección y Procesamiento de Hidrocarburos.	142
V.3 Calidad de los Datos Medidos.	145
V.4 Manejo correcto de la Información de los Procesos de Recolección y Procesamiento de Hidrocarburos.	147

VI. Adquisición de Datos durante Intervenciones a Pozos.

VI.1 Fracturamiento Hidráulico.	148
VI.1.1 Planeación de las Operaciones de Fracturamiento Hidráulico.	148
VI.1.2 Aplicación.	149
VI.1.3 Calidad.	150
VI.1.4 Manejo Correcto de la Información Generada antes, durante y después del Fracturamiento.	153
VI.2 Fracturamiento Ácido y Estimulaciones Ácidas.	154
VI.2.1 Planeación.	154
VI.2.2 Aplicación.	154
VI.2.3 Calidad de los Datos Obtenidos.	159
VI.2.4 Manejo Correcto de la Información Generada.	159

VII. Valor de los Datos en el Desarrollo y Explotación de Campos Petroleros.

VII.1 El Valor de la Información enfocada a la Toma de Decisiones.	161
VII.1.1 Árbol de Decisiones.	162
VII.1.2 Sesgo a Favor de las Buenas Noticias.	164
VII.2 El Valor de la Información enfocada a la Creación del Valor y la Mitigación de Riesgos.	166
VII.3 Método Estándar del Análisis del Valor de la Información.	167
VII.4 Comparación de las Industrias Petroleras Nacional y Mundial.	169

Conclusiones.	170
Bibliografía, Referencias.	

INTRODUCCIÓN.

El desarrollo y explotación de los campos petroleros se da en función de la información con que se cuenta. Tener información es saber en qué coordenadas perforar un pozo, hasta qué profundidad, qué se espera obtener de él, por cuánto tiempo, etc. La respuesta a estas cuestiones proviene del análisis de los datos e información que existan. Cuando los datos disponibles son confiables y suficientes, entonces las respuestas a nuestros cuestionamientos tienen un alto grado de certidumbre. Cuando los datos son escasos, la certidumbre de lograr lo planeado es baja.

La adquisición de datos e información también se da recíprocamente como consecuencia del desarrollo y explotación de los campos. Conforme un campo se desarrolla se tiene mejor conocimiento de él. Conforme un campo se explota, sus datos e información nos permiten predecir con mayor confianza su comportamiento.

Cuando los estudios de explotación se realizan con datos poco confiables o escasos, generalmente son poco precisos en sus predicciones y la operación del yacimiento se vuelve ineficiente.

En este trabajo se mostrará la importancia que tiene la adquisición de datos en el desarrollo y explotación de campos petroleros, así como recomendaciones para llevar a cabo un proceso óptimo de adquisición.

CAPITULO I Aspectos Generales.

I.1 Dato e Información

Un dato es el conocimiento mínimo que se tiene respecto a un fenómeno o condición. Un conjunto organizado de datos se convierte en información, la cual puede ser interpretada.

Si decimos que la presión de un pozo es de $225.43 \text{ Kg/cm}^2_{\text{man}}$, es un dato que por sí mismo no puede ser interpretado. El dato necesita un marco de referencia, es decir, datos adicionales organizados que en su conjunto puedan ser interpretados. En este caso, si decimos que la presión del pozo Luna 11-B registrada al nivel del árbol de válvulas, con una herramienta de cuarzo, calibrada recientemente, a cierta fecha y hora, con el pozo fluyendo a través de un estrangulador de 0.5 pg, es de $225.43 \text{ Kg/cm}^2_{\text{man}}$, es información que puede ser interpretada.

La oportuna recolección o adquisición de datos y su constante evaluación es un aspecto fundamental para la administración de yacimientos. Un grupo multidisciplinario debe trabajar continua y responsablemente para realizar los planes de adquisición de datos. Normalmente, cuando el campo se encuentra en desarrollo ya existe una cantidad considerable de datos e información. El conjunto de datos e información de un campo o yacimiento se puede clasificar de acuerdo a la figura I.1.

La figura muestra "La Ventana del Conocimiento de la Información"¹. Los cuatro cuadrantes en los que se divide esta ventana, engloban la información y el conocimiento que se tiene de un campo o yacimiento; en el cuadrante "ABIERTO", se ubican los datos confiables y que sabemos en dónde se encuentran; en el cuadrante "CIEGO" se ubican los datos sin validar o sin control de calidad. Un estudio realizado con este tipo de datos presentará una alta incertidumbre en sus predicciones; en el cuadrante "ESCONDIDO" se encuentran los datos que alguna vez fueron adquiridos, pero están desordenados o no sabemos en dónde están; en el cuadrante

“DESCONOCIDO” simplemente el dato o conocimiento no existe. No conocemos los límites físicos, la permeabilidad vertical, etc.



Figura I.1 Ventana del conocimiento de la información

De lo anterior se desprende que los elementos a conocer del dato son su:

1. Magnitud.
2. Calidad.
3. Completitud.
4. Ubicación.

La **Magnitud** es el valor que le da su existencia al dato. La magnitud debe ir acompañada por sus unidades correspondientes. En el ejemplo inicial de este capítulo, la presión de 225.43 kg/cm²_{man.}, es la magnitud.

La **Calidad** es el conocimiento del proceso o herramienta con la que fue adquirido el dato. El dato de nuestro ejemplo se vería muy diferente si en lugar de haberlo medido con una herramienta de cuarzo recién calibrada, se hubiera medido con un manómetro de Bourdon sin calibrar, con un rango de 0 a 350 kg/cm².

La **Compleitud** es el marco de referencia de nuestro dato. Es lo que convierte el dato en información. Regresando a nuestro ejemplo, los datos adicionales que integran la completitud nos sirven para tomar una decisión respecto a la operación del pozo y por ende a la explotación del campo.

La **Ubicación** es el lugar en donde el dato se encuentra resguardado y puede ser consultado. Un dato cuya ubicación no se conoce, no existe. Un dato que no es accesible para el intérprete o analista, no existe. El dato no debe quedarse en la bitácora del ingeniero de campo. El dato debe resguardarse en una base de datos central para su uso continuo.

I.2 El Proceso de Adquisición de Datos².

La administración de yacimientos es un proceso continuo, que va desde el descubrimiento del campo hasta su abandono. Su objetivo es agotar el yacimiento de manera eficiente y económica. Para ello se debe contar con datos de diferentes tipos, los cuales ayudarán a tener una mejor interpretación de la realidad.

El proceso de adquisición de datos es una herramienta que apoya a la Administración de Yacimientos, este proceso debe tener las siguientes características:

- a. Debe estar designado para identificar las necesidades operativas y prevenir problemas.
- b. Los datos deben ser adquiridos de manera oportuna.
- c. Debe ser flexible y adaptarse a las condiciones operacionales, aspectos económicos, ambientales y legales.
- d. Los datos debe ser manejables y recuperables, para lograr sacar el mayor beneficio posible de ellos.
- e. Sensibilidad a la relación costo/beneficio.

La manera lógica, metodológica y secuencial del Proceso de Adquisición de Datos es la siguiente:

- 1. Planeación.
- 2. Medición.
- 3. Análisis.
- 4. Síntesis.

1.2.1 Planeación.

Toda la adquisición de datos debe ser planeada con la formulación de interrogantes como:

Objetivo	¿Por qué se requiere el plan?
Métricas	¿Cuánto cuesta?
	¿Cuándo se necesitará?
	¿Qué tipo y cuántos datos se requieren?
Responsables	¿Quién lo va a usar?
	¿Quién lo va a adquirir?

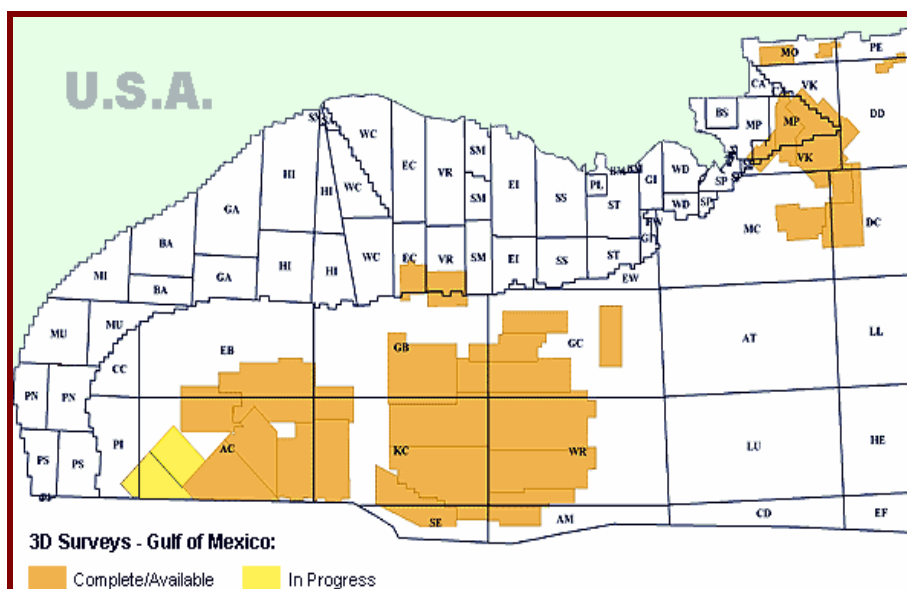


Figura I.2 Planeación.

En la figura I.2 se muestra información sísmica que la compañía CGGVeritas vende en su portal de Internet. La adquisición de esta información ha debido tener una cuidadosa planeación. El objetivo de la compañía es colocar en el mercado internacional los datos sísmicos a cierto precio. Los clientes son las compañías operadoras internacionales. La información perderá su valor una vez que las posibilidades de explotación en el Golfo hayan sido agotadas o cuando la tecnología haya cambiado.

1.2.2 Medición.

Las cuestiones y consideraciones siguientes deben ser tomadas con cuidado pues involucran conjuntamente costos y mano de obra, que son indiscutiblemente necesarios en la toma de mediciones. Ubicar correctamente la toma de mediciones así como las herramientas necesarias para esto, influye en obtener mediciones confiables y no generar costos innecesarios; la mano de obra requerida debe tener los conocimientos necesarios para obtener datos confiables.

Las preguntas a realizar para la Medición son:

- a. ¿Dónde se realizará la medición?

- b. ¿Cuál debe ser la frecuencia?
- c. ¿Cuál debe ser el procedimiento de medición?
- d. ¿Quién validará la medición?
- e. ¿Quién será el responsable de la base de datos?

En la figura I.3 los círculos y triángulos están ubicados sobre las coordenadas de los pozos del campo. El tamaño del círculo indica la capacidad productiva del pozo. El tamaño del triángulo indica el número de mediciones realizadas (presión estática). Como se observa, el número de mediciones (triángulos) tiene un patrón irregular en el yacimiento. Se observa que al centro del campo uno de los pozos es el favorito para medir la presión estática, tal como si nos representara la distribución de la presión en todo el yacimiento. Aunque el número total de mediciones en el campo fuera suficiente, su distribución no lo es y por lo tanto, no es adecuado hacer un juicio sobre la distribución de la presión a través de todo el yacimiento, tan sólo con los valores de ese pozo.

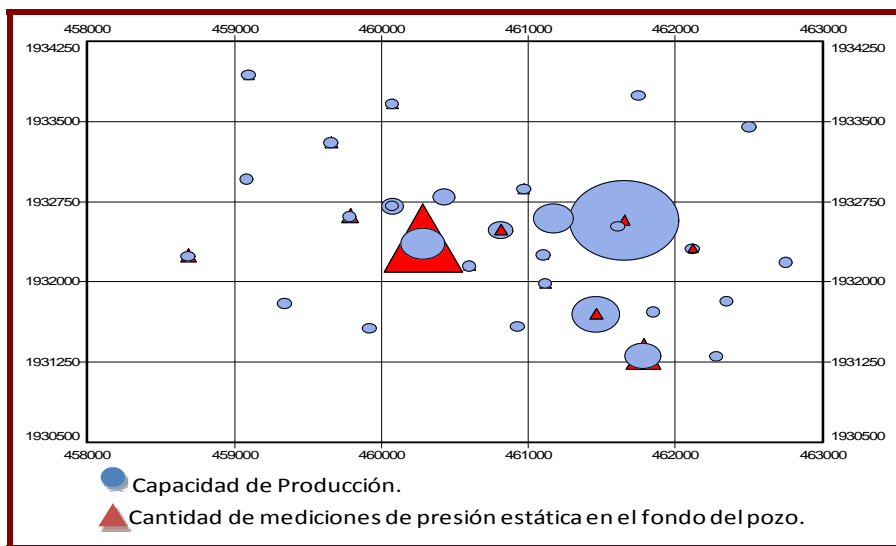


Figura I.3 Medición de presión estática de un yacimiento.

Los programas no pueden considerarse eficientes para todos los yacimientos, esto debido a que ningún yacimiento es igual, por lo cual se debe diseñar un programa para cada uno. Se puede

esperar adquirir suficientes datos, pero no muchos y no tan pocos. Se debe contar con la cantidad de datos necesaria, pero sobre todo que sean de gran utilidad. La manera en como se adquieren los datos puede asegurar la calidad de éstos.

1.2.3 Análisis.

Durante el análisis de los datos e información se pueden presentar dos situaciones: una en la cual no se tiene suficientes datos disponibles y la otra es que se tienen demasiados; en la primera se recurre a extrapolar o interpolar los datos, para el segundo caso se requiere de un proceso de reducción mediante el cual se seleccionarán los datos confiables, rechazando así los que sean cuestionables. Esta selección se puede lograr con ayuda de un análisis estadístico si se dispone de una muestra de datos suficientemente grande. Para lograr un eficiente análisis de datos se requiere:

1. Seleccionar datos confiables.
2. Identificar el impacto del dato en la solución y la calidad de cada uno de ellos.
3. Rango de confiabilidad del dato.
4. Manejo de datos de múltiples fuentes.

En la tabla I.1 se muestran algunas de las mediciones de presión y temperatura tomadas durante una prueba de incremento de presión. En el registro de la temperatura se presentan algunas variaciones poco significativas (alrededor de 0.5 °C). Sin embargo durante el tercer día, la temperatura cambia súbitamente de 142.72 °C a 183 °C. Es muy posible que el registrador de temperatura haya sufrido alguna avería, por lo que los datos que mide ya no son representativos. Dichas mediciones no son confiables, por esta razón deben ser desechadas. En la figura I.4 se ve con mayor claridad las variaciones que se presentaron en el proceso. Si se llegaran a tomar en cuenta dichas mediciones los resultados obtenidos en su uso estarían fuera de la realidad.

FECHA	DT (hrs)	Temp. (°C)	Presión (PSIA)
07/20/95	42.4082	149.68	3437.19
07/20/95	43.2416	149.71	3438.95
07/20/95	47.4749	149.71	3443.42
07/21/95	48.8083	149.72	3444.24
07/21/95	49.8083	149.72	3444.63
07/21/95	49.8916	149.72	3444.62
07/21/95	50.9008	183	3445.95
07/21/95	51.0675	182.99	3446.03
07/21/95	51.2342	182.99	3446.12
07/21/95	51.7175	183	3446.24
07/21/95	52.8175	183	3447.41
07/21/95	52.9342	183	3447.07

Tabla I.1 Mediciones de Presión y Temperatura.

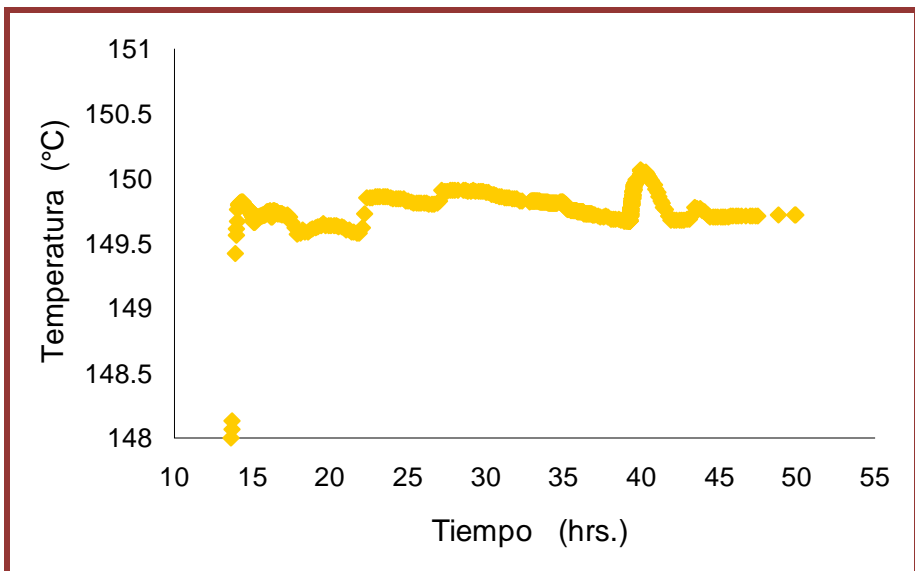


Figura I.4 Análisis en forma gráfica de las mediciones de Presión y Temperatura.

1.2.4 Síntesis.

Los datos adquiridos de diferentes fuentes, deben ser sintetizados para dar como resultado una interpretación o estudio, esto dará seguridad al proceso.

En la siguiente tabla se muestra el pronóstico de producción para un periodo de cuatro años en un yacimiento, sin delimitar. Aunque cuenta con mucha información de otro tipo, no hay síntesis del proceso pues falta la información de la delimitación. La ausencia de esta información hace que las predicciones de los estudios tengan una alta incertidumbre. Las probabilidades de obtener los niveles de producción planteados son bajas. Antes de proceder a realizar inversiones para construcción de infraestructura o perforación de pozos de desarrollo, es necesario delimitar el campo. Sin embargo, este proyecto se vendió prometiendo estos niveles de producción. En el ejemplo este pronóstico lo estamos denominando como Pronóstico 1. Posteriormente, una vez obtenida la información del límite del yacimiento se generó un Pronóstico 2. Se observa una reducción del 50% en los volúmenes de producción y proporcionalmente también el Valor Presente Neto (VPN) de la inversión se verá reducido.

Las dificultades planteadas en el párrafo anterior resultaron ser ciertas: Alta incertidumbre en las predicciones de los estudios. Finalmente el campo inició su producción hacia la mitad del año 3, con la consecuente pérdida económica. Como se puede apreciar en la tabla 1.2 y figura I.5 los datos presentan una diferencia significativa entre si y reflejan el mal proceso por el que fueron conducidos.

Un proceso de adquisición mal llevado ocasiona grandes pérdidas tanto monetarias como de tiempo.

Año		1	2	3	4
TOTAL	Pronóstico 1	0.0	102.7	208.5	187.7
(MMPCD)	Pronóstico 2	0.0	0	101.8	96.4
	Real	0	0	50.27	100.33

Tabla I.2

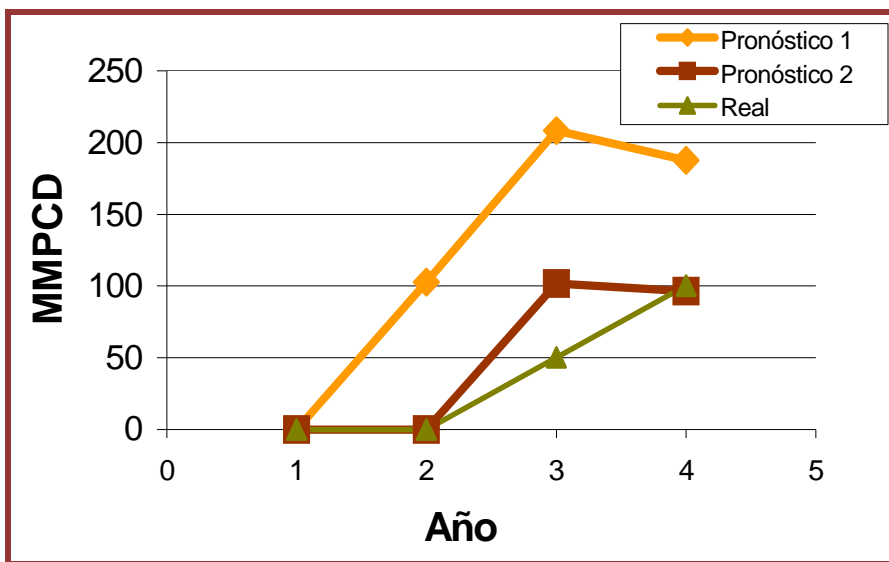


Figura I.5 Síntesis de los datos de producción adquiridos.

El Proceso de Adquisición de Información se anula cuando:

1. Se cree que el análisis e interpretación realizados por un grupo o persona no sólo es correcto, sino el único correcto.
2. El equipo de analistas e intérpretes reciben una orden para llegar al escenario que el jefe quiere ver.

Referencias.

¹ Lobato Barradas, Gerardo; Conferencia "El proceso de Adquisición de Información en los proyectos de Explotación", Boca del Río, Veracruz, Exitep 2005.

² S.H. Raza, "Data Acquisition and Analysis for Efficient Reservoir Management" JPT, April, 1992.

CAPITULO II Adquisición de Datos para la Caracterización Estática del Yacimiento.

La caracterización Estática. Se enfoca en determinar la forma y estructura del yacimiento, el tipo, distribución y propiedades de la roca, así como límites y barreras. Los estudios en los que se apoya para conocer estas características son **La Interpretación Sísmica, Registros Geofísicos y Análisis de Núcleos.**

II.1 Caracterización Sísmica de Yacimientos³.

El concepto tradicional de la sísmica de exploración se basa en la reflectividad acústica de las diferentes capas que conforman el subsuelo. Este contraste de reflectividad se produce por las variaciones verticales de propiedades acústicas en el subsuelo, principalmente la velocidad compresional (V_p), la velocidad de corte (V_s) y la densidad (ρ) en el subsuelo (Figura II.1).

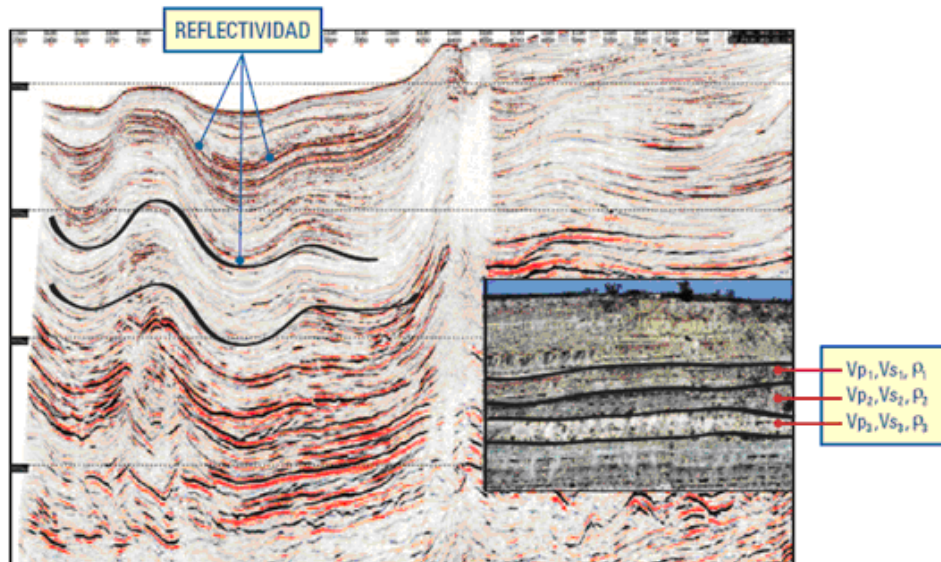


Figura II.1 Típica sección sísmica mostrando los cambios de reflectividad y su análogo geológico.

Se presentan dos tipos de levantamientos sísmicos, los 2D y 3D; que tienen como objetivo registrar estas variaciones de reflectividad para determinar estructuras, superficies continuas, puntos brillantes (bright spots) y atributos sísmicos. Esta información permite a geofísicos y

geólogos tener una imagen o radiografía del subsuelo y así evaluar en forma más confiable futuros prospectos y localizaciones exploratorias.

La justificación económica para realizar un levantamiento 2D o 3D en un proyecto exploratorio, es conocer el ciclo de vida del campo. Si es llevado a cabo en la etapa muy inicial del campo, los costos de un levantamiento 2D o 3D se comparan contra los beneficios futuros que el levantamiento proporcionaría. Sin embargo, si el levantamiento 3D es adquirido en una etapa más tardía, es mucho más difícil tener la tasa de retorno favorable para los objetivos, ya que el campo tendría menos potencial. Por este motivo la adquisición de sísmica 2D o 3D se debe realizar en la etapa más temprana de la vida del campo.

Los levantamientos sísmicos pueden dividirse en: terrestres o marinos (Figura II.2) y zonas intermedias (Zonas de transición y las de cable en el fondo-OBC).



Figura II.2 Tipos de levantamientos sísmicos.

El objetivo de la caracterización sísmica de yacimientos es construir modelos geológicos a través de parámetros petroacústicos, tales como litología (facies), porosidad y saturación, calculados a partir de datos sísmicos. Este modelo se fortalece con la integración de modelos estructurales, registros geofísicos, núcleos y datos de producción.

El reto que se tiene en la caracterización sísmica es el manejo de las escalas, las cuales son controladas en la sísmica por la frecuencia o longitud de la onda. En levantamientos sísmicos convencionales se utilizan frecuencias de 10 a 90 Hz y en los registros geofísicos son del orden de 1 a 10 kHz. Esto se traduce en que la escala de muestreo en la sísmica es de 10 a 30 metros, mientras que en los registros geofísicos el muestreo es de 1 a 2 metros. La incompatibilidad de escalas se ha minimizado mediante el desarrollo de procesos de inversión sísmica. Estos procesos permiten llevar parámetros sísmicos, tales como la impedancia acústica (IA) a escalas comparables y con la misma variación vertical a la observada en los registros geofísicos (Figura II.3). El objetivo es extraer toda la información geológica que está almacenada en las ondas sísmicas y poder llevarla al nivel de resolución necesaria para la caracterización de yacimientos. Una vez que esta correlación está establecida a nivel de pozo, la función obtenida puede ser propagada en toda la sección o volumen sísmico del yacimiento para una mejor correlación espacial de las propiedades petroacústicas. Esta correlación permite una mejor caracterización de los yacimientos.

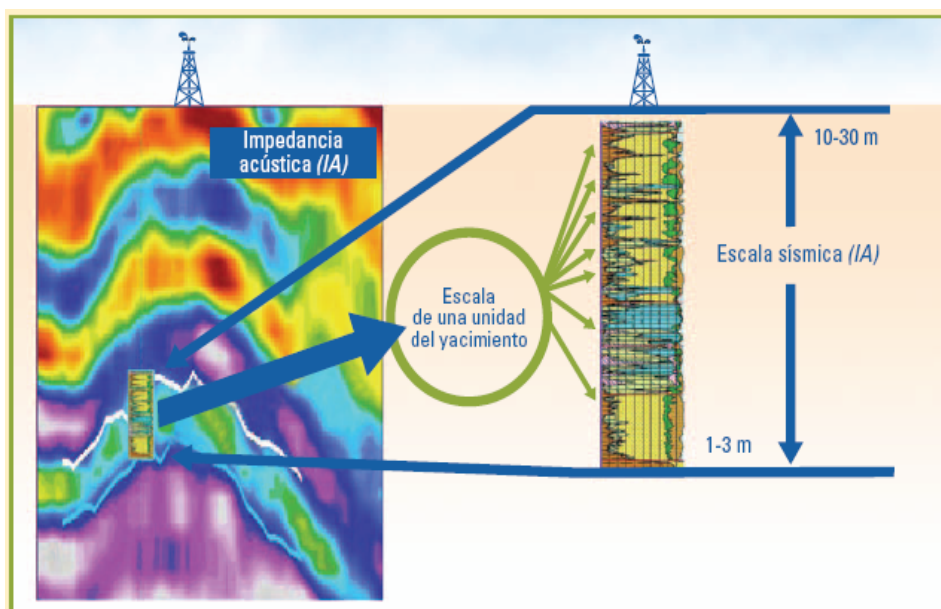


Figura II.3 La corrección entre datos sísmicos y los registros geofísicos está condicionada a las escalas.

II. 1. 1 Planeación.

La mayoría de los trabajos técnicos que se refieren al diseño de un levantamiento sísmico, lo dividen en tres categorías:

1. **Operacionales.** Brindan acceso; suplen la logística; las fuentes de ruido, aspectos culturales; la interferencia de otros levantamientos.
2. **Económicos.** Investigan el presupuesto; la parte económica del campo; costo y disponibilidad de las cuadrillas.
3. **Geofísicos.** Se refieren a los parámetros sísmicos de adquisición.

La planeación que se sigue en los levantamientos sísmicos, se establece de acuerdo al tipo de levantamiento que se vaya a realizar:

1. Levantamiento Sísmico Terrestre:

- a. Plantar adecuadamente los geófonos, garantizando que haya una buena colocación y acoplamiento.
- b. Monitorear el funcionamiento del sistema de vibradores o de fuente explosiva, según sea el caso.
- c. Utilizar un control de calidad de campo que pueda garantizar y/o optimizar la calidad de los datos de campo.

Para cada uno de estos levantamientos se realizan las siguientes actividades:

- a. Validación de la información.
- b. Diseño de parámetros de proceso, de acuerdo con los objetivos del proyecto a ejecutarse.

- c. Preservación de amplitudes relativas verdaderas, recuperación de frecuencias y corrección de fase.
- d. Integración de información geofísica y/o geológica (registros de pozos, VSP, columna geológica) para enfocado de la señal sísmica.

2. Levantamiento Sísmico Marino.

Los datos marinos tienen mayor calidad y precisión debido a lo siguiente:

- a. No hay zonas meteorizadas (weathering).
- b. No hay problema de acoplamiento entre fuente/receptores.
- c. Los impulsos de presión producidas por fuentes de aire (escalar) son menos ambiguos que los medidos del "ground motion" (vectoriales).

II.1.2 Aplicación de la Sísmica.

Los algoritmos de modelaje geoestadístico se utilizan para integrar diversos tipos de datos sísmicos y petrofísicos, asumiendo que:

1. La información relacionada con las propiedades y la geometría del yacimiento están contenidos en los volúmenes sísmicos 3D de impedancia acústica y los de atributos sísmicos.
2. Estos atributos sísmicos se correlacionan con las propiedades petrofísicas obtenidas en el pozo.

La interpretación se lleva a cabo en casi todas las partes del flujo de trabajo, por lo tanto, la experiencia es un factor clave en la integración exitosa de los datos. En la figura II.4 se muestra un flujograma típico para la caracterización de yacimientos.

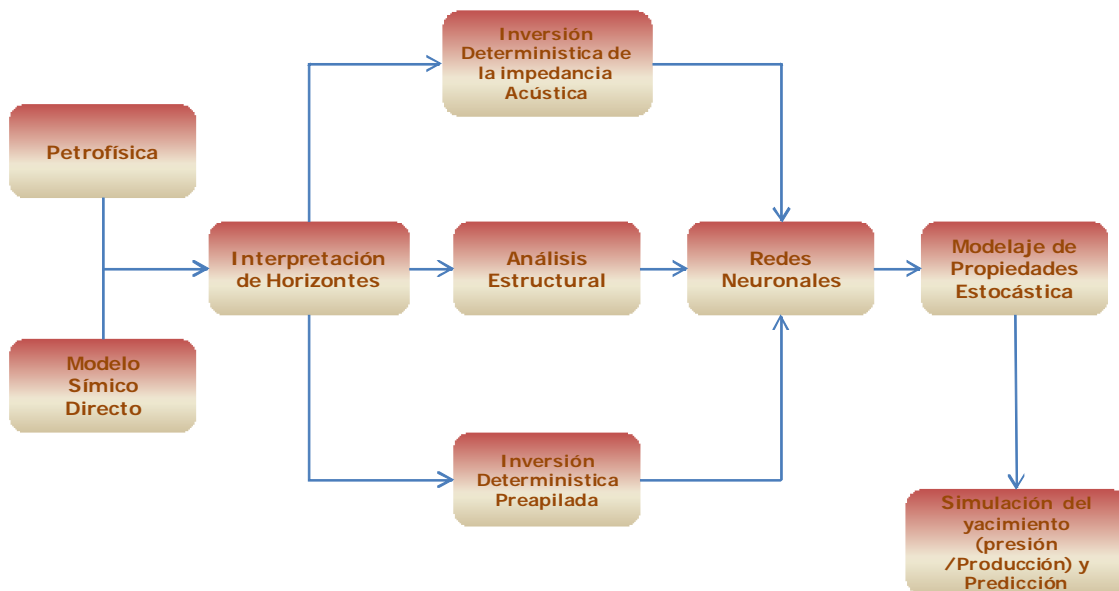


Figura III.4. Flujograma para la caracterización de yacimientos.

El flujo de trabajo (figura II.5) está diseñado para producir realizaciones geoestáticas múltiples de facies y/o propiedades petrofísicas (porosidad, saturación de agua y permeabilidad) restringidas por una impedancia simple o múltiple y/o otros atributos generados por inversiones sísmicas determinísticas o estocásticas.

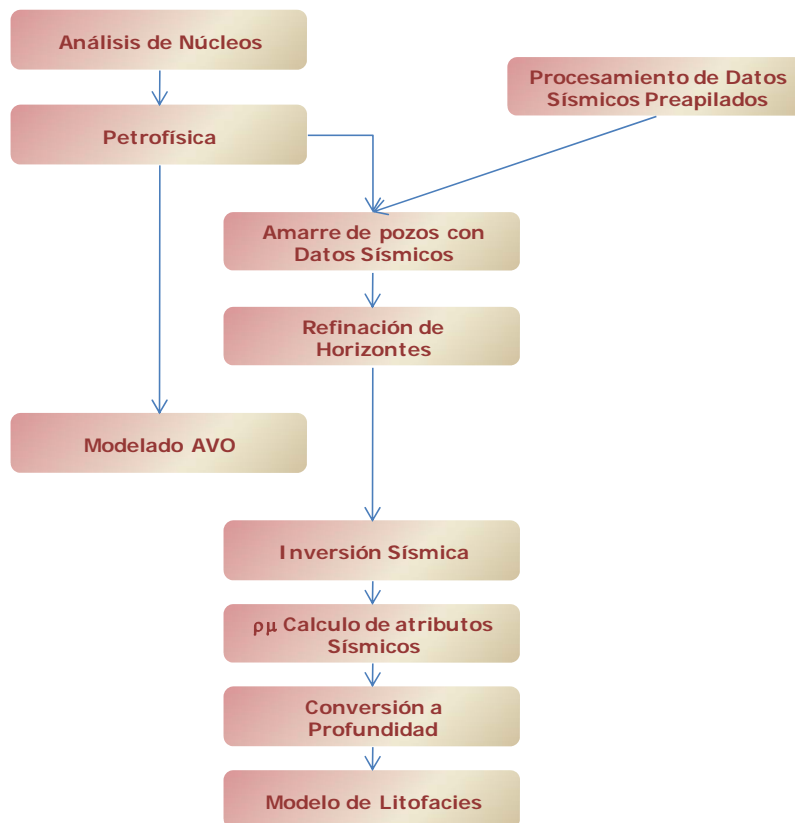


Figura II.5 Flujo de trabajo generalizado para producir realizaciones geoestadísticas múltiples de facies y/o propiedades petrofísicas.

Los modelos múltiples generados en diferentes iteraciones pueden ser clasificados a través de una selección rápida para identificar los modelos que se correlacionan más cercanamente al desempeño de producción del yacimiento. Los modelos con una mejor correlación se escalan y se llevan a la simulación dinámica del yacimiento (Figura II.6).

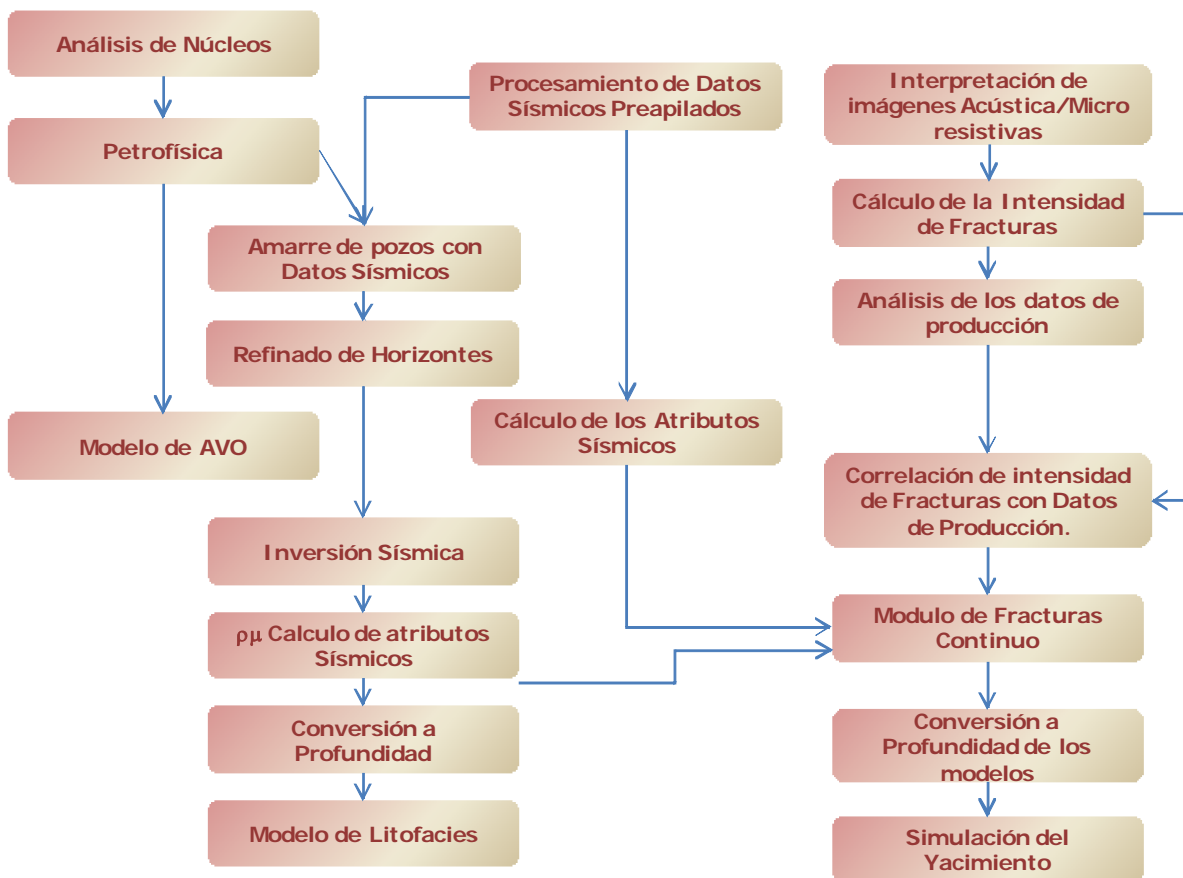


Figura II.6 Flujograma de trabajo para el desarrollo de modelos múltiples para la caracterización de yacimientos.

En el presente trabajo no se hará énfasis en los temas de calidad de los datos y el manejo de la información obtenida de la caracterización sísmica, debido a lo extenso y detallado de los mismos, sin embargo, la importancia de éstos no es menor.

II.2 Registros Geofísicos^{4,5,6}.

La producción y recuperación final de hidrocarburos de un yacimiento de aceite o gas se puede mejorar sustancialmente adoptando prácticas de explotación eficientes en tecnología y costo. Los modelos de yacimientos son siempre inciertos debido principalmente a las relaciones ambiguas entre los datos y el modelo de yacimiento, y debido también a la incertidumbre en la adquisición de datos, cuyo objetivo principal es reducir la incertidumbre en los modelos de yacimientos y consecuentemente en los modelos predictivos. La adquisición de datos enfocados

a construir los modelos petrofísicos que controlan las propiedades de flujo se lleva a cabo mediante registros geofísicos y núcleos de yacimientos.

Los **Registros Geofísicos** son mediciones de propiedades físicas de los yacimientos (roca y fluidos), obtenidas a través de métodos geofísicos indirectos aplicados mediante instrumentos o sondas a lo largo del pozo. Las propiedades que se obtienen son conocidas como propiedades petrofísicas de los yacimientos asociadas a la vecindad del pozo.

II.2.1 Planeación de los Registros Geofísicos.

Para la planeación de la toma de registros deben participar los especialistas de geociencias e ingeniería, así como especialistas del área de Exploración. Cuando el yacimiento esté compuesto de intercalaciones de arenas muy delgadas o laminares se tendrán que utilizar herramientas de alta resolución vertical, para asegurar la correcta medición de las propiedades de la formación.

Entendiendo que la resolución vertical es la distancia vertical mínima entre dos puntos de lectura que la herramienta tiene capacidad de medir. En instrumentos electromagnéticos es la distancia más pequeña posible entre dos capas delgadas idénticas.

Durante **la perforación** de un pozo se deben programar los registros geofísicos en agujero abierto de acuerdo a las diferentes etapas de la siguiente manera:

1. ***Primeras etapas sin objetivo productivo.*** En esta etapa los registros se utilizan con el fin de localizar posibles acuíferos, proponer zonas para asentar la tubería, para estudios de inversión sísmica, ajustar y calibrar registros por medio de

sismogramas sintéticos que utilizan el registro sísmico desde la primera etapa para no perder definición. Los registros que deben correrse son:

- a. Inducción (IL o IES)
- b. Rayos Gama (RG).
- c. Sísmico de porosidad (BHC).
- d. Potencial espontáneo (en lodo base agua, útil para identificar acuíferos de agua dulce) (SP).

2. **Primeras etapas con objetivo productor (o inyector).** Cuando se tenga un objetivo definido a explotar o probar en la primera etapa, se deberán correr, además de los registros antes mencionados, los siguientes:

- a. Arreglo inductivo (para clásticos) / Doble Laterolog (para carbonatos) (DLL).
- b. Sísmico dipolar.
- c. Litodensidad-Neutrón (Después de la etapa de los 150 m) (LDT).

Para estudios de inversión acústica, y a fin de seguir el objetivo en forma areal a través de la sísmica 3D, y para generar registros sintéticos para procesos sísmicos especiales, se deberán correr estos registros desde la superficie.

3. **Etapas intermedias con objetivo (productor o inyector).** Se recomienda tomar los registros siguientes, según sea el caso:

- a. Rayos Gama Espectral (NGT) (Para conocer el origen de anomalías radiactivas que afectan la respuesta de los rayos gama convencional, resistividades y neutrón principalmente, así como para confirmación de medios ambientes sedimentarios, determinación de tipos de arcilla, etc.)
- b. Arreglo inductivo (para clásticos) / Doble Laterolog (para carbonatos) (DIL).

- c. Sónico Dipolar (Cuando se requiera obtener las propiedades geomecánicas de la roca, para apoyar disparos orientados, estudios de inversión elástica, etc.)
- d. Litodensidad-Neutrón o Porosidades integradas (LDT) (cuando se requiere mayor resolución vertical en los valores de densidad, ej. yacimientos laminados).
- e. Resonancia magnética (Cuando se necesita conocer la movilidad del agua, ej. En áreas con problemas de alta producción de agua).
- f. Mineralógico (para determinar una densidad de matriz variable y para la calibración del volumen de arcilla).
- g. De echados (Cuando se requiere conocer la inclinación de las capas y/o calibrar el modelo sedimentario).
- h. Probador de formaciones (Cuando se requiera conocer la capacidad de flujo y presión inicial de un potencial yacimiento, en caso de que no se tenga contemplado probar durante la etapa de terminación un intervalo secundario con potencial).
- i. Sónico de Cementación (para la etapa anterior ya cementada).
- j. Imágenes (Para casos de yacimientos de porosidad secundaria, y en clásticos cuando se requiera apoyar el modelo sedimentario).
- k. Registro de calibración de agujero de 4 ó más brazos. Aunque este registro es estrictamente un registro geofísico, siempre se corre durante la perforación del pozo. Este registro es de gran importancia para definir la estabilidad del pozo (derrumbes y cavernas) así como la orientación del campo de esfuerzos a través de la interpretación de la ovalización del pozo. Este registro se deberá correr en todos los pozos en la etapa intermedia de la perforación.

4. **Última etapa.** Se recomienda tomar los registros siguientes, según sea el caso:
- a. Rayos Gama Espectral.
 - b. Arreglo inductivo (para clásticos) / Doble Laterolog (para carbonatos).
 - c. Sónico Dipolar.
 - d. Litodensidad-Neutrón o Porosidades Integradas.
 - e. Resonancia Magnética.
 - f. Mineralógico.
 - g. De echados.
 - h. Probador de formaciones.
 - i. Sónico de Cementación (para la etapa anterior).
 - j. Imágenes (Para determinación de fracturas, su estado, orientación, etc. y en clásticos para la definición del modelo sedimentario).
 - k. Perfil Sísmico Vertical (VSP) (A requerimiento de los ingenieros de diseño, puede ser reemplazado por el registro de puntos de tiro más conocido por su nombre en inglés como check shot).
 - l. Registro de calibración del Agujero. Al igual que en la etapa intermedia, este registro se deberá correr en todos los pozos en la última etapa de la perforación.

Durante **el desarrollo** de la explotación de un campo se deberán tomar registros geofísicos que operen en agujeros entubados, principalmente para:

- a. Obtener propiedades petrofísicas de los yacimientos que no fueron obtenidas durante la perforación del pozo.

- b. Determinar la posible variación de propiedades petrofísicas a través del tiempo como resultado de la explotación.
- c. Detectar problemas de flujo en el yacimiento.

Los registros en agujero entubado están orientados a determinar porosidades y saturaciones de fluidos, y tienen poca confiabilidad en yacimientos de porosidad menor a 10%.

Durante el desarrollo de la explotación de un campo los registros geofísicos en agujero abierto que deben tomarse, permiten optimizar la reserva y la producción durante la explotación del campo, así como resolver problemas de producción en forma oportuna, y se deberán correr en pozos localizados estratégicamente hacia donde se planea continuar el desarrollo del campo, los registros son:

- a. Registro de saturación de yacimientos.
- b. Registro de decaimiento de neutrones.
- c. Registro de resistividad.

Excepto para:

- a. Pozos con fuertes problemas de atarones donde se pueda poner en riesgo su integridad. Las herramientas excentralizadas podrán ser optativas.
- b. Cuando se excedan los límites operacionales de las herramientas.

II.2.2 Aplicación de Registros Geofísicos.

Para la correcta aplicación y adquisición de los Registros Geofísicos deben considerarse los siguientes aspectos:

1. Los Registros de Resistividad y de Densidad-Neutrón se deben tomar en todos los pozos del campo a desarrollar.

2. El Registro Sónico Dipolar se debe tomar en al menos el cincuenta por ciento de los pozos del campo para yacimientos complejos. En caso contrario o en yacimientos muy conocidos se tomará en al menos dos pozos por bloque. Sin embargo, este registro, es una herramienta de gran valor para tener una mejor calibración de la sísmica 3D existente, debido a que describe el comportamiento de las ondas S y P (cizallamiento y compresional). Por tanto, es recomendable correr este registro en todos los pozos de campos que posean sísmica 3D, ya que proporciona un apoyo de gran valor en la descripción de los yacimientos y en la planeación de su desarrollo, principalmente a través de:
 - a. El modelado geomecánico del campo.
 - b. El modelado geomecánico del campo.
 - c. Los procesos sísmicos especiales como AVO.
 - d. El diseño de disparos orientados.
 - e. El diseño de fracturamientos hidráulicos y la prevención de arenamientos en formaciones poco consolidadas.
 - f. La caracterización de sistemas de fracturas naturales.
 - g. La detección de hidrocarburos.
 - h. La determinación cualitativa de la permeabilidad.
3. El Registro de Resonancia Magnética se debe tomar en todos los pozos programados para desarrollar el campo, en caso de tener flujo de agua que afecte la producción de hidrocarburos.
4. El Registro Mineralógico se debe tomar en todos los pozos del campo en sus etapas de interés. Este registro proporciona la densidad de matriz, dato necesario para la estimación de la porosidad a partir del registro de densidad.

5. El Registro de Echados se debe tomar en al menos el veinte por ciento de los pozos del campo.
6. Los Registros de Imágenes se debe tomar en al menos el cincuenta por ciento de los pozos en yacimientos carbonatados y al menos en el diez por ciento de los pozos en yacimientos clásticos. Esta herramienta proporciona elementos de gran valor en la descripción del modelo sedimentario, estructural, así como para la caracterización de fracturas.
7. El Registro Probador de Formaciones se debe tomar necesariamente en todos los yacimientos potencialmente productores que no se tengan contemplados probar durante la primera etapa de terminación del pozo, así como en aquellos en los que se requiera verificar su capacidad de flujo para decidir probarlos.
8. El Registro Sónico de Cementación se debe tomar en todas las etapas revestidas del pozo.
9. El Registro Perfil Sísmico Vertical se debe tomar en al menos el diez por ciento de los pozos del campo.

II.2.3 Calidad de los Registros Geofísicos.

El proceso de calidad de los datos obtenidos de los Registros Geofísicos, representa un seguimiento donde una vez recopilados digitalmente todos los registros corridos en un pozo, se procede a la evaluación de calidad de los datos contenidos en ellos. Este incluye, entre otras, la edición, puesta en profundidad, corrección por diámetro de agujero y lodo:

1. Calibración de las herramientas.

La calibración es un proceso operacional de control de las herramientas que nos permiten asegurar la precisión, validez y calidad de las medidas. Se realizan diferentes tipos de calibración como son:

- a. **Calibración maestra o primaria** (master calibration): Es utilizada para establecer la respuesta referencial de ingeniería de la herramienta con parámetros bien conocidos y formaciones controladas con estándares de laboratorio. Las herramientas de campo están justamente diseñadas para replicar esta respuesta referencial de la herramienta y para asegurar uniformidad y estabilidad de las respuestas de medidas en función del tiempo.
- b. **Calibración en el taller** (shop calibration): Las compañías de servicios de registros comparan periódicamente en sus talleres las medidas de los sensores en el fondo del pozo con una medida local referencial conocida; si existe variación se compensa con un ajuste electrónico o con compensaciones del programa (ganancia y pérdida). Debido a que la sensibilidad de los detectores o sus fuentes varían de una herramienta a otra en función del tiempo, una calibración en el taller se requiere a intervalos regulares, normalmente cada tres meses. Antes de iniciar el registro (Before Survey), se debe ingresar en el programa de adquisición toda la información de la calibración en el taller para la normalización de cada sensor en particular. Por todos los medios se debe asegurar que la respuesta de la herramienta no ha sido alterada desde la última calibración en el taller.
- c. **Calibración de la herramienta antes del registro** (before survey tool calibration): Se realiza en el sitio del pozo antes de bajar las herramientas, para asegurar que los sensores funcionen y operen en condiciones comparables en el tiempo a la calibración hecha en el taller. Las lecturas de los sensores son nuevamente comparadas con las últimas medidas realizadas en el taller para asegurar que no ha ocurrido ninguna variación desde su última calibración. Esta calibración debe ser realizada al menos doce horas antes del corrida del registro.

- d. **Calibración de la herramienta después del registro** (after survey tool calibration): Luego de haber concluido el trabajo de corrida de registro, se verifica nuevamente en la boca del pozo, las lecturas de los sensores con las últimas realizadas en el Taller. Estos dos últimos procedimientos de calibración, indican que las partes analógicas del hardware y el sistema de sensores de las herramientas están estables tanto a temperatura de superficie como de fondo. Esta calibración debe ser realizada al menos doce horas después de la corrida del registro.

2. **Sección repetida.**

Constituye uno de los controles de calidad más importantes por cuanto nos permite evaluar la repetibilidad de las lecturas al realizar dos pasadas de la herramienta frente a un mismo intervalo y bajo las mismas condiciones ambientales, las recomendadas para la evaluación y análisis de la sección son:

- a. Verificar si la sección repetida está ubicada en la parte final del registro junto a la de calibraciones.
- b. Observar en el registro original, si el intervalo donde se corrió la sección repetida el pozo está en buenas condiciones: geometría del agujero uniforme, paredes estables, enjarre moderado. Esto nos ayuda a definir un criterio inicial para evaluar el significado de esta sección.
- c. Superponer digitalmente sobre la sección principal del registro el intervalo registrado como sección repetida y comprobar que las curvas repitan las mediciones unas con otras, dentro del margen de tolerancia de cada herramienta. Si los valores de las lecturas de las dos secciones muestran concordancia, concluiremos que la calidad del dato es confiable dentro de esta fase. Si los valores de las dos secciones comparadas difieren de los rangos de

tolerancia, el dato no es confiable y requiere de comprobaciones adicionales, como por ejemplo con pozos vecinos.

3. ***Edición de curvas vectorizadas.***

Este proceso nos permite mejorar la presentación de las curvas, su correlación y la calidad de los datos.

3.1 ***En la eliminación de saltos de ciclo y ruidos de las curvas, se debe:***

- a. Realizar una inspección visual del archivo gráfico del registro en el monitor, para detectar lecturas "anómalas" de las curvas, estos valores anómalos, saltos de ciclo y ruidos, se producen por efecto de las malas condiciones del pozo: agujero muy grande, derrumbes, ruidos en los alrededores del equipo de perforación, cuyas lecturas son totalmente erráticas y no responden a las condiciones reales de la formación.
- b. Una vez detectadas las profundidades donde se localizan los saltos de ciclo, se procede a corregirlas, dando una tendencia a la nueva curva arreglada congruente con las lecturas cercanas.
- c. En el caso de ruidos, que son varios picos constantes y monótonos a lo largo de un intervalo, que no provienen de la formación sino de efectos externos, se procede a suavizar sus líneas sin perder su valor estático original.

3.2 ***Para realizar el ajuste en profundidad de las curvas.***

- a. Se toma como base, el primer registro eléctrico corrido en el pozo, los cuales son acompañados por otras curvas registradas al mismo tiempo en combinación, todas estas curvas juntas deben estar en profundidad, si no lo están hay que hacer el ajuste.

- b. Con el registro eléctrico como base y usando la curva de Rayos Gama, poner en profundidad el resto de curvas de otras corridas.
- c. Esta fase se ejecutará cuando se observe desfases mayores de 2 metros entre curvas.
- d. Finalmente completar toda la información del encabezado del registro por cada corrida y en formato digital: Coordenadas del pozo, elevaciones de la mesa rotaria (KB, DF), resistividades del lodo (Rmf, Rm, Rmc), tipo y densidad del lodo; temperaturas (BHT), diámetro de la barrena.

3.3 ***Empate de curvas entre corridas.***

- a. Verificar el número de corridas realizadas en el pozo.
- b. Si existe una sola corrida el LAS Editado pasará a la categoría de LAS INTEGRADO.
- c. Si existen dos o más corridas, listar las principales curvas ya corregidas para ser empatadas.
- d. Verificar las profundidades o intervalos a las cuales las curvas tienen una buena señal de lectura, que estén activas, tanto al final de una corrida como al inicio de la siguiente.
- e. Seleccionar la profundidad en la cual se realizará el empate de cada curva.
- f. Empatar curvas del mismo origen.
- g. Si no existen intervalos comunes de las curvas a ser empatadas, dejar en blanco, sin valores (-999.25) y no unir con líneas rectas, para reflejar lo acontecido en el registro del pozo.
- h. En caso de existir varias curvas del mismo origen, en las diferentes corridas, por ejemplo varias curvas de GR, seleccionar primero el GR que proviene del registro de resistividad y empatar; si no, tomar el GR de registro de densidad,

del acústico o del espectral, en ese orden. Si existen varias curvas del calibrador, dar prioridad a la curva que se genera del registro de densidad.

- i. Si existen intervalos de curvas sin lecturas, pueden ser complementadas con lecturas leídas con otras herramientas en agujero entubado del mismo pozo (GR del CBL-VDL, u otro), se puede completar el intervalo si el registro en agujero entubado fue corrido en máximo un mes más tarde que los otros registros; en el caso de la curva de rayos gama, los valores se alteran cuando el pozo está en producción.

3.4 ***Indicadores para la certificación de los datos.***

- a. Verificar la entrega e información completa de los encabezados por cada corrida en los formatos LAS y del conjunto de archivos de la información generada en formato digital.
- b. Verificación visual y computarizada de la información, dependiendo de su origen. Primero se realizará una inspección de los archivos TIFF (Tagged Interchange File Format) y del LAS; luego una verificación del dato numérico LAS Original versus la imagen TIFF; Al menos se debe seleccionar estratégicamente cinco puntos de todo el registro para confirmar su precisión. Este procedimiento se aplica para cada corrida. Luego se realizará una verificación final con el archivo empalmado de las curvas de todo el pozo. Esto se repite por cada corrida en el pozo.
- c. Se inspecciona el archivo LAS Integrado (Empatado), para verificar que los datos estáticos de las curvas seleccionadas se reproduzcan en todo el pozo. Si se presentan anomalías debe reportarse para ser inmediatamente corregidas.
- d. Si el proceso cumple los indicadores señalados, los datos estarán listos para ser CERTIFICADOS.

- e. Los datos geofísicos corregidos, validados y aprobados mediante estos procesos, podrán ser visualizados, seleccionados o recuperados en cualquier tiempo y lugar para su análisis o interpretación por parte de los especialistas en geociencias o ingenieros.

II.2.4 Manejo Correcto de la Información.

El certificar la calidad de los registros geofísicos es un filtro adicional al control de calidad que hace el ingeniero de registros en el pozo. Se valida la calidad de los datos digitales en los formatos:

1. LIS (Log Information Standard). Formato de datos binario utilizado para los Registros de pozos.
2. DLIS (Digital Log Interchange Standard). Práctica recomendada por el API y se adoptó como estándar para datos de sísmica y Registros de pozos.
3. LAS (Log ASCII Standard). Formato ASCII estándar para datos de Registros geofísicos.

Así como su correspondencia con la imagen del registro en formato:

1. PDS (Picture Description Standard). Formato de descripción estándar de ilustración, formato de archivo gráfico.
2. TIFF (Tagged Interchange File Format). Formato de archivo gráfico y de imagen etiquetada.

Se genera un reporte de verificación de control de calidad el cual debe tener la información a resguardar:

1. *Control de Calidad Técnico.*

- a. Número de Pozo.
- b. Fecha de Registro.
- c. Tipo de Registro.
- d. Encabezado completo, correcto y comentarios.
- e. Calibración (maestra, exactitud de la calibración antes y después).
- f. Repetibilidad.
- g. Parámetros principales correctos.
- h. Velocidad del registro.
- i. Ruido ocasional o respuesta anómala.
- j. Respuesta anómala seria.

2. *Control de Calidad de la información digital.*

- a. Encabezado completo y correcto.
- b. Verificación de datos digitales vs. Imagen.
- c. Archivo DLIS con curvas no presentadas e importantes.
- d. Correlación con corrida anterior.

Si se encuentra alguna anomalía en los registros, se realiza un análisis detallado, generando un reporte de anomalías en registros geofísicos.

II.3 Análisis de Núcleos^{7,8}.

Para desarrollar las estrategias adecuadas de la administración, se requiere de un conocimiento exacto de las características del medio poroso por el cual circula el fluido del yacimiento, la calidad y características de la roca que define este medio poroso. Además es importante caracterizar la roca, la cual no se considera parte del yacimiento, para ajustar los modelos de cuenca, asistir en operaciones de perforación, terminación y estimulación de los pozos.

El **Núcleo** es una porción de roca extraída del subsuelo, cortada mediante el uso de una barrena especial, denominada corona. Debido a que la corona es hueca en su parte central, permite recuperar una porción cilíndrica de la roca que va cortando. Los núcleos convencionales son los obtenidos mediante el corte de la roca, cuando al mismo tiempo dicho corte incrementa la longitud perforada del pozo. Los núcleos de pared son los que se obtienen al cortar una porción de la roca de las paredes de un agujero ya perforado y no incrementan la profundidad perforada del pozo.

II.3.1 Planeación (Corte y Análisis).

La planeación debe contar con todas las partes interesadas en hacer uso del material recuperado y las partes involucradas con cualquiera de los parámetros que puedan afectar la representatividad del núcleo y los resultados de los diferentes estudios que se harán al núcleo. Se debe considerar la necesidad de tomar núcleos según la ubicación del pozo, su importancia para obtener información, las razones para perforar el pozo y la información ya existente del intervalo de interés. Después de tomar la decisión de obtener los núcleos, habrá que decidir qué tipo de núcleos se pretenden obtener y qué cantidad se requiere para cumplir con los objetivos de la toma de información. La planeación involucra al ingeniero de yacimientos, ingeniero de producción, al geólogo de exploración, al ingeniero de perforación, el ingeniero a cargo de la estimulación del pozo, geólogo de explotación, petrofísico, y geofísico, entre otros.

También durante la planeación del corte, preservación, y análisis que se harán a los núcleos, se debe considerar: El tipo de núcleo que se requiere según los propósitos del estudio, el (los) tipo(s) de núcleo(s) que se toman debe ser balanceado con el tipo de litología y distribución del yacimiento o intervalo a cortar, los costos para cortar los núcleos y los objetivos del estudio de los núcleos.

Hay muchos factores a considerar en cuanto a la **planeación del tipo de núcleo** requerido:

1. En carbonatos, casi siempre es más conveniente tomar núcleos convencionales debido a su anisotropía direccional y presencia de tipos de porosidad a escalas grandes (cavidades de disolución, fracturas etc.).
2. En yacimientos fracturados (calizas o areniscas), la toma de núcleos convencionales es preferible.
3. En yacimientos de areniscas delgadas distribuidas sobre un intervalo más o menos grande de profundidad, será más efectivo con costos, sin sacrificar mucha información, la toma de núcleos de pared.
4. Para estudios geomecánicos, es preferible tomar núcleos convencionales.
5. Para estudios en lutita (a excepción de los estudios geomecánicos) es preferible tomar núcleos de pared.
6. Para los yacimientos de alta permeabilidad, se recomienda tomar núcleos convencionales, especialmente si el objetivo es relativamente somero en comparación a la profundidad total del pozo.
7. Para yacimientos con rocas de pobre consolidación o deleznable, es preferible tomar núcleos convencionales, aunque en algunos casos, en especial si se sabe que las areniscas tienen algo de cementación, se puede pensar en tomar muestras de pared (percusión o rotadas).

8. Cuando el objetivo de los núcleos es obtener información mediante desplazamientos (daños de formación, permeabilidad relativa, etc.), es preferible la toma de núcleos convencionales.

Aspectos que influyen durante el corte de núcleos.

- a. Perfil de Presión del Pozo y la formación son importantes para obtener un núcleo con poca invasión de filtrado de lodo; la invasión ocurre dentro de pocas horas de haber perforado la arenisca antes de que se forme un enjarre efectivo a la pared del pozo. Aun con enjarre, a medida que se incrementa la diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la presión de formación, el filtrado sigue invadiendo la arenisca.
- b. Colocación de tubería de revestimiento y su efecto sobre calidad de las muestras. Una vez que se estima un perfil de presión por correlación o sísmica, se debe empatar el perfil con la ubicación de los objetivos para tomar información. A partir de la integración de información, se puede planificar el programa de asentamiento de las tuberías de revestimiento, tomando en cuenta el corte de núcleos sin daño, balanceando este objetivo con los costos de la tubería. Un programa de revestimiento del pozo, bien elaborado para mantener al mínimo la presión diferencial entre el pozo y la formación, no sólo asegura la obtención de un núcleo en óptimas condiciones para las pruebas del laboratorio, sino también asegurará una prueba representativa del intervalo, una vez terminado el pozo, y una producción óptima de la zona, evitando la necesidad de estimularlo para remover el daño. Aunque en México poco se ha ajustado los puntos de colocación de revestimiento para optimizar la obtención de información, es una práctica estándar de muchas compañías de la industria.

- c. Diámetro del núcleo a obtener. Está determinado en gran parte por la geometría del pozo, es decir, el tamaño del agujero en el momento de tomar el núcleo. Aun bajo las restricciones del pozo a perforar, se pueden explorar las alternativas para obtener un núcleo del diámetro apropiado según la litología que se pretende nuclear. Es conveniente tomar núcleos de mayor diámetro en conglomerados y ciertas calizas con fracturas. Durante el corte de un núcleo de menor diámetro, cuando se encuentra una cavidad de este tamaño, resulta en la molienda la de cavidad y el material alrededor, resultando en menor recuperación total del núcleo.
- d. Parámetros durante el corte del núcleo. Los parámetros utilizados para el corte del núcleo deben ser planificados como parte de los protocolos establecidos para el programa de núcleos. La presión de la bomba, peso sobre la barrena y revoluciones de la barrena están establecidos en rangos de acuerdo con la barrena seleccionada para cortar el núcleo.
- e. El lodo de perforación y sus características. La condición y las características del lodo son sumamente importantes durante el corte del núcleo. Para cuantificar la saturación del aceite natural de la formación, se tienen que utilizar trazadores en los lodos base aceite para distinguir entre el aceite de la formación y el filtrado de lodo. Para evitar la invasión excesiva del filtrado de lodo, se debe mantener la presión hidrostática del lodo igual o ligeramente por encima de la presión de la formación cuando se corta el núcleo. Esto es aún más difícil cuando se toman núcleos en yacimientos depresionados, en estos casos se debe programar el revestimiento del pozo hasta el tope del yacimiento productor para luego bajar el peso del lodo, una vez que comienza la perforación del yacimiento y el corte del núcleo. En formaciones de baja permeabilidad, la invasión por el lodo es un asunto de menos importancia, aunque exista mucha diferencia entre la presión hidrostática del lodo y la

presión de formación. Sin embargo, con una presión alta de bombeo puede causar excesiva filtración y desplazamiento de fluidos de la formación frente a la barrena durante el corte del núcleo. La conservación de la mojabilidad de la formación cuando ésta tiene la tendencia de ser mojada por el aceite de la formación depende en parte de las características del lodo y en parte de las características de la porosidad de la formación. Las características físico-químicas del lodo, la presión hidrostática del mismo, el tipo de lodo utilizado (base agua, base aceite, espumas, alta salinidad, inhibidos, entre otros) y las formaciones (objetivos del núcleo) tendrán que ser estudiadas y ajustadas para obtener muestras poco dañadas del núcleo. El lodo juega un papel fundamental en la planeación del corte de un núcleo. Se han visto casos en que el sistema de lodo es completamente cambiado antes de llegar al punto de la toma del núcleo con el objetivo de obtener un núcleo en buenas condiciones para el estudio del laboratorio.

II.3.1.1 Tipo de Núcleo a cortar.

La descripción de los tipos de núcleos, las ventajas y desventajas de las diferentes opciones, y los casos en los cuales se puede considerar el uso de ciertas técnicas son aspectos que deben ser considerados en la planeación de la toma de núcleos, los tipos de núcleos son:

1. ***Diámetro Completo.*** Estos núcleos son tomados con diferentes opciones con un barril convencional o adaptado para diferentes técnicas practicadas con ciertos sistemas. Los núcleos convencionales varían entre los 6 y 27 metros de longitud, y 1.25 a 6 pulgadas (3.18 – 15.25 centímetros) de diámetro, dependiendo del equipo utilizado. El objetivo del estudio puede influir en la técnica de la toma de núcleos o variaciones de equipo utilizado según la necesidad de tomar núcleos orientados

(formaciones mesozoicas tipo calizas) y la necesidad de preservar fluidos del yacimiento.

- a. **Convencional**, este equipo es apto para tomar núcleos en formaciones consolidadas de todos los tipos de litología (areniscas, calizas, dolomías, sales, rocas ígneas y metamórficas, etc.).
- b. **Núcleo Orientado**. El equipo para tomar el núcleo orientado es muy similar al equipo convencional, la única diferencia es el equipo que marcan las tres líneas sobre la circunferencia del núcleo, y la sarta de medición direccional del pozo y los núcleos es agregada. Utilizado principalmente cuando los yacimientos a caracterizar, tienen fracturas u otras características planas que se requieren estudiar (por ejemplo, planos de estratificación, contactos de la formación, entre otros).
- c. **Núcleo tomado bajo presión**. Las herramientas para la toma de núcleos bajo presión fueron diseñadas para capturar la presión de poro del núcleo después de cortarlo y conservar el núcleo y su funda a esta presión hasta tanto llega al laboratorio. La ventaja de esta técnica es evitar la expansión de gas que ocurre cuando el núcleo está subiendo a la superficie.
- d. **Con gel**. Los núcleos tomados con gel están considerados como preservados en el fondo del pozo. El barril es cargado con gel especialmente formulado para lubricar la entrada del núcleo al barril (y su funda de aluminio) y preservarlo una vez dentro de éste. El sistema de gel es apto para calizas y areniscas que tienen porosidad de matriz, pero no para rocas con cavidades de disolución relativamente grandes debido a que penetra los poros y contaminan el núcleo.
- e. **Esponja**. El sistema de tomar el núcleo en un barril interno forrado con esponja es otra técnica disponible para cuantificar los fluidos in situ del

yacimiento. La técnica tiene su aplicación en yacimientos donde se requiere información puntual de la saturación de aceite existente en el yacimiento. El uso de estos barriles es una manera de conservar las saturaciones in situ o por lo menos recuperar, el aceite expulsado por el gas en solución.

- f. Equipos necesarios para utilizarse con **Núcleos No consolidados**. Uno de los problemas experimentados con los sedimentos no consolidados es la retención de ellos hasta la superficie.

2. **Núcleos de Canasta**. Tienen un uso limitado debido a su poca longitud. La herramienta de tomar el núcleo de canasta reemplaza la barrena convencional de perforación con el objetivo de tomar una muestra del fondo de aproximadamente 50 –80 centímetros de largo. Esta herramienta es similar a una herradura y no es recomendado para obtener núcleos que requieren estudios de caracterización. Las aplicaciones que tiene este tipo de núcleo son en las cuales se requiere hacer algún estudio puntual de la formación. Muchas veces son utilizadas para obtener muestras que ayuden en la perforación del pozo (estudios de compatibilidad con lodo, por ejemplo) o para hacer un estudio bioestratigráfico en un pozo con mucha interferencia por derrumbe.

3. **Núcleos de Pared**. Proveen una muestra muy puntual de la formación. Se puede tomar de dos maneras: perforados de la pared del pozo o por percusión. Aunque la textura de la roca es alterada por el disparo de la copa, existen pruebas que se pueden realizar, independientes de la textura de la muestra, por ejemplo: análisis mineralógicos, análisis bioestratigráficos, descripción de litología, análisis de las saturaciones de fluidos, y otras. Las limitaciones son para los análisis que requieren una textura o constitución de roca intacta, sin alteración. Este tipo de muestras no

son representativas en formaciones con grandes fracturas o cavidades de disolución, no son adecuados en brechas o areniscas con tamaño de grano mayor al promedio (por encima de 1000μ), y no se pueden tomar núcleos de pared que sean representativos en conglomerados. Son aptas para areniscas de granos medios a gruesos o tamaños menores, calizas con porosidad intercrystalina o intergranular (mudstones y grainstones, algunos wackestones, mientras no sean fracturadas) y lutitas.

Las muestras de pared son tomadas al final del programa de registros geofísicos del pozo, bien sea al final del pozo o en unas de las etapas intermedias antes de asentar la tubería de revestimiento.

- a. Los núcleos de pared tomados por **percusión**: son económicos y su adquisición es rápida. El núcleo es obtenido de la pared del pozo con una copa disparada por un explosivo. Las cargas explosivas pueden ser de diferentes tamaños dependiendo de la consolidación o compactación de las litologías que se muestreen. Las muestras son tomadas en la última etapa de la toma de información, después de los registros geofísicos.

- b. Los núcleos obtenidos por el sistema de **barrena** son de mejor calidad, pero sólo se pueden obtener de formaciones consolidadas. La toma del núcleo es realizada con una herramienta, normalmente se toma después de haber corrido los registros.

II.3.2 Aplicación (Análisis de los Núcleos).

La aplicación del análisis de núcleos será enfocado de acuerdo al tipo operación que se realice en el pozo:

1. **Análisis de Núcleos para yacimientos en rocas carbonatadas.** Las principales aplicaciones que se le da a este análisis son:
 - a. Conocer los detalles del sistema de poro, incluyendo distribución de los diferentes tipos de porosidad y su morfología dentro del yacimiento.
 - b. Conocer los detalles de comunicación entre diferentes tipos de porosidad.
 - c. Evaluar la conectividad de los sistemas de poro mediante estudios a detalle de las fracturas.
 - d. Definir la anisotropía de transmisión de los fluidos para diseñar el espaciamiento de pozos de desarrollo.
 - e. Realizar la correlación de datos de núcleos con registros del pozo y sísmica tridimensional.
 - f. Evaluar con mayor precisión las reservas del campo.
 - g. Precisar un modelo sedimentológico para jerarquizar los diferentes tipos de roca y/o facies que existen.
 - h. La presencia de fracturas y aceite en el mismo núcleo permiten evaluar el potencial total del yacimiento sin recurrir a grandes ajustes de escalamiento.
 - i. Relacionar en tiempo (relativo) eventos de diagénesis, que tienen su importancia sobre el sistema poroso de la roca.
 - j. Definir la mojabilidad de la roca e influencias sobre esta (fluido, tamaño de poros, etc.).
 - k. Obtener factores de recuperación del aceite.

En la mayoría de los casos que presenten carbonatos con fracturas, el muestreo se tomará con muestras de diámetro completo y tapones. El tipo de porosidad medida en el tapón debe ser determinada después por la petrografía realizada en láminas delgadas y la tomografía, clasificando así, la roca por facies y por tipo de porosidad. Si se realiza un análisis especial sobre muestras frescas, este debe concentrarse en obtener las muestras estrictamente necesarias para la caracterización básica del núcleo, manteniendo la mayor parte posible bajo preservación, hasta realizar la selección de muestras para las pruebas avanzadas.

Para la limpieza si los tapones y/o muestras de diámetro completo serán utilizados en pruebas que requieran restauración por añejamiento, se debe asegurar la limpieza total de la muestra. La ventaja de tomar los tapones en el programa inicial del estudio del núcleo, es tener los resultados antes de comenzar las pruebas de presión capilar y desplazamientos los cuales comienzan después de haber realizado la selección de los tapones.

Es necesario orientar el núcleo, para tener mejores estudios que indiquen anisotropía de algunas características.

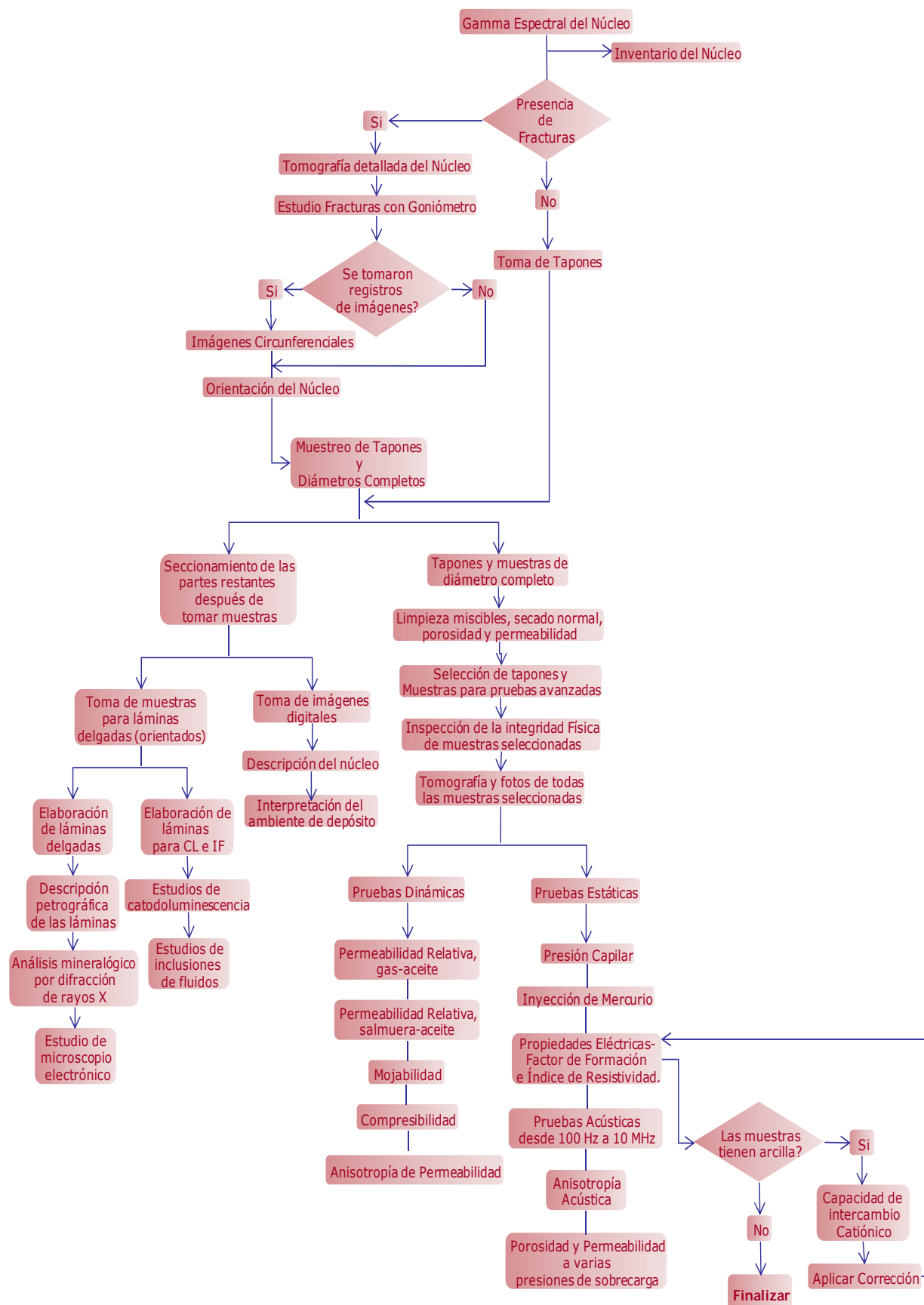


Figura II.7. Diagrama de flujo para caracterización detallada de roca carbonatada.

2. **Análisis de Núcleos para yacimientos en areniscas.** Los objetivos principales de este análisis son:

- a. Conocer los detalles del sistema de poro, incluyendo distribución de los diferentes tipos de porosidad y su morfología dentro del yacimiento.
- b. Conocer los detalles de comunicación entre diferentes tipos de porosidad.
- c. Evaluar la conectividad de los sistemas de poro mediante estudios a detalle de las gargantas de los poros.
- d. Si existen fracturas hay que caracterizar el sistema de ellas.
- e. Realizar con detalle las tareas de correlacionar datos de núcleos con registros del pozo y sísmica tridimensional. Los modelos sísmicos calibrados pueden ser utilizados para hacer caracterización mediante asignación de propiedades a los atributos sísmicos.
- f. Evaluar con mayor precisión las reservas del campo.
- g. Precisar el modelo sedimentario para ordenar las diferentes calidades de la roca para los tipos de roca y/o facies que existan.
- h. Relacionar en tiempo (relativo), eventos diagenéticos que tienen su importancia sobre el sistema poroso de la roca.
- i. Definir la mojabilidad de la roca y las influencias sobre la mojabilidad (fluido, tamaño de poros, etc.).
- j. Obtener factores de recuperación del hidrocarburo para los pronósticos de producción.

En rocas de arenisca no se recomienda la tomografía en núcleos que carezcan de fracturas, a menos que el núcleo no pueda ser removido de la funda de aluminio y se requiera información visual para realizar el muestreo. Esto no aplica a rocas carbonatadas, ya que aunque este tipo

de roca carezca de fracturas, puede contener vórgulos, únicamente visibles a través de esta técnica.

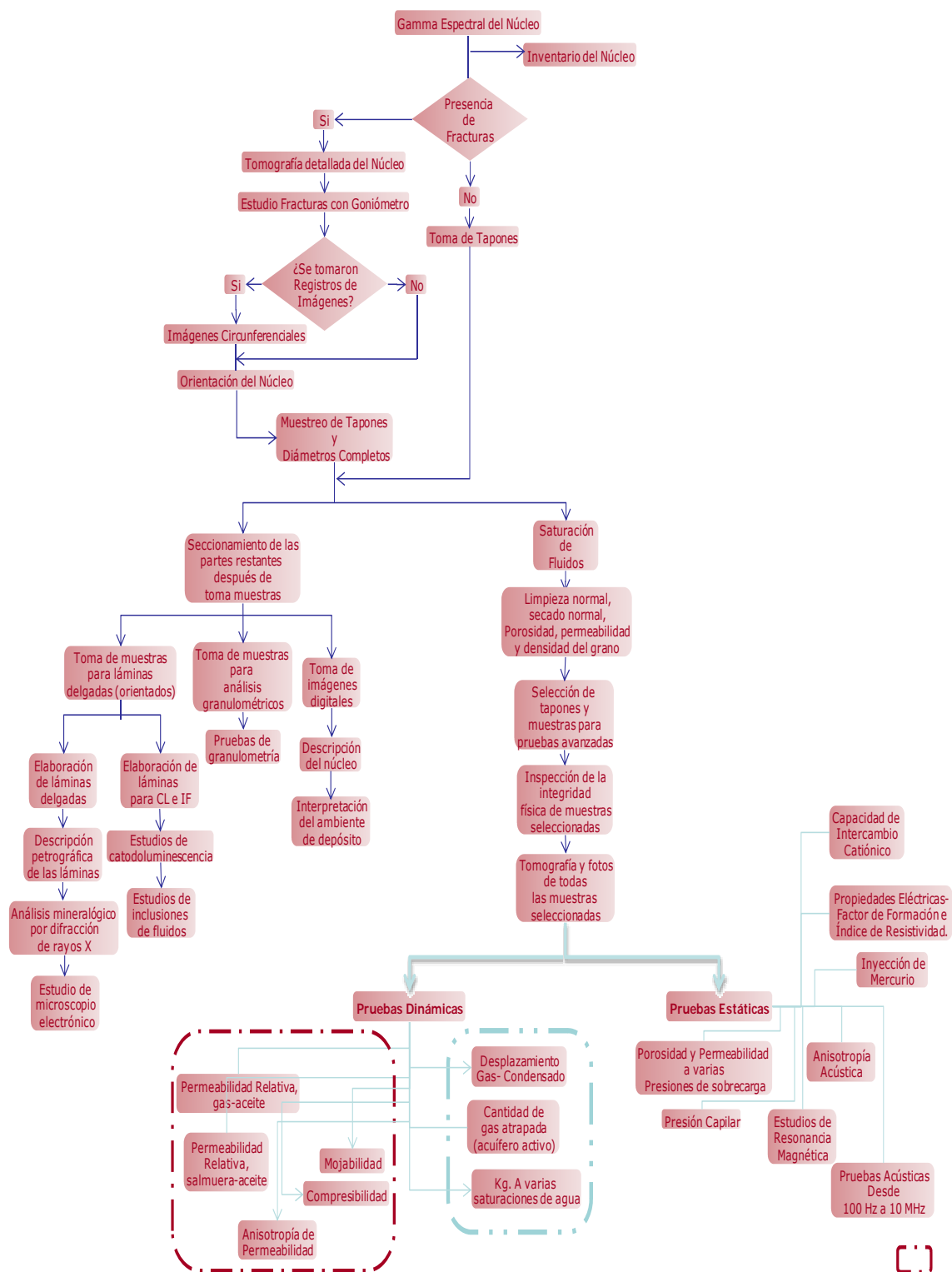


Figura II.8 Diagrama de flujo para caracterización de areniscas.

3. **Desplazamientos para yacimientos con aceite pesado.** La información proveniente de desplazamientos es necesaria para pronosticar la cantidad de aceite que se puede recuperar de los yacimientos, es importante determinar esto para rocas que contienen aceite pesado (por las desventajas involucradas con aceites pesados y super- pesados) debido a la presencia de metales, azufre y al pobre rendimiento de productos valiosos, disminución en movilidad debido a alta viscosidad y bajos porcentajes de recuperación típicos de estos yacimientos. La figura II.9 muestra el manejo de núcleos y las pruebas del laboratorio necesarios para realizar los primeros estudios de un núcleo tomado en yacimientos de aceite pesado.

Para obtener la información requerida a condiciones de yacimiento, es posible mantener flujo en las muestras utilizando un fluido con una viscosidad similar al fluido de yacimiento, mediante el uso de aceite vivo (fluido actual del yacimiento). Sin embargo, es muy importante programar la toma de muestras de fluido junto con el corte del núcleo. Si las pruebas de desplazamiento son realizadas en tapones a régimen variable, se requiere relativamente poco fluido por prueba (entre 20 -100 mililitros). Para muestras de diámetro completo, se puede requerir hasta 4 ó 5 veces más.

Los estudios iniciales (el registro gamma del núcleo, tomografía, porosidad de muestras de diámetro completo o tapones, así como la medición de permeabilidad.) son requeridos para asegurar que las muestras seleccionadas para los desplazamientos cumplan con las propiedades petrofísicas del yacimiento.

Para muestras frescas (preservadas), se debe utilizar la tomografía para asegurar que las muestras preservadas adyacentes a aquellas utilizadas para petrofísica básica tienen las mismas características. Se mantendrán las muestras preservadas para las pruebas de

desplazamiento hasta el momento que comienzan las pruebas por esto, no se mide la porosidad y permeabilidad hasta terminar con los desplazamientos, generalmente los desplazamientos se realizan en sentido horizontal o vertical.

Se deben calificar los diferentes mecanismos bajo los cuales produce el yacimiento para determinar los protocolos de la prueba. Los desplazamientos horizontales pueden ser más efectivos en yacimientos de poco espesor mientras un desplazamiento vertical para tomar en cuenta el drene gravitacional puede ser más representativo en yacimientos de grandes espesores, también se debe programar para cada prueba una velocidad de inyección representativa del avance de los fluidos en el yacimiento.

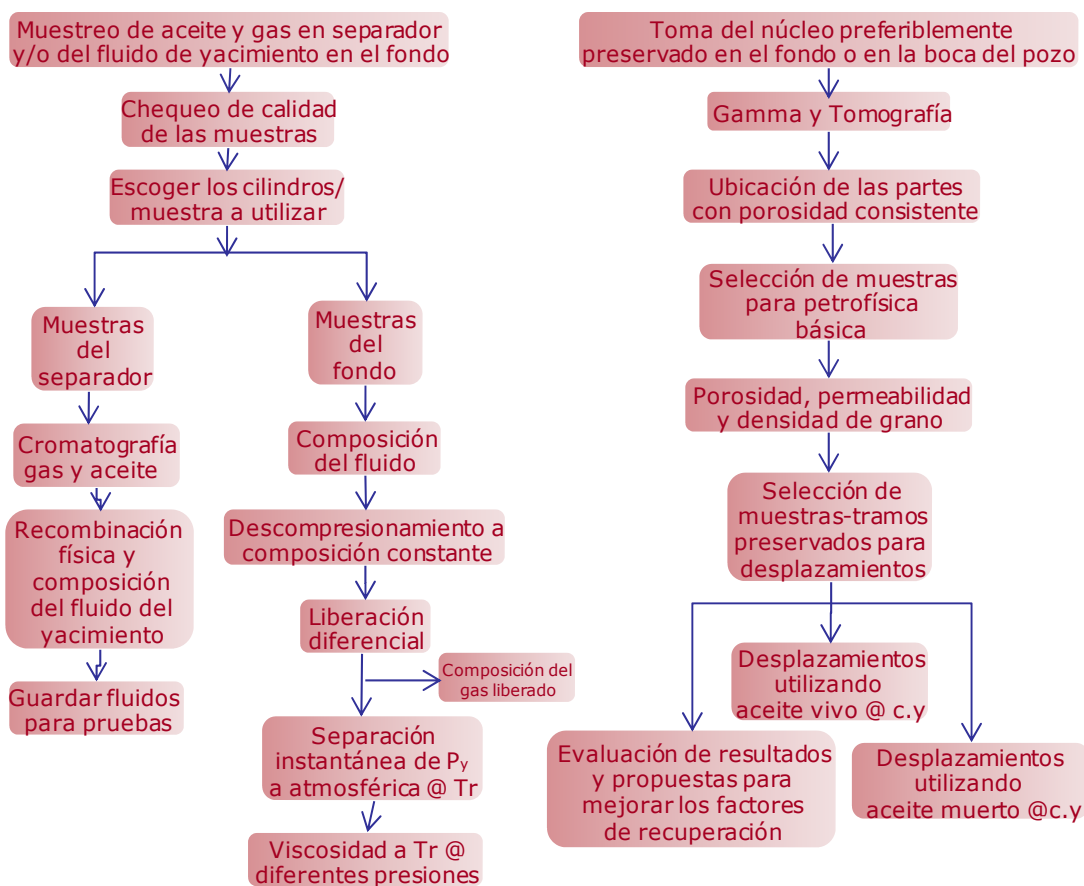


Figura II.9 Diagrama de flujo, pruebas para aceite pesado.

4. **Pruebas para factibilidad de inyección de agua.** La inyección de agua es uno de los mecanismos más utilizados para mantener la presión del yacimiento e incrementar la recuperación de aceite. Los dos aspectos importantes para el estudio de factibilidad de inyección de agua son los factores de recuperación de aceite y la compatibilidad entre el agua de inyección y los dos componentes del yacimiento, la roca y el fluido.

Aunque la perforación de pozos inyectores es otra oportunidad de tomar núcleos, si ya se están perforando pozos de inyección, se toma la decisión de adelantar el programa de inyección. Esta información debe adquirirse preferentemente durante el desarrollo del campo, programando la suficiente toma de núcleos para cubrir las necesidades de caracterización del yacimiento y la investigación a métodos de mantenimiento de presión del yacimiento o recuperación mejorada (IOR).

Parte de la información programada para la caracterización sirve para evaluar la posibilidad de inyección de agua. Las permeabilidades agua-aceite, presiones capilares drenaje e imbibición, mojabilidad, geometría de los cuerpos productivos (núcleos, correlaciones y sísmica) entre otros, son el comienzo para determinar el mejor camino a la administración y manejo total del yacimiento, también se deben conocer características del fluido incluyendo el comportamiento completo del fluido monofásico del yacimiento, y su potencial para floccular compuestos orgánicos.

Para el muestreo de fluidos se tiene la necesidad de tomar muestras de las diferentes fuentes de agua disponibles para la inyección de agua al yacimiento. Para yacimientos que producen un alto corte de agua, la manera más eficiente para inyectar agua al yacimiento es reinyectando la misma agua producida. Para yacimientos que no producen suficiente agua, están las alternativas de inyectar agua de ríos, perforar pozos de agua, o inyectar agua de mar.

Las muestras tomadas de pozos de agua perforados deben ser muestreadas para realizar un análisis completo de las sales disueltas en el agua, sólidos suspendidos en ésta (incluyendo tamaño de los sólidos) y un estudio bacteriológico completo. También se deben tomar algunas muestras de la formación, en especial si son arenas frágiles deleznables, para hacer granulometría y realizar un diseño apropiado de la sarta de terminación del pozo, evitando la producción de sólidos.

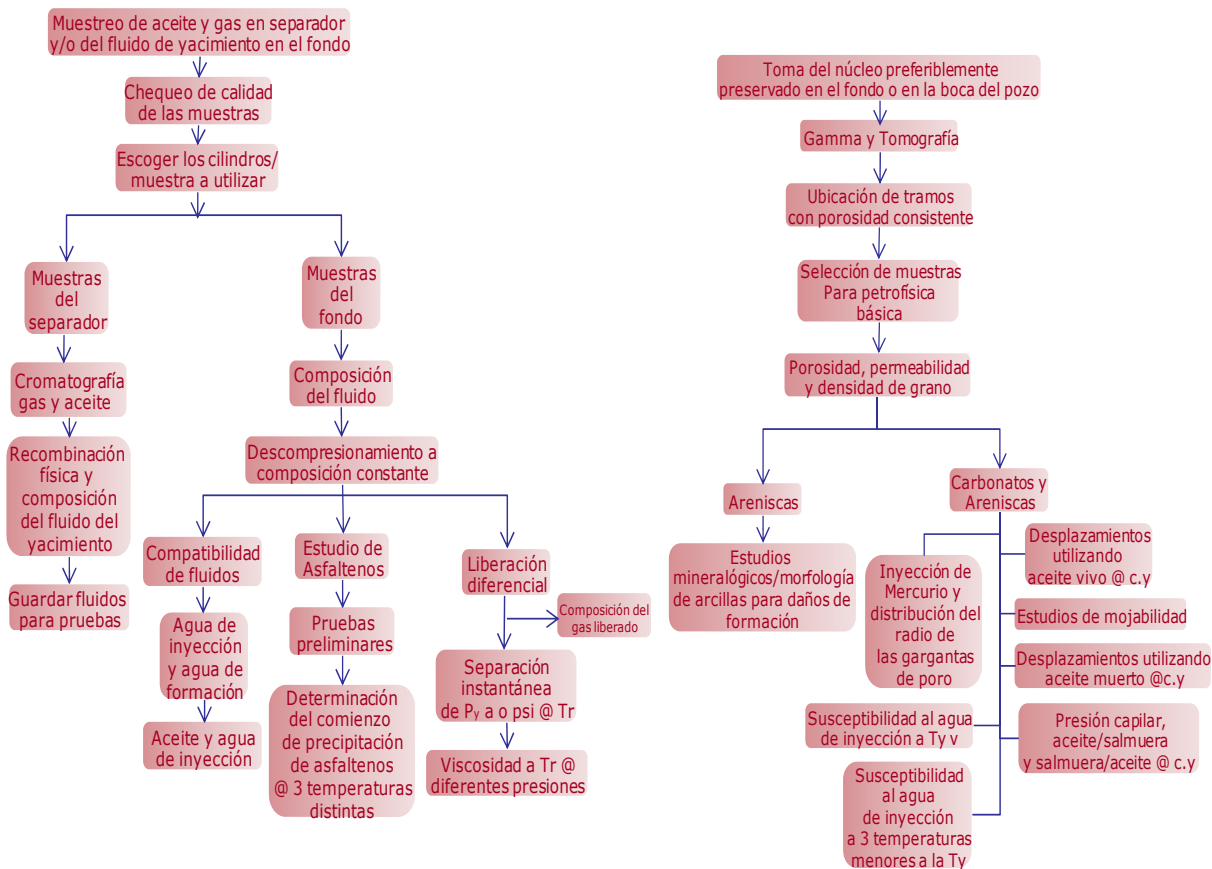


Figura II.10 Pruebas para la factibilidad de inyección de agua.

El agua tomada del mar o ríos requiere un poco más de estudio, es necesario proveer parámetros de diseño para las plantas de tratamiento. El efecto sobre la salinidad del agua de mar, la carga y tamaño de sólidos cambiará para diferentes épocas al año, deben tomarse muestras para conocer estos cambios y su efecto sobre la composición del agua de mar, e incluso en cada muestreo, tomar las muestras a diferentes profundidades. El mismo estudio

debe ser realizado a las aguas del río que puede suministrar de manera económica el agua necesaria para la inyección al yacimiento ubicado en tierra.

Para el muestreo del yacimiento la factibilidad de inyección de agua, debe contemplar las pruebas recomendadas en cada uno de los tipos de roca principales del yacimiento, para cada tipo de roca tendrá diferentes reacciones a la inyección de agua. Los principales mecanismos para los cuales se requiere información son:

- a. Movilidad de las dos fases (fase aceite y agua de inyección).
- b. Efecto de ciclo adicional de imbibición.
- c. Cambios en movilidad por reacciones adversas entre dos fluidos dentro del sistema de poro.
- d. Control de filtración y la relación entre los tamaños de los sólidos de agua de inyección y las gargantas de poro de la formación.
- e. Reacciones adversas entre el agua de inyección y la roca del yacimiento.
- f. Control del frente de barrido y prevención del corte prematuro en los pozos productores.
- g. Posibles efectos y cambios en la mojabilidad de la formación.

Los desplazamientos pueden ser realizados con aceite muerto o aceite vivo. Cuando el aceite muerto del yacimiento es muy problemático o de alta densidad, es preferible estabilizar el aceite (o bajar su viscosidad) utilizando aceite vivo para reducir fuerzas capilares, que son limitaciones que se tienen en el laboratorio. Las condiciones de los desplazamientos y sus protocolos deben ser diseñados para representar y reproducir los principales objetivos de la inyección de agua. La inyección para mantenimiento de presión del yacimiento puede ser en el acuífero, por lo que se deben realizar desplazamientos entre las dos aguas para observar

efectos de incompatibilidad y movilidad. Además se debe realizar un desplazamiento a una muestra en sentido vertical, con inyección de agua en la base de la muestra desplazando hasta la cima. Si es un desplazamiento entre pozo inyector y productor es específicamente para barrido.

La inyección de agua no natural al yacimiento podría causar daño a la formación, debido a una reacción adversa entre el fluido inyectado y un fluido del yacimiento, y /o entre el fluido inyectado y la roca de la formación. Por lo general, en este segundo caso, las areniscas son más susceptibles a daños que los carbonatos. La pérdida de capacidad de inyección al pozo reduce la eficiencia de todo el esquema de inyección. En casos extremos, se requiere el reemplazo del pozo inyector. Los daños creados a distancia del pozo inyector, son muy difíciles de eliminar y causan daños permanentes al yacimiento, impactando la recuperación final del proyecto.

Los yacimientos sin producción de agua son candidatos para realizar pruebas de velocidad crítica. Ciertas partes del yacimiento con mayor porosidad y permeabilidad pueden contar con menos abundancia de cementación, las muestras pueden ser friables, pobremente consolidadas o elásticas deleznales. Las areniscas son particularmente susceptibles a la posibilidad de movilizar finos que taponen las gargantas de los poros y disminuyan la permeabilidad. Debido a la diferencia en viscosidad y tensión interfacial, el agua inyectada tiene mayor potencial a movilizar finos que los hidrocarburos del yacimiento. La velocidad crítica determinada en el laboratorio, escalada a condiciones del yacimiento, indicará el caudal máximo al cual se debe inyectar el agua.

Otros daños que son comúnmente evidenciados por muchos esquemas de inyección de agua son ocasionados por incompatibilidad entre el fluido de inyección y el fluido autóctono de la formación (aceite, gas, o agua de formación).

La mayor parte de pruebas de compatibilidad de fluidos a condiciones de yacimiento son realizadas en la celda de PVT. Tanto la temperatura como la presión son catalizadores para muchas reacciones físicas, iónicas y químicas entre fluidos. Además un elemento principal en la investigación de daños a la formación, es el aceite del yacimiento, el cual tiene propiedades muy diferentes cuando está a condiciones de yacimiento que cuando está a condiciones atmosféricas.

En la mayoría de los programas de inyección de agua, la presión de yacimiento es mantenida como constante, sin embargo, la temperatura del yacimiento puede variar según la capacidad térmica y conductividad calorífica de la roca, y la temperatura del agua de inyección. Cuando el agua inyectada es caliente (o se inyecta vapor), los parámetros térmicos de la roca juegan un papel más importante y es necesario determinarlos para utilizar los resultados en la simulación.

5. ***Pruebas para factibilidad de inyección de gas.*** La inyección de gas (CO_2 , gas natural o N_2) es un método probado por la industria. Diferentes gases tienen sus ventajas y desventajas depende principalmente de la disponibilidad de fuentes (distancia y volumen) del gas de inyección. A veces la inyección de gas es utilizada en conjunto con inyección de agua, en diferentes esquemas.

En muchos aspectos, el programa de estudio del laboratorio para factibilidad de inyección de gas es similar a la factibilidad de inyección de agua, pero, la diferencia entre estas es, que el gas puede estar inyectado directamente al aceite, similar al agua, pero en yacimientos con aceite saturado, se tiene la opción de inyectar gas para expandir el casquete.

Las características del aceite son fundamentales en el diseño de los protocolos, igualmente el tipo de gas. El gas natural y CO_2 son miscibles a presiones relativamente bajas, y en el mejor caso, una presión por debajo de la presión del yacimiento a inyectar. Los desplazamientos miscibles especialmente cuando son horizontales, son mucho más efectivos que los

desplazamientos no miscibles. Por lo general, la presión de miscibilidad del nitrógeno al fluido del yacimiento es muy alta, superior a la presión del yacimiento, condición que no se dará en el manejo y administración del yacimiento. Es importante determinar si debe hacerse en condiciones miscibles o inmiscibles, para los desplazamientos de aceite por gas (k_{rg}/k_{ro}).

La figura II.11 muestra un programa de las pruebas PVT y las del núcleo. Primero, se requiere caracterizar el núcleo para seleccionar las muestras más representativas para los desplazamientos. Una vez seleccionadas las muestras, se hace el diseño de los protocolos, incluyendo velocidades de inyección, condiciones iniciales de las muestras, tipo de muestras a utilizar (tapones o diámetros completos), entre otros.

Cuando se introduce un gas extraño dentro del yacimiento, los parámetros relacionados con la eficiencia del desplazamiento también cambian, incluyendo la tensión interfacial entre fluidos.

En las **Pruebas con gas Nitrógeno**, los yacimientos deben tener presiones muy bajas en comparación a la presión mínima de miscibilidad para los aceites del mismo yacimiento. Si la presión del yacimiento es menor a 5000 psi (350 kg/cm²), el proceso será inmisible y se deben realizar los desplazamientos de la misma forma.

Dada esta condición para el desplazamiento, se debe reconocer que todas las pruebas (desplazamientos) estándar de laboratorio, para permeabilidad relativa, daño a la formación, susceptibilidad a inyección, etc., utilicen gas nitrógeno, a menos que se especifique otro. Entonces, la permeabilidad relativa común, gas-aceite da resultados representativos del desplazamiento de aceite por gas nitrógeno en el yacimiento. Los protocolos definidos para esta prueba son: Desplazamiento vertical u horizontal y Condiciones iniciales de la muestra

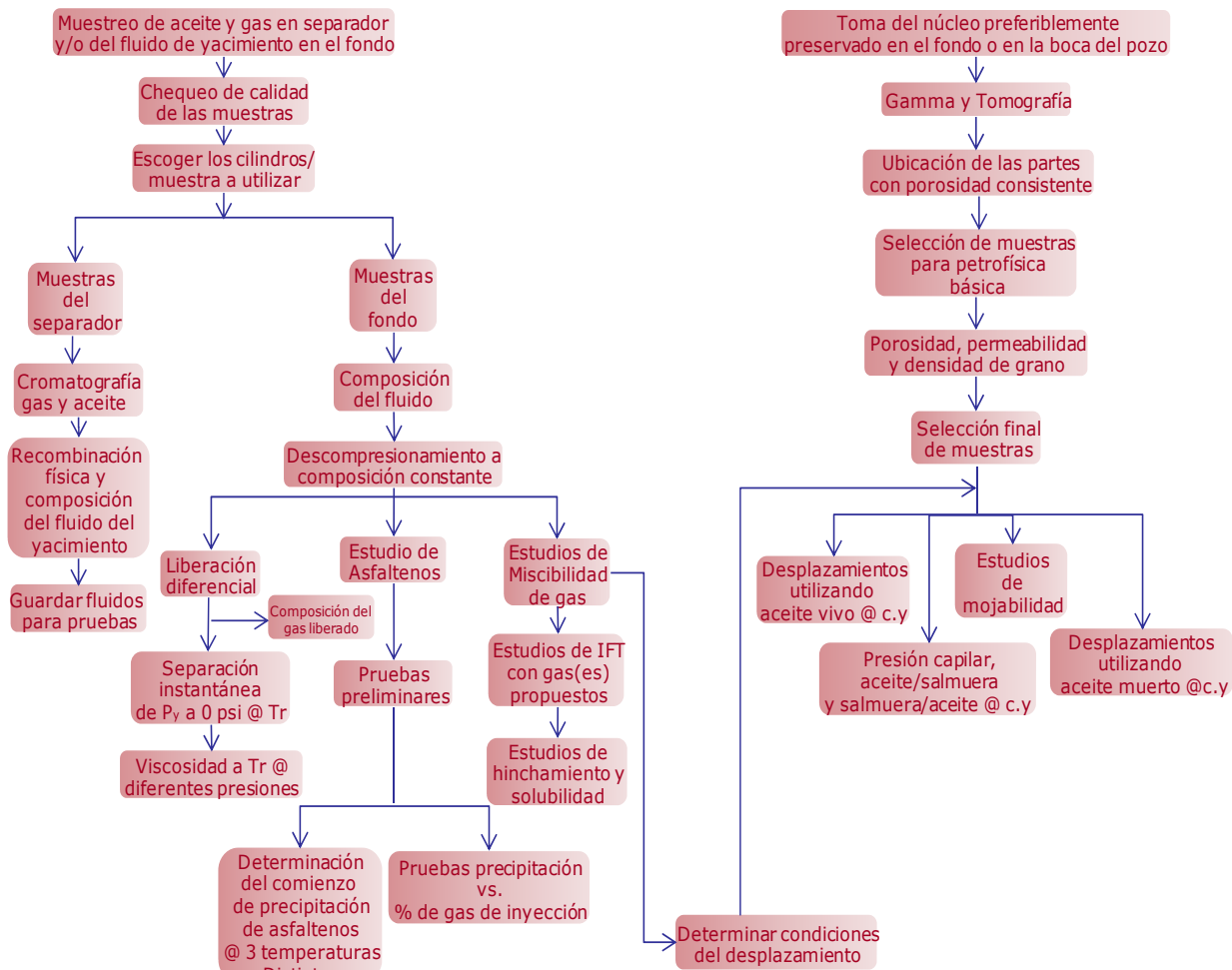


Figura II.11 Pruebas para la factibilidad de inyección de gas.

La inyección de gas es mucho más segura que la inyección de agua en el yacimiento en cuanto a su potencial para producir daño. Puede existir un problema de compatibilidad entre el gas y el fluido del yacimiento. En el caso de CO₂, el agregar este gas al yacimiento donde coexiste agua libre y aceite, puede producir ácido carbónico (la combinación del agua y el CO₂). Por lo general el ácido no se forma a condiciones de yacimiento, pero puede potencialmente formarse a menores temperaturas y presiones afectando a la sarta de producción y al equipo de la superficie. Hay casos en los cuales ciertos porcentajes de CO₂ o N₂ pueden provocar precipitación de asfaltenos. Se puede realizar una prueba en la celda con luz infrarroja, para detectar el punto en el cual se forman los precipitados orgánicos, en función del incremento de gas de inyección. Durante la prueba, se recomienda muestrear los gases liberados, para ver el cambio composicional que sufre el gas mediante el contacto de gas nitrógeno con el aceite.

Si en efecto los asfaltenos forman cadenas floculadas, la prueba final que se debe agregar al programa de estudio es producir el mismo daño dentro de una muestra de roca seleccionada con propiedades promedios del yacimiento. Aunque los asfaltenos pueden ser fácilmente producidos (desplazados del medio poroso) si el tamaño de la garganta de poro es mucho mayor que el tamaño del compuesto floculado, pero si son similares en tamaño o la garganta es menor, el potencial para daño es mayor y se pone en riesgo la productividad del yacimiento y el factor de recuperación. La prueba comparará la permeabilidad del aceite a S_{wirr} , con la permeabilidad del aceite floculado a S_{wirr} , en una misma muestra.

6. **Pruebas para daño a la formación.** Existen muchas formas de producir daños a la formación, algunas son:

- a. Hinchamiento de arcillas por fluidos inyectados a la formación.
- b. Movilización de finos debido a gastos altos de producción o inyección.
- c. Falla mecánica de la formación.
- d. Compresibilidad acelerada debido a la disminución de la presión de poro.
- e. Formación de precipitados orgánicos o inorgánicos.
- f. Formación de emulsiones.
- g. Cambios provocados a la mojabilidad de la formación.
- h. Polvo carbonatado después de acidificaciones.
- i. Falla mecánica de la formación después de acidificaciones.
- j. Precipitados de hierro después de acidificaciones no efectivas en el secuestro de compuestos de hierro.
- k. Invasión del lodo creando un ciclo no natural de imbibición.

- l. Invasión de sólidos de fluidos de perforación o terminación, taponando las gargantas del poro.
- m. Cambios en la permeabilidad relativa entre dos fluidos.
- n. Conificación de agua.

La investigación de un daño comienza con la identificación de éste, medición del efecto del daño sobre la productividad, terminando con la identificación de un remedio para restaurar la productividad de la zona. Debido a que existen muchas formas de dañar el yacimiento, se debe estudiar el expediente del pozo, para así reducir el número de causas a reproducir e investigar en el laboratorio, optimizando el costo del programa de estudio, se deben revisar los reportes diarios del lodo de perforación, pruebas, terminación de la zona y cualquier estimulación que se haya realizado en la zona. El expediente y los reportes pueden ser comparados con los de pozos cercanos para notar diferencias en operaciones de perforación, terminación (disparos, correlación y correcciones de profundidad entre registros, CBL, entre otros) y estimulación.

Después de obtener esta información, se reevalúa el potencial del pozo en vista de nueva información obtenida. Por lo general los daños que sufren los yacimientos son de dos categorías:

- a. **Reacción adversa entre fluido y roca.** Las pruebas que se pueden realizar en estas reacciones son las Pruebas de Inyección de fluido o filtrado (comparan una permeabilidad base, comúnmente la de la salmuera, contra la permeabilidad durante el paso de otro fluido por el sistema poroso de la muestra), pruebas de retorno de permeabilidad (miden la capacidad que tiene la zona recientemente perforada, terminada o rehabilitada para recuperar su permeabilidad después de la operación), pruebas de velocidad crítica, pruebas de profundidad del daño.

b. **Reacción adversa entre dos fluidos.** Con frecuencia el daño en realidad es provocado por dos fluidos no compatibles compartiendo el mismo espacio de poro, los tipos de daños que se pueden presentar son la formación de emulsiones, precipitaciones tanto orgánicas e inorgánicas.

Cuando se programen pruebas de daños a la formación, es muy importante reproducir las condiciones de los fluidos inyectados a la formación o mejor todavía, prever la toma de muestras de lodo, cemento, fluidos de terminación y tratamientos, adicionalmente reproducir la diferencia entre presión hidrostática del fluido utilizado en el pozo y la presión de la formación.

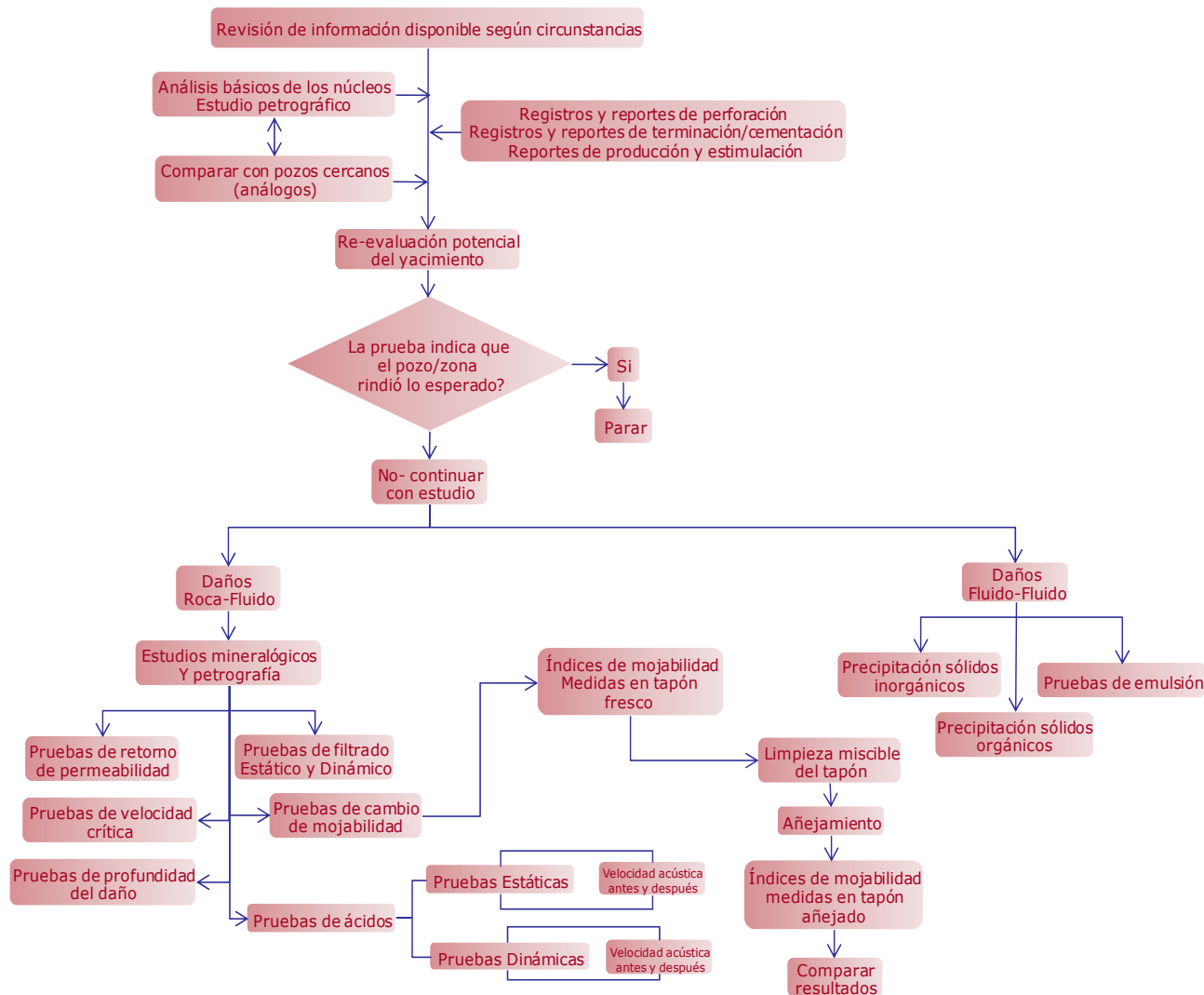


Figura II.12 Pruebas de daño a la formación

7. **Pruebas para diferentes rutinas de estimulación de yacimientos.** En la estimulación del yacimiento con ácidos y el fracturamiento de una zona de baja permeabilidad, se requiere de muestras representativas del yacimiento, específicamente los análisis del fracturamiento de una zona requieren el análisis de las lutitas superiores e inferiores a la arenisca candidata a fracturarse. Para tal efecto se debe contar con un núcleo, cortando en parte la lutita debidamente preservada en el pozo.

Las pruebas para acidificaciones son algunas pruebas que proporcionan información para apoyar a la optimización del diseño de la acidificación de la formación. En algunos casos la acidificación está orientada a romper emulsiones o provocar el flujo del hidrocarburo al pozo.



Figura II.13. Pruebas para estimulación con ácidos.

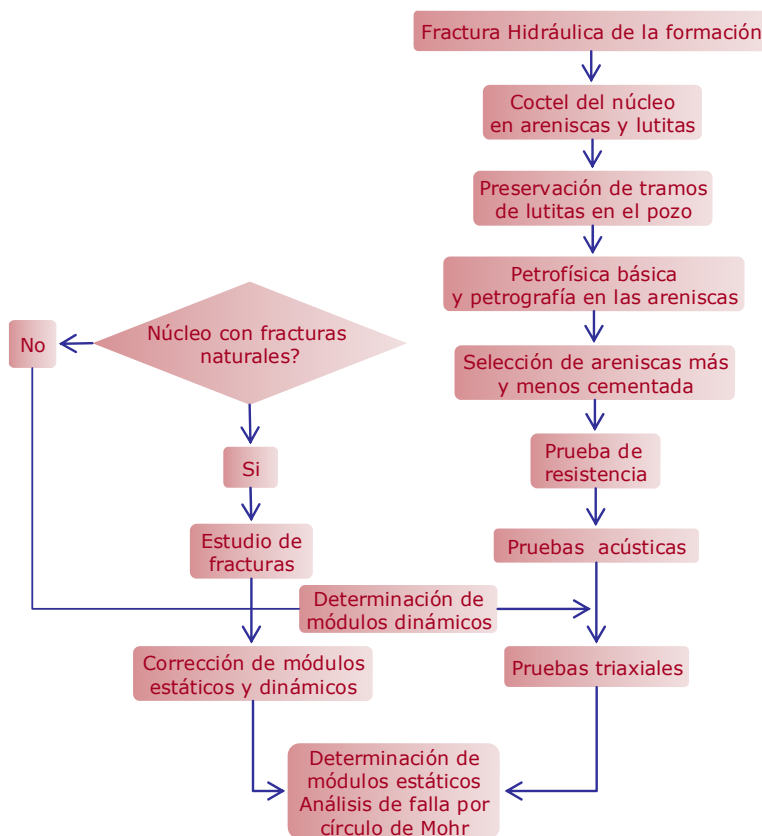


Figura II.14 Pruebas para fracturamiento de una zona de baja permeabilidad.

La mayor parte de las pruebas disponibles son para diseñar la proporción correcta de los ácidos que conforman el fluido estimulante, la concentración de los componentes, cantidades requeridas, medir el daño provocado por la acidificación, conocer la fuerza de la roca antes y después de la acidificación (potencial de falla mecánica), las necesidades y cantidades de componentes adicionales en la mezcla.

Después de seleccionar las muestras más representativas de la zona se procede a las pruebas con ácidos, los resultados de las pruebas estáticas de solubilidad nos permiten comparar la efectividad de diferentes ácidos, evaluar los residuos que no son disueltos con los ácidos, e identificar precipitados nuevos formados a partir de la acidificación.

Se debe asegurar que la(s) sección(es) del núcleo seleccionada(s) para realizar el análisis sea(n) representativa(s) de la zona a fracturar. A un núcleo cortado para realizar estudios de

mecánica de rocas, se le debe realizar la caracterización básica, incluyendo petrofísica básica (realizada sin presión de sobrecarga, para evitar crear esfuerzos antes de la prueba geomecánica.) y petrografía.

Se debe buscar una sección de menor y mayor cementación para realizar las pruebas geomecánicas; el análisis más común para la mecánica de roca es el propuesto por Mohr, mediante círculos Mohr – Coulomb. Para el análisis, se requiere romper cuatro muestras con propiedades muy similares, bajo condiciones de tensión de esfuerzos diferentes. De esta forma, se requieren cuatro tapones de menor cementación y cuatro de mayor cementación. Estas muestras deben ser tomadas como tapones adicionales al tramo de núcleo seleccionado.

Para realizar los círculos de Mohr, se debe informar las presiones que se requieren de sobrecarga y los esfuerzos horizontales que se deben aplicar, si la información no existe o no es conocida, se utiliza una regla normal para proporcionar los esfuerzos horizontales en relación al esfuerzo vertical (presión de sobrecarga). Algunos laboratorios tienen sensores acústicos montados dentro de la celda triaxial para medir velocidad acústica simultáneamente, esto para correlacionar los datos triaxiales (estáticos) con los módulos calculados del registro sísmico; así mismo se deben realizar pruebas de dureza de la roca, requeridas por el modelo de diseño que se está utilizando, para calcular los parámetros de la fractura.

Las fracturas deben ser tomadas en cuenta y estudiadas, si se presentan en el núcleo, para estimar su efecto sobre la eficiencia de la fractura inducida hidráulicamente. Una vez que se tiene un diseño de la fractura se pueden realizar pruebas que permitan mejorar algunas partes de la operación de campo. Las pruebas que se hacen son normalmente tres, se hacen en conjunto para manejar el transporte (conductividad), empotramiento y retorno de apuntalante. Adicionalmente se realiza una prueba al apuntalante (sustentante de la fractura para evitar que cierre después de realizar la fractura) para asegurar que tenga la fuerza suficiente para

sostener abierta la fractura a pesar de los esfuerzos sobre ésta, una vez que la creación de la fractura ha terminado y la producción del pozo ha sido restaurada.

8. ***Pruebas para estabilidad del agujero.*** Las pruebas de estabilidad del agujero asisten en la planificación del pozo horizontal y/o alto ángulo. Estas pruebas son las mismas de "mecánica de roca" analizadas por otros modelos. La definición de la diferencia entre ejes de esfuerzo, su dirección, y principalmente la densidad de lodo requerido para soportar los esfuerzos representados por σ_1 , (sigma uno, esfuerzo vertical que representa la carga de sedimentos y fluidos encima el agujero) son la clave para el éxito de un pozo de alto ángulo u horizontal.

Para el trabajo inicial se requiere la toma de un núcleo orientado en el pozo vertical. Aunque el pozo tiene la finalidad de perforarse con alto ángulo, es preferible tomar el núcleo del yacimiento en un pozo vertical, colocar el tapón tipo puente al final de la tubería de revestimiento, cortar ventana en la tubería de revestimiento en la dirección apropiada y comenzar la perforación de un sidetrack construyendo el ángulo necesario para entrar a formación con el ángulo deseado.

Después de determinar la dirección más segura para perforar el pozo de alto ángulo, se determina el peso de lodo necesario para soportar las paredes del agujero. La prueba triaxial nos permite conocer la fuerza compresiva del tapón.

Si el núcleo solo representa una porción del espesor del yacimiento, se deben utilizar correlaciones entre módulos estáticos y dinámicos para hacer una calibración del registro sísmico y utilizarlo como herramienta de correlación.

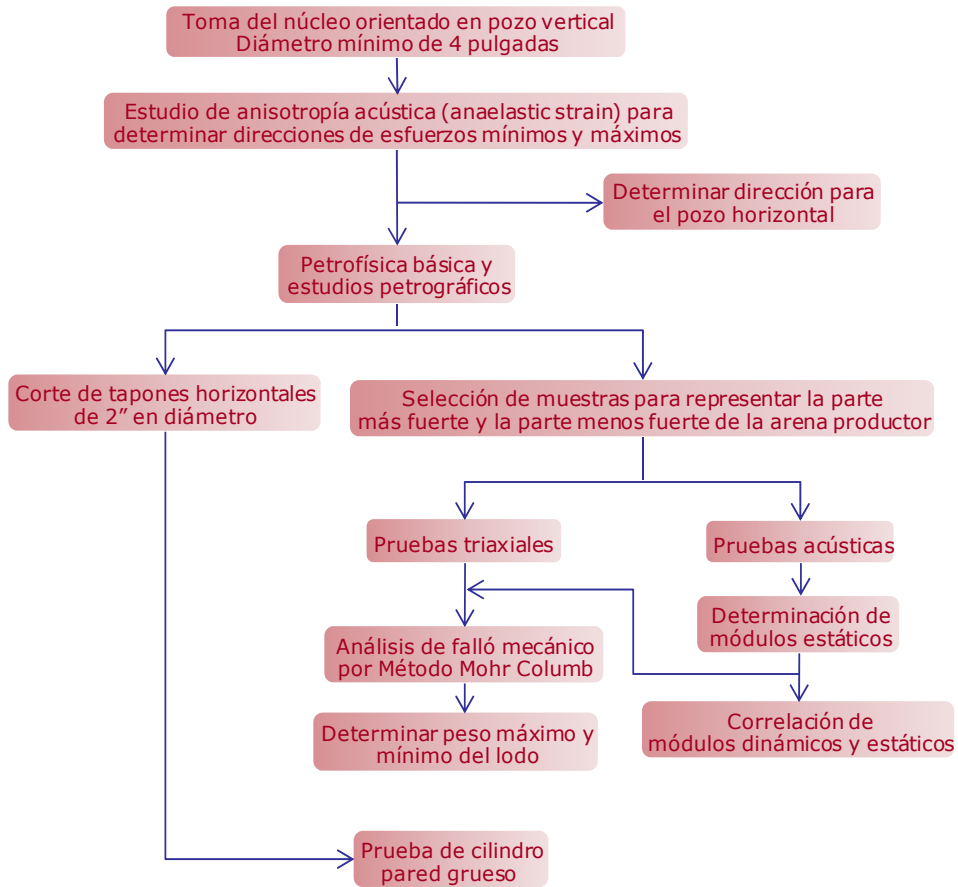


Figura II.14. Pruebas para asegurar la estabilidad del agujero perforado con alto ángulo.

II.3.3 Calidad y Manejo Correcto de la Información.

Debido a que el análisis de núcleos no es un proceso único, no se puede dar un proceso equitativo en cuanto a la calidad de los datos que se obtendrán, así mismo a la validación de los datos obtenidos.

Referencia.

³ Roca Ramisa, Luis; Sena, Arcargelo; Smith, Tad; Boerner, Smith; "Guía para la Caracterización Sísmica de Yacimientos", México 2007.

⁴ Gerencia de Información Técnica de Explotación; "Normativa para la Certificación de datos analógicos y digitales de registros geofísicos de pozos.", Septiembre 2005.

⁵ Lobato Barradas, Gerardo; "Guía para la evaluación petrofísica de yacimientos a través de registros geofísicos.", México 2007.

⁶ Intercambio de Experiencias en Administración de Datos Técnicos; "Administración de la Información de Registros Geofísicos de Pozos Petroleros".

⁷ Lobato Barradas, Gerardo; "Guía para el manejo y la preservación de núcleos".

⁸ Dennis Kevin; "Guía para la selección de pruebas y protocolos para muestras de roca".

CAPITULO III Adquisición de Datos para la Caracterización Dinámica del Yacimiento.

La adquisición de datos relevante y oportuna en pozos, yacimientos e instalaciones es una actividad esencial para diseñar en forma adecuada el desarrollo y administrar los yacimientos de hidrocarburos. La generalidad de los estudios se ha caracterizado por la limitación de datos técnicos para realizar pronósticos de producción que verdaderamente sustenten los proyectos de inversión en explotación. El primer paso es conocer nuestro yacimiento, para lo cual debemos hacer una caracterización de este, mediante pruebas, mediciones, etc., que nos permitirán adquirir toda la información que sea requerida para conocer sus propiedades. Para hacer un mejor análisis, la caracterización de yacimientos se divide en dos grupos: Dinámica y Estática.

Dinámica. Tiene como objetivo determinar y evaluar los elementos que controlan el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, a través de las mediciones de datos de producción, presión y saturaciones. Para conocer estas propiedades se requiere el apoyo de diferentes estudios como son: **Pruebas de Variación de Presión, Registros de Producción, Análisis PVT y Aforos.** La planeación de la toma de información en cada uno de estos estudios se verá a continuación más a detalle, tomando esto como una guía para obtener los mejores resultados posibles.

Estática. Se enfoca en determinar la forma y estructura del yacimiento, el tipo, distribución y propiedades de la roca, así como límites y barreras.

III.1 Pruebas de Variaciones de Presión⁹.

Una prueba de Variación de Presión consiste en la generación de un pulso hidráulico, de magnitud conocida a la formación (o medio poroso de un yacimiento), a través de un periodo de flujo, inyección de fluidos, o cierre en un pozo. La respuesta del medio poroso y los fluidos que contiene, debida al pulso, es medida en forma continua a través del registro de la presión y la temperatura en el fondo y la superficie del pozo en donde se generó dicho pulso. Existen diferentes tipos de Pruebas de Variación de Presión:

1. Prueba de incremento de presión
2. Prueba de decremento de presión.
3. Prueba de inyección.
4. Prueba de abatimiento de presión (fall – off).
5. Multiprueba selectiva de formación (drill stem test).
6. Prueba de interferencia vertical y horizontal.
7. Prueba de límite de yacimiento.
8. Prueba de gastos múltiples.
9. Prueba de inyección ascendente (step-up test).
10. Prueba de inyección descendente (step-down test).

III.1.1 Planeación de las Pruebas de Variación de Presión.

Durante la planeación de una prueba de variación de presión participan los especialistas de geociencias así como los ingenieros de yacimientos y diseño de pozos. Las Pruebas de Variación de Presión tienen diferentes objetivos como:

1. Estimar la permeabilidad y el daño del yacimiento.

2. Calcular la presión promedio del área de drene.
3. Detectar las heterogeneidades del yacimiento.
4. Estimar la distancia de una falla.
5. Estimar el volumen poroso del yacimiento.
6. Estimar las características de una fractura que interseca al pozo.
7. Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación.
8. Determinar las condiciones de entrada de agua.
9. Confirmar la presencia de un casquete de gas.
10. Estimar los parámetros de una fractura hidráulica.
11. Definir un contacto de fluidos.
12. Estimar el coeficiente de velocidad en pozos de gas.
13. Estimar los factores de pseudos-daño (penetración parcial, perforaciones, desviación, etc.).
14. Estimar el límite del yacimiento.
15. Estimar el avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección.

Dependiendo del objetivo que tenga cada una de las pruebas, debe realizarse siempre la planeación, la cual constará:

1. De una adecuada magnitud del pulso hidráulico. Éste debe ser suficiente como para ser detectado por las herramientas a utilizar. Esta magnitud es directamente proporcional al volumen de fluidos utilizado para generar el pulso que creará el disturbio en el yacimiento.

2. De adecuada duración de la prueba. Para que la respuesta esperada pueda ser detectada, se deberá programar una duración que permita alcanzar el objetivo.

III.1.2 Aplicación de las Pruebas de Variación de Presión.

La aplicación de las pruebas de variación de presión es un aspecto obligatorio para todos los pozos de acuerdo a su tipo y condiciones de la localización. Con estas pruebas se obtendrá información que ayude a determinar como mínimo los parámetros dinámicos del yacimiento, permeabilidad o capacidad de flujo de la formación y presión promedio del área de drene, la calidad de la terminación, daño mecánico al pozo, de acuerdo a lo siguiente:

1. **Pozos productores nuevos.** Las pruebas deben realizarse dentro de los tres primeros meses después de poner el pozo a producción. Necesariamente una de las pruebas debe ser de incremento de presión.
2. **Pozos reparados con intervalos nuevos.** Las pruebas deben realizarse dentro de los tres primeros meses después de poner el pozo a producción.
3. **Pozos redispuestos.** Las pruebas se realizarán a más tardar dentro de los primeros tres meses después de la intervención.
4. **Pozos en los cuales haya sido aislado un intervalo.** Se realizará la prueba a más tardar dentro de los primeros tres meses después de la intervención.
5. **Pozos estimulados matricialmente.** Será obligatorio estimar el daño del pozo, antes y después del tratamiento, mediante pruebas de variación de presión.
6. **Pozos inyectoros.** Será obligatorio determinar la curva de inyectividad, la permeabilidad de la formación y el daño al pozo, previo a su operación.

Las pruebas requeridas para tomar la información, podrán ser ejecutadas, si operativamente conviene, junto con las pruebas para determinar el potencial del pozo. La multiprueba de formación (drill stem test) será obligatoria en los pozos delimitadores. Los campos más importantes, deberán contar con una estrategia de caracterización estática y dinámica, apoyadas en pruebas de variación de presión. Estas estrategias deberán ser revisadas y evaluadas en forma anual.

Los pozos inyectores para proyectos de recuperación secundaria o mejorada, deberán contar al menos con una prueba de inyección ascendente, que permita definir las características de admisión de fluidos a la formación de interés.

III.1.3 Calidad de los Datos.

Debido a que las operaciones requeridas para realizar las pruebas de variación de presión implican altos costos, principalmente por el diferimiento de producción de hidrocarburos, quema de hidrocarburos, uso de equipos y herramientas especiales, tiempo de espera de equipos de perforación, etc., es necesario asegurar que los elementos de medición para el desarrollo de estas pruebas funcionen adecuadamente.

El ingeniero de yacimientos debe asegurarse que el ritmo de adquisición de datos de las herramientas sea el adecuado para las condiciones y etapas de la prueba que esté supervisando. Los equipos superficiales de medición de fluidos deben contar con un certificado de calibración y que durante la operación no existan oscilaciones. Es de notar que la precisión de la medición de los volúmenes de fluidos producidos o inyectados al pozo, es mucho menor que la precisión de la medición de la presión de fondo del pozo. Sin embargo, la información de la medición de gastos es utilizada con mucho menos cuidado y se le da menor atención que a los datos de presión. Además, la metodología convencional de interpretación de pruebas de variación de presión involucra el manejo de un dato promedio para cada período de flujo,

introduciendo así una fuente de error en los cálculos. Adicionalmente, se requiere que el ingeniero de yacimientos realice una supervisión estricta, a fin de evitar una mala operación.

III.1.4 Manejo Correcto de la Información.

Para su correcta interpretación y uso, toda la información generada durante la ejecución de una prueba de variación de presión deberá ser respaldada:

1. Tipo de prueba y objetivo.
2. Nombre y ficha del supervisor en campo.
3. Programa operativo, incluyendo un diseño en forma gráfica y esquemática.
4. Bitácora de la operación y bitácora del supervisor (ingeniero de yacimientos).
5. Datos recuperados por los registradores de fondo.
6. Archivo electrónico de la interpretación.
7. Datos recuperados por los sensores en cabeza del pozo.
8. Datos recuperados por los equipos de medición de flujo.
9. Informe final.

III.2 Registros de Producción¹⁰.

Los registros de producción se inician con el uso de los dispositivos de medición de temperatura para detectar entradas de fluido en el pozo. En los años 40's se adicionaron mediciones de presión y gasto a los dispositivos de temperatura, para obtener más información respecto a las condiciones del pozo. El tipo de fluido en el pozo podría ser identificado mediante la medición del gradiente de presión. Las mediciones de flujo daban información acerca de las cantidades de fluido producido o inyectado. Desarrollos posteriores vieron la introducción de instrumentos

de registro de producción en superficie que ofrecían la ventaja obvia de proveer al operador de mayor flexibilidad y control durante el registro de la información. A mediados de los 60's, se desarrollaron otros instrumentos para obtener información adicional de las condiciones del pozo, particularmente en flujo multifásico.

Seleccionado por su exactitud, su rápida respuesta y resistencia física, el registro de temperatura se eligió originalmente como un medio para localizar hidrocarburos; se usó como un medio para evaluar las características de la producción del pozo a través del análisis del comportamiento de la temperatura en el pozo. Las primeras aplicaciones del registro de temperatura incluían localización de entradas de gas, detección de fugas en la tubería y movimiento de fluidos detrás de la tubería, por estas razones permanece como el caballo de batalla de los registros de producción.

Al conocer la información que proporcionan los registros de producción se pueden reducir los costos de desarrollo de un campo y mejorar los esquemas de explotación, contribuyendo a la identificación y prevención prematura de producción de agua, conificación de gas, arenamiento, canalizaciones, etc., situaciones que resultan en la disfunción del pozo o bien, en el incremento de los costos de operación, al tener que remediar una situación que se pudo haber evitado.

Comúnmente los registros de Producción son utilizados para:

1. Detectar zonas de pérdida de circulación.
2. Evaluar las características de flujo de formaciones productoras o de inyección de fluidos.
3. Detectar anomalías del pozo, como pueden ser fugas o roturas.
4. Detectar la aportación de fluidos de cada intervalo y proporción de cada fase.

5. Obtener datos adicionales para la interpretación de pruebas de presión y análisis nodales.
6. Apoyar a la elaboración de pronósticos de producción en pozos que estén fluyendo por varios intervalos al mismo tiempo.
7. Diseñar tratamientos de control de agua.

III.2.1 Registros de Temperatura

Se utiliza para registrar de manera continua el perfil de temperatura a lo largo del pozo. La exactitud absoluta de los registros de temperatura no es alta (del orden de ± 5 °F (± 2.5 °C)), pero su resolución es buena (generalmente 0.05 °F (0.025 °C)) o mejor, aunque su exactitud puede estar comprometida por la digitalización de la señal en la superficie. Los instrumentos de temperatura pueden incluirse usualmente en la sarta con otras herramientas, como el detector radiactivo o el molinete.

Un registro de temperatura consiste en la medición de la temperatura del pozo como una función de la profundidad, y se realiza mientras el pozo está fluyendo o cerrado. Se corren de manera continua a una velocidad de 20 a 30 pie/min (6 a 9 m/min).

Para interpretar el registro de temperatura, se deben entender varios factores que afectan la temperatura en el pozo: la temperatura de las formaciones atravesadas por el pozo, la conducción de calor entre el pozo y las formaciones que lo rodean, la convección de calor debida al movimiento de fluidos y los cambios de temperatura de los fluidos.

III.2.1.1 Planeación de los Registros de Temperatura.

De acuerdo a Smith y Steffenson¹¹ la planeación para correr e interpretar registros de temperatura para pozos inyectores y productores se presentan a continuación:

1. Para corridas de rutina, estabilizar las condiciones de inyección o producción (gasto y temperatura del fluido) durante 48 horas antes, dependiendo del tipo de yacimiento y pozo.
2. En el caso de correr el registro a pozo cerrado, se recomienda mantener el pozo cerrado al menos 8 horas, haberlo calibrado antes del cierre y que el primer registro a tomar sea el de temperatura.
3. En caso de tomar el registro con el pozo cerrado, permitir poco o nada de flujo en la superficie durante la corrida. Aún unos pocos barriles de flujo pueden estropear la calidad del registro.
4. Verificar las condiciones del cabezal de control y el inyector para asegurar el balance adecuado de presión y prevenir la inyección de grandes cantidades de grasa hacia la tubería de producción. Estar seguro que el dispositivo de temperatura está respondiendo adecuadamente (está libre de grasa, etc.)
5. Registrar cuándo entra al pozo para grabar la temperatura sin disturbio, si es posible. Las velocidades de registro no deberán exceder de 20 pies/min (6m/min) con los actuales dispositivos de registro de temperatura. Después de que la medición continua ha terminado, se recomienda hacer estaciones bajando, para verificar el ritmo de respuesta. Si se fuerza a registrar hacia arriba, usar la velocidad del cable más baja posible.
6. Dejar suficiente tiempo entre corridas de registros sucesivas en pozo cerrado para que el equilibrio de temperatura sea restaurado dentro del pozo. Debe transcurrir una hora u hora y media entre corridas.

7. Cuando se utilice únicamente la herramienta para registrar temperatura, el número mínimo de corridas será de tres: una corrida a pozo cerrado y dos corridas con el pozo fluyendo.

III.2.2 Registro de Trazador Radiactivo.

Se utilizan para la evaluación cuantitativa de perfiles de inyección. Se colocan en dos categorías: (1) un trazador se inyecta en la superficie y (2) un trazador radiactivo es eyectado de la herramienta de registro en el agujero.

La obtención de los perfiles de inyección a partir del registro de trazadores radiactivos está basado en la facultad del trazador, debe ser fácilmente identificado. Esto es miscible con los fluidos del pozo, se dispersa rápidamente y viaja con los fluidos del pozo. Una solución de trazador radiactivo (isótopos radiactivos que emiten rayos gamma) se carga en la superficie dentro de una cámara de la herramienta. Una bomba eyecta el trazador en cuanto se activa con una señal desde la superficie. Una práctica recomendable para cualquier registro de trazador radiactivo, consiste en centrar la herramienta, si la terminación del pozo lo permite. Debido a lo pequeño de la tubería de producción, para permitir un movimiento más rápido de la herramienta o simplemente por facilidad de operación, las herramientas de trazador radiactivo se corren sin centrar.

Actualmente se utilizan dos métodos de registro de trazadores radiactivos. En el método de pérdida del trazador, un bache del material trazador es eyectado dentro del pozo arriba de las zonas de pérdida de fluido. Se mide la concentración de trazador como una función de la profundidad pasando un detector de rayos gamma repetidamente; este método se desarrolló para terminaciones en agujero descubierto con diámetros de agujero irregulares. El segundo

método es el de velocidad de disparo; consiste en la medición del tiempo de tránsito de un bache de trazador entre dos puntos, la medición se repite en varios puntos en el pozo.

Ambos registros están afectados por la distribución del trazador en el fluido dentro del pozo. Un registro de pérdida de trazador depende de la distribución uniforme del trazador en el fluido transportador, mientras que el registro de velocidad de disparo requiere un pulso de trazador diferente para resultados exactos.

III.2.2.1 Planeación de los Registros de Trazador Radiactivo.

1. Cuando sea posible, las herramientas de registro deberán estar centradas, así el trazador no será eyectado directamente contra la pared de la tubería de revestimiento. Esto es importante para los registros de velocidad de disparo.
2. Un registro de trazador radiactivo deberá incluir un diagrama del pozo, un esquema de la herramienta, las condiciones superficiales del pozo y una tabulación de la carta de velocidades usada (es decir cuántos segundos por división en el manejo del tiempo). El registro deberá proveer toda la información necesaria para un análisis completo e independiente.
3. Resultados anómalos, tales como un gasto decreciente, y luego incrementándose más abajo, deberá ser presentado sin suavizar en el registro interpretado. Tales resultados están mostrando un efecto físico real o dando indicadores de la calidad del registro.
4. Las canalizaciones se indican a veces por las grandes diferencias entre el perfil determinado con el registro de pérdida de trazador y el determinado por el registro de la velocidad de disparo. Cuando el registro de pérdida de trazador muestra un gasto mucho más alto a ciertas profundidades que el de disparo de velocidad, el flujo fuera de la tubería de revestimiento puede explicar esa discrepancia. Sin

embargo, la interpretación deberá ser aplicada con cautela debido a la inexactitud del registro de pérdida de trazador.

5. El registro de dos pulsos podría ser preferible a un registro de pérdida de trazador, especialmente en pozos con áreas de sección transversal variable.

III.2.3 Registro de Molinete Hidráulico.

Es una hélice colocada en el pozo para medir la velocidad del fluido en la misma manera que un medidor de turbina mide el gasto en una tubería. La velocidad rotacional de la hélice se considera linealmente proporcional a la velocidad del fluido. Un dispositivo electrónico se incorpora dentro de la herramienta para monitorear la velocidad rotacional y la dirección.

Se tienen dos diseños de molinete hidráulico el tipo helicoidal y el tipo álabe. El más común es el helicoidal, el cual es más largo que ancho.

III.2.3.1 Molinete Hidráulico Convencional.

Al correr un registro de medidor de flujo de hélice deberá dar un perfil de flujo confiable para el caso de flujo de una sola fase y un pozo de diámetro constante; sin embargo, es susceptible a problemas mecánicos y la calidad del registro depende fuertemente del procedimiento y del cuidado al tomar el registro.

Se debe ser muy cuidadoso al correr un registro de molinete hidráulico para asegurar la calidad de los datos. La herramienta debe verificarse antes de tomar el registro, las condiciones del pozo deben ser adecuadas para utilizar un molinete hidráulico y el registro debe tomarse correctamente. Se debe verificar en superficie que el molinete gire libremente, ya que la fricción del molinete genera no linealidades a la respuesta.

El Molinete Helicoidal típico está suspendido entre cojinetes, uno de los cuales es ajustable. Los cojinetes deberán estar ajustados de modo que las aspas del molinete giren con la mínima fricción posible sin que el aspa del molinete tambalee, los cojinetes deberán inspeccionarse antes de tomar el registro para asegurarse que están limpios e íntegros. Estas verificaciones de la operación de la herramienta deberán hacerse en el taller, pero deberán repetirse en el sitio del pozo antes de correr el registro. Debe mantenerse un gasto aproximadamente constante tanto como sea posible mientras se corre el registro de molinete; también debe ser lo suficientemente alto, para que el flujo sea turbulento en todo el pozo. A gastos muy bajos, la respuesta del molinete no es lineal y su interpretación no es fácil. La corrida e interpretación apropiada del registro de molinete proveerá un perfil de flujo confiable para un pozo con flujo de una sola fase.

III.2.3.2 Molinete de Nueva Generación.

Esta herramienta consta de varios molinetes (figura III.1) y puede ser utilizada en pozos horizontales y altamente desviados. Sobre uno de los lados de la herramienta retráctil, se encuentran varios pequeños molinetes diseñados para medir el perfil de velocidad del fluido. La herramienta se corre en posición excéntrica a la tubería, recostada en la parte inferior del pozo, con el brazo extendido en forma vertical sobre la línea del diámetro hasta alcanzar la parte superior. El molinete tradicional leerá la fase en la que se encuentre mayormente sumergido, afectando su lectura por la influencia de las otras dos fases, mientras que los pequeños molinetes colocados en toda la sección transversal de la tubería, llenan con gran exactitud los perfiles de velocidad de los fluidos segregados.

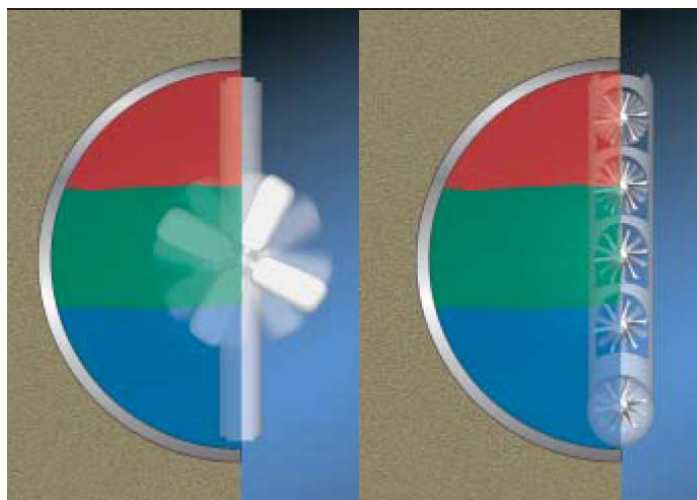


Figura III.1 Comparación del área de lectura de los molinetes tradicional y de nueva generación¹.

III.2.3.3 Planeación de los Registros de Molinete Hidráulico.

En la planeación de la corrida del Molinete se debe cumplir con los siguientes aspectos:

1. Las condiciones del pozo deben ser adecuadas para el molinete. Como mínimo, los fluidos del pozo deberán estar limpios (sin entrada de sólidos), y el gasto debe ser tan estable como sea posible.
2. Los efectos del flujo multifásico a menudo inutilizan al molinete. A menos que la corriente de flujo multifásico sea grande, se necesitan otros dispositivos para medir la velocidad.
3. Un molinete hidráulico debe verificarse minuciosamente en la superficie antes de correrlo en el pozo. El impulsor deberá rotar libremente y toda la electrónica debe operar como se espera.
4. El molinete siempre se correrá centralizado.

¹ Diagrama cortesía de la compañía Schlumberger.

5. Deben realizarse múltiples pasadas a diferentes velocidades de cable y en ambas direcciones, hacia arriba y abajo a través de las zonas de interés.
6. Se deberán hacer lecturas estacionarias a diferentes localizaciones dentro del pozo.
7. Es necesario un registro de calibración si la sección transversal del pozo no es constante.
8. La repetición de corridas debe hacerse siempre para asegurar la estabilidad del pozo y el comportamiento de la herramienta.

III.2.4 Gradiomanómetro

Es un dispositivo (figura III.2) utilizado para medir la densidad promedio de los fluidos contenidos en una longitud fija dentro de un pozo, ubicada entre dos membranas sensibles a la presión, sin considerar la distribución de los fluidos del pozo. La medición es registrada en función de la profundidad y se conoce como gravedad específica. La curva registrada representa el perfil de la gravedad específica de los fluidos dentro del pozo, para las condiciones bajo las cuales se realizó la medición. Las lecturas deben ser corregidas para considerar los efectos de la desviación del pozo, componentes de fricción y cinéticos.

Su uso está enfocado a determinar en forma cualitativa el tipo de fluido a determinada profundidad; esto es útil para detectar por ejemplo la presencia de agua saliendo por la parte inferior de un intervalo productor o gas por la parte superior.

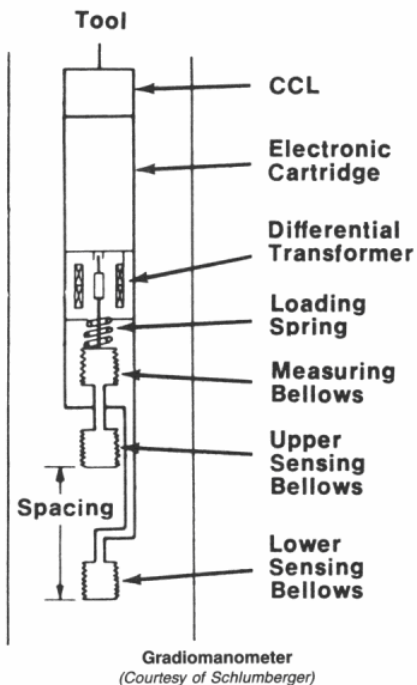


Figura III.2 Esquema de un gradiomanómetro².

III.2.4.1 Planeación del uso del Gradiomanómetro.

Para planear el uso del gradiomanómetro se debe considerar que éste detectará flujo en la formación, pero no podrá discriminar qué tipo de fluido está saliendo. Puede detectar cambios en la densidad de la mezcla y dependiendo de las lecturas, se determina qué tipo de fluido se está produciendo; no considera la distribución de los fluidos para realizar la medición, su aplicación en pozos con flujo multifásico debe tomarse con cierta reserva, especialmente si tiene cantidades apreciables de gas.

Su aplicación en pozos desviados tiene ciertas limitaciones. Si el pozo presenta flujo en una sola fase, únicamente se aplica la corrección por desviación para obtener el valor verdadero. Sin embargo, la presencia de una segunda o tercera fase (agua o gas) en un pozo con cierto ángulo de inclinación, podría ocasionar algún tipo de flujo segregado. En tal caso, sería posible

² Cortesía de la Compañía Schlumberger

que la herramienta estuviera leyendo el gradiente de la fase más pesada, mientras que la fase más ligera pasaría por arriba sin que la herramienta lo notara. No se debe utilizar en pozos horizontales.

III.2.4.2 Herramienta Nueva Generación.

Estas herramientas tienen la capacidad de discriminar las tres fases: aceite, gas libre y agua. Una de estas herramientas basa su funcionamiento en la transmisión de un impulso eléctrico, a partir de un emisor, y la intensidad y variación en el voltaje de la recepción del impulso en una serie de receptores. Debido a que la facilidad en la transmisión se hace a través del agua, este registro puede monitorear dicha fase con mucha precisión.

Esta herramienta presenta varias ventajas sobre el gradiomanómetro tradicional, ya que puede ser utilizada tanto en pozos verticales como horizontales y funciona en forma adecuada aún con la presencia de las tres fases. Otra de las herramientas de nueva generación utiliza las propiedades ópticas de los fluidos (índice de refracción) para diferenciar el gas de los líquidos dentro del pozo.

III.2.5 Registros de Ruidos.

Un registro de ruido es la grabación pasiva (la herramienta no genera ningún tipo de emisión) de un sonido audible detectado por un hidrófono en el pozo. Debido a que el sonido se genera por la turbulencia del fluido, las amplitudes altas indican locaciones en donde los patrones de flujo desarrollan turbulencia adicional. El movimiento del fluido a través de canales restringidos, goteo de fluido desde las perforaciones, y el fluido pasando la sonda del registro son fenómenos que pueden producir ruidos en el pozo y que podrían ser detectados con un registro de ruidos.

El registro de ruidos ha sido usado principalmente como un indicador cualitativo de canalizaciones detrás de la TR, a menudo en conjunto con el registro de temperatura. La herramienta de registro de ruidos es un micrófono muy sensible con un amplificador de fondo. Típicamente se usa un cristal piezoeléctrico detector de sonido. La señal de corriente alterna generada por el detector se transmite mediante un conductor hacia el panel de superficie en donde la señal se amplifica. La amplitud del espectro de ruido se acondiciona por cuatro filtros que transmiten las amplitudes del ruido de 200, 600, 1,000 y 2,000 ciclos/seg. (200, 600, 1,000 y 2,000 Hz). El panel de superficie está equipado con bocinas o audífonos tal que el operador de registros pueda escuchar los ruidos que se presenten en el pozo e identificar regiones de interés más rápidamente.

III.2.5.1 Planeación el Registro de Ruidos.

Un registro de ruidos consiste de una serie de mediciones puntuales (estaciones), hechas en las zonas de interés del pozo. La práctica normal es hacer mediciones a intervalos de 50 pies (15 metros). Posteriormente, se pueden localizar regiones con alto ruido; entonces se toman mediciones cada 2 ó 3 pies (0.6 a 0.9 metros) en dichas regiones para localizar las fuentes de ruido con mayor precisión

Un registro de ruidos se corre sin centradores de modo que la herramienta descansará contra la pared de la tubería de revestimiento, permitiendo un mejor acoplamiento con los sonidos generados afuera de la tubería de revestimiento. Las mediciones se deben hacer con la herramienta estacionada para prevenir la medición del ruido hecho por los movimientos de la herramienta y el cable. Después de que la profundidad de medición deseada se alcanza, el operador deberá esperar cierto tiempo (40 a 60 segundos) antes de grabar para evitar los ruidos debidos al movimiento de la herramienta. Al escuchar la salida de la herramienta en las bocinas o en los audífonos, el operador puede determinar en qué momento los ruidos extraños se han disipado.

III.2.6 Aplicación de los Registros de Producción.

Los aspectos a considerar para tomar la decisión de correr un registro de producción son los siguientes:

1. Determinar correctamente el perfil de aportación de fluidos a lo largo de los intervalos productores. Todos los pozos nuevos, terminados con tubería de revestimiento de explotación, deben contar con el registro de producción, que deberá incluir al menos el registro de temperatura, presión, gradiomanómetro y molinete. Si durante la terminación, se corre un registro de producción y posteriormente se realiza algún tratamiento de estimulación o fracturamiento, el registro deberá correrse nuevamente.
2. La toma del registro de producción en agujero descubierto estará a criterio del ingeniero de yacimiento.
3. La toma del registro de producción será necesaria cuando se detecten variaciones en las condiciones de explotación, como:
 - a. Cuando se sospeche que existe una fuga o movimiento de fluidos en el espacio anular por la mala cementación, se debe correr un registro de temperatura para evaluar la condición del pozo.
 - b. Para determinar la existencia de fuga en un tapón en el fondo del pozo, se debe correr por lo menos el registro de temperatura con el molinete.
 - c. En pozos fluyentes con buenas producciones de hidrocarburos e incremento notable en la producción de agua se debe tomar un registro de producción fluyendo por tres o cuatro estranguladores. Esto permitirá evaluar la condición de operación del pozo en donde el aporte de agua se mitigue, sin reducir excesivamente la producción de hidrocarburos.
4. Se recomienda diseñar pruebas de variación de presión con registro de producción, en lugar de utilizar únicamente el registrador de presión-temperatura. La ventaja

consiste en que el gasto medido por el registro de producción está a condiciones de fondo, lo cual impacta directamente en la evaluación de la prueba.

III.2.7 Calidad de los Datos.

1. Se deberá elaborar un programa operativo. De acuerdo con el objetivo de la prueba, cada área deberá establecer el alcance de su participación durante la operación.
2. El programa operativo debe especificar si el registro será fluyendo el pozo por un solo estrangulador o con una serie de flujos.
3. Durante la calibración del pozo, previo a la operación de registro, en caso de tener resistencia, se debe abortar la operación de toma del registro. La barra calibradora deberá ser del mismo diámetro que el correspondiente al registro.
4. Se debe verificar que el intervalo que se va a registrar esté libre hasta por lo menos diez metros por debajo de la base de éste.
5. De igual forma, en el caso de que durante el registro se presente resistencia, la operación debe suspenderse.
6. Antes de iniciar la operación se debe probar que el equipo de control de presión no tenga fugas.
7. Las herramientas que necesiten calibración, se deben calibrar en superficie.
8. Cuando la toma del registro se haga en tiempo real, se debe estar atento a cualquier falla en la lectura de las herramientas. En el caso de que se detecte alguna anomalía (temperatura negativa, molinete sin movimiento, ausencia de la señal, etc.) la operación debe suspenderse. A juicio del supervisor de la prueba, se realizará el cambio de la herramienta y una nueva calibración general para reanudar la operación.

9. Se debe realizar al menos una calibración del molinete dentro del pozo, colocándolo por debajo de la base del intervalo más profundo, donde en teoría no debe haber movimiento de fluidos.
10. Se debe seleccionar el molinete óptimo de acuerdo al gasto esperado, diámetro de la tubería y tipo de fluido.
11. El molinete y los centralizadores de la herramienta, deben ser los indicados para el diámetro interno de la tubería o el diámetro del agujero.
12. Se debe tener especial cuidado cuando se registre en pozos con asfaltenos, ya que es muy posible que se tengan problemas con el molinete.
13. Es muy recomendable realizar estaciones de 5 minutos por debajo y encima de cada intervalo.
14. La primera bajada debe ser con el pozo cerrado. Cuando las herramientas estén cerca del intervalo de interés, se debe disminuir la velocidad a menos de 10 m/min., para empezar a registrar. Esto sirve para detectar alguna anomalía no vista, verificar la medición de las herramientas y tomar el primer registro de temperatura, ya que el es el único registro que se toma bajando, a una velocidad baja y antes de cualquier movimiento de los fluidos del pozo.
15. Se deben hacer de tres a cuatro pasadas subiendo y de tres a cuatro pasadas bajando con todas la herramientas. Estas pasadas son para cada estrangulador seleccionado; de preferencia se deben medir los gastos en superficie al mismo tiempo que se está corriendo el registro.
16. Se debe verificar durante toda la operación el movimiento del molinete; debe girar siempre que se mueva el cable.
17. Se verificará que el Gradiomanómetro lea la densidad correcta en zonas donde se conoce el tipo de fluido.

18. En caso de que por lo menos tres de las pasadas no sean representativas se debe repetir una de ellas, ya que se necesitan por lo menos tres pasadas subiendo y tres pasadas bajando de buena calidad para hacer un análisis confiable de la información.
19. En pozos horizontales o con desviaciones severas, con más de una fase fluyendo, se deben considerar utilizar herramientas de nueva generación, ya que el Molinete y el Gradiomanómetro convencionales no dan buenos resultados bajo estas condiciones de operación.
20. Si el pozo fue fracturado hidráulicamente se debe asegurar que el pozo esté bien limpio y no se tenga producción de arena, antes de tomar el registro de producción.
21. Si el pozo es productor de arena se debe valorar si el molinete podrá operar en forma adecuada. Si la producción de arena es alta se recomienda no utilizarlo.
22. Como todas las herramientas de registros en pozos, hay ciertos factores que afectan su desempeño y que requieren efectuar correcciones en su medición.
23. El molinete es afectado por la viscosidad, la densidad y por la fricción de los fluidos.
24. Todos los fluidos en el pozo son viscosos en algún grado y este efecto desplaza la lectura del molinete lejos de la curva de respuesta ideal.

III.2.8 Manejo Correcto de la Información generada.

Toda la información generada durante la corrida de un registro de producción, debe ser respaldada:

1. Nombre del pozo.
2. Fecha de la operación.
3. Nombre del supervisor de la prueba.
4. Nombre de la compañía que proporcionó el servicio.

5. Comentarios sobre aspectos relevantes de la prueba.
6. Herramientas utilizadas (diagrama de la herramienta).
7. Programa operativo original.
8. Bitácora de la operación.
9. Archivo con los datos originales de todas las corridas.
10. Informe final de la interpretación.

III.3 Análisis PVT^{12, 13, 14}.

El conocimiento preciso de las características del hidrocarburo del yacimiento es indispensable para desarrollar las estrategias adecuadas para la administración del yacimiento.

Las pruebas PVT (presión, volumen y temperatura) permiten obtener información del comportamiento volumétrico de una muestra representativa de los fluidos hidrocarburos presentes en un yacimiento petrolero.

El análisis PVT se utiliza para apoyar a diferentes actividades de la explotación de campos como son:

1. El cálculo del volumen original de hidrocarburos.
2. El cálculo de las reservas remanentes.
3. La administración del yacimiento.
4. El diseño de trenes de separación en la superficie.
5. La implementación de métodos de recuperación mejorada.
6. La aplicación y diseño de simuladores numéricos de yacimientos.

Al realizar un análisis PVT debe seguir un proceso que consta de:

1. Obtención de **muestras** de fluidos del yacimiento.
2. **Análisis** de las muestras en el laboratorio.
3. **Verificación** de los datos obtenidos.

III.3.1 Muestreo.

La recuperación de las muestras de los fluidos hidrocarburos debe seguir ciertas prácticas, para asegurar que las características de los fluidos recuperados sean iguales a las de los fluidos en el yacimiento y así, certificar la representatividad de las propiedades determinadas en las pruebas de laboratorio.

Existen múltiples factores que afectan la toma de decisión respecto al método de muestreo y la preparación del pozo para esto, como son: la composición de los fluidos, la petrofísica del medio que los contiene, las características físicas del yacimiento y el método de explotación. La toma de muestras en un yacimiento debe ser frecuente. Se ha demostrado que las características de los fluidos en un campo son dinámicas, por lo que pueden tener variaciones a lo largo de la vida productiva del campo.

Los métodos para muestrear los fluidos del yacimiento se dividen en dos categorías generales:

1. Muestreo de fondo.
2. Muestreo superficial.

El acondicionamiento del pozo antes del muestreo es siempre necesario y cobra relevancia cuando el fluido del yacimiento está cercano a su presión de saturación. La prueba presión-producción inicial del pozo o las operaciones normales de producción dan lugar a menudo a que

el fluido localizado en las vecindades de la zona productora del pozo tenga una composición diferente al fluido original del yacimiento. El objetivo del acondicionamiento del pozo es disminuir esa alteración del fluido.

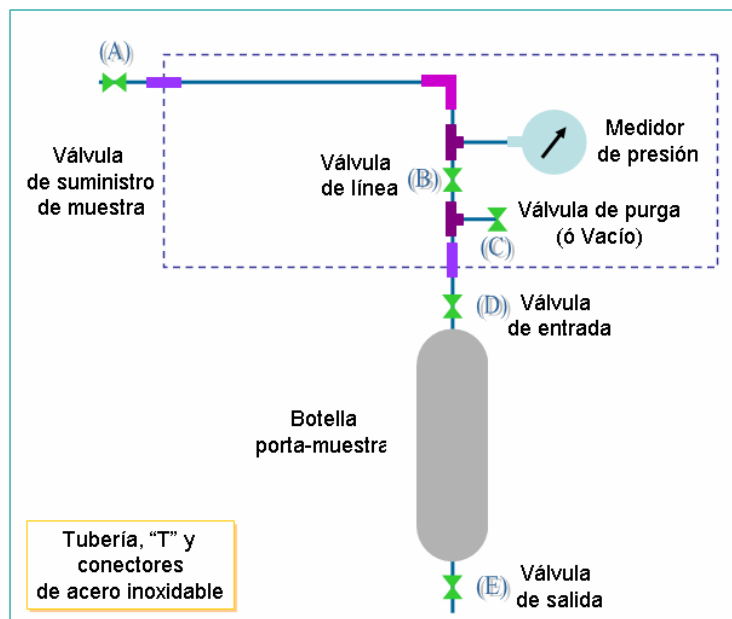


Figura III.3 Aparejo de Muestreo.

III.3.1.1 Planeación.

Para la planeación del muestreo se deben tomar en cuenta los siguientes criterios:

1. *Tiempos recomendados para el muestreo.*

El momento propicio para la toma de las muestras se presenta cuando la presión en el fondo del pozo es mayor a la presión de saturación del fluido; bajo tales condiciones el fluido será representativo del fluido original del yacimiento. Cuando la presión en la región cercana al pozo cae por debajo de la presión de saturación del fluido original del yacimiento, el fluido se separa en dos fases (gas y aceite) que tienen composiciones diferentes. Esto da lugar a la presencia de gastos diferentes de gas y de líquido, que forman la composición del fluido en

el pozo y que resulta ser diferente a la composición del fluido original del yacimiento, por lo menos, durante el período inmediato a la estabilización del flujo.

En las operaciones de muestreo es muy frecuente encontrar, la presión al nivel de los disparos en el pozo por debajo de la presión de saturación del fluido; situación que difiere cuando el pozo se cierra y la presión aumenta, lo que da lugar a que la presión en el fondo del pozo sea superior a la presión de saturación de los fluidos. Bajo tales circunstancias, es posible obtener muestras representativas del fluido original del yacimiento. Si en el muestreo, la presión estática del yacimiento está por debajo de la presión de saturación del fluido original del yacimiento, no se podrán obtener muestras representativas del fluido original, lo cual deberá alentarse que el muestreo se realice en la vida temprana del yacimiento, aunque se desconozca la presión real de saturación del fluido y no sea cuantificada hasta que las muestras se hayan tomado y estudiado en el laboratorio.

Para un yacimiento recién descubierto la prueba inicial del pozo causa a menudo, la reducción en la presión cercana al pozo, por debajo de la presión de saturación del fluido, por lo que es aconsejable realizar el muestreo del fluido antes de tal prueba. Típicamente, un pozo descubridor está sujeto a las más severas caídas de presión y al agotamiento durante la prueba de producción; por lo tanto, el segundo pozo perforado en el campo puede ser mucho más conveniente para la recuperación de muestras representativas del fluido.

2. Tipos de fluidos.

Los yacimientos se describen, generalmente, en términos del tipo de fluido que abarca la principal acumulación de hidrocarburos. Esta clasificación de fluidos del yacimiento incluyen: yacimientos de aceite negro; aceite volátil; fluido cercano al punto crítico, que puede ser un aceite altamente volátil o un gas muy rico en condensado; gas-condensado; gas húmedo; y gas seco.

Las estrategias con respecto al acondicionamiento óptimo del pozo y del muestreo, se ven afectadas por el comportamiento del fluido a las condiciones de yacimiento y superficiales. Por esta razón es esencial, en el proceso de planeación, conocer el comportamiento cualitativo de los diversos tipos fluido.

Si la presión en el yacimiento ha caído por debajo de la presión de saturación del aceite no es posible obtener una muestra con las características del fluido original del yacimiento que pueda reproducirse exactamente en el laboratorio. En tal caso, si se justifica correctamente, las características originales del fluido pueden estimarse, a veces para los aceites negros, extrapolando las características de la muestra a la presión original del yacimiento, para los condensados y aceites volátiles no es posible realizar este procedimiento.

En yacimientos de gas seco o de gas húmedo se mantiene una composición uniforme a través del agotamiento del yacimiento, ya que el fluido está siempre en una sola fase. Así, puede obtenerse una muestra del fluido original en cualquier momento durante la vida del yacimiento.

3. *Consideraciones especiales.*

Se debe considerar que el pozo en donde se va a recuperar la muestra tenga las siguientes características:

- a. Sin producción de agua.
- b. Relación del gas-aceite y densidad del aceite similar a los pozos vecinos.
- c. Índice de productividad que permita mantener la presión en la cara de la formación por arriba de la presión de saturación.
- d. Gasto volumétrico constante.

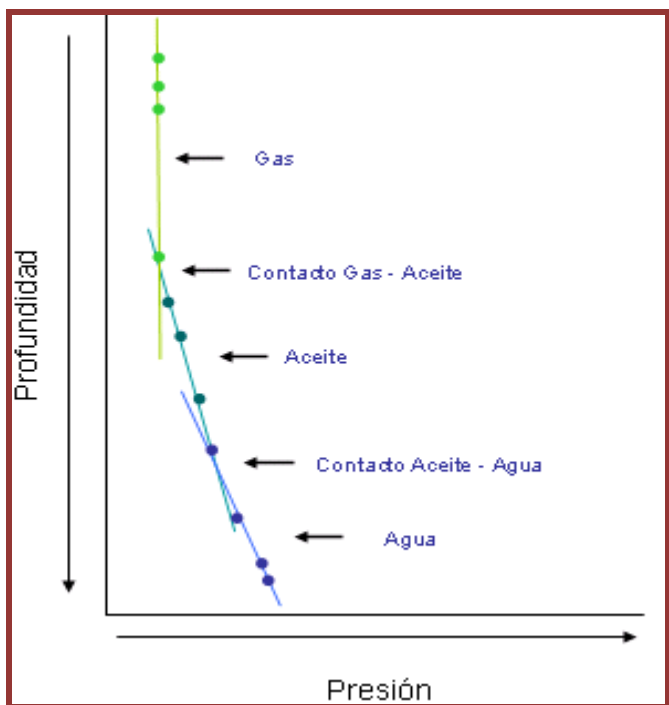


Figura III.4 Presión vs Profundidad, refiriendo las zonas de contacto.

Debe buscarse el muestreo en pozos en los cuales penetre el contacto agua-aceite. Se debe considerar el pozo que tenga la mayor columna de aceite y que esté disparado lejos del contacto agua-aceite y el contacto gas-aceite. Es preferible no muestrear un pozo cercano al contacto gas-aceite. Si la zona del casquete de gas no se puede evitar, se deberá seleccionar el pozo que tenga la mayor columna de aceite y cuyos disparos se encuentren dentro de la zona del aceite del yacimiento (figura III.4). En la mayoría de los casos, el muestreo de gas o de aceite debe hacerse lo más alejado de una zona de transición ya sea gas-aceite, agua-aceite o gas-agua.

También deben considerarse las características del yacimiento, del pozo y de los equipos superficiales:

- a. Grado de agotamiento del yacimiento (perfil de producción del pozo, producción acumulada, etc.).
- b. Condiciones mecánicas e integridad del pozo (estados mecánicos del pozo, reportes de perforación, etc.).

- c. Localizaciones de los contactos agua-aceite, gas-aceite, gas-agua (registros tomados en el pozo).
- d. Tipo de equipo disponible para la medición de la relación gas-aceite (separadores portátiles, etc.).
- e. Volumen de muestra requerido para las pruebas.
- f. Selección del punto de muestreo (de preferencia al nivel medio de disparos).
- g. Evaluación y selección del método de muestreo (fondo o superficie).

III.3.1.2 Aplicación.

1. **Muestreo de Fondo de Pozos.** Se realiza en pozos que producen fluidos de yacimientos en etapa de bajo saturación (una sola fase). El proceso de muestreo debe considerar la selección del:

- a. Tipo de herramienta de muestreo de fondo a utilizar (los muestreros de fondo o los probadores de formación).
- b. El punto apropiado del muestreo en el pozo.

Los muestreros de fondo se utilizan en pozos tanto de agujero descubierto como de agujero entubado. La muestra del fluido es atrapada en una sección a presión en el muestrero.

Los probadores de formación están integrados por un montaje y una punta de prueba-sello que se extienden contra la pared del pozo o tubería. La línea de la herramienta conduce a uno o varios compartimientos que se pueden abrir y cerrar selectivamente por control desde la superficie. Un manómetro permite la medida exacta de la presión en la línea de flujo. Mientras que los muestreros del fondo recogen una fracción de fluido que está dentro.

2. **Muestreo en Superficie.** Es realizado en pozos que producen fluidos de yacimientos en etapa de saturación y fluyen simultáneamente dos fases (gas y aceite), por lo que no es posible muestrear los fluidos en una sola fase en el fondo del pozo.

El método de muestreo superficial consiste en coleccionar muestras de aceite y de gas, registrando con los gastos exactos de cada uno. El fluido del yacimiento es llevado a condiciones iniciales en el laboratorio recombinando las muestras de aceite y de gas en la proporción apropiada, de acuerdo a la relación gas-aceite determinada. A través de este método se pueden recolectar grandes volúmenes de fluidos. Existen dos tipos de muestreo superficial: muestreo en el separador y muestreo en la cabeza del pozo.

El muestreo en la cabeza del pozo no es muy común debido a que no se conoce si el fluido se encuentra en una sola fase en la cabeza del pozo, aunque es potencialmente valioso, si se sabe que el fluido se encuentra en una sola fase a las condiciones de temperatura y presión en la cabeza del pozo. Esto aplica para aceites bajosaturados y gases.

III.3.2 Análisis de las Muestras en el Laboratorio (Análisis PVT).

La información recibida de las muestras obtenidas en campo, se analiza y se valida en el laboratorio, en una etapa previa a cualquier prueba. Para el análisis PVT composicional se requiere de muestras representativas de los fluidos del yacimiento. El uso de datos obtenidos a partir de muestras no representativas, no obstante que los métodos de prueba del laboratorio sean exactos, no serviría para los propósitos establecidos.

III.3.2.1 Planeación.

Las muestras llegan acompañadas de documentos, que proporcionan información respecto al pozo, las características del muestreo y de las botellas porta-muestra. Se comparan los registros con las condiciones a las que llegan las muestras, para determinar la forma en que serán tratadas en el laboratorio. Estos datos son de suma importancia para decidir si las muestras son representativas.

Se debe asegurar que las muestras no sufrieron cambios significativos de presión en el traslado al laboratorio. Para la identificación preliminar de la muestra se determinan y registran los siguientes parámetros:

- a. La presión de apertura de las botellas porta-muestras.
- b. La presión de saturación a temperatura ambiente de cada una de las muestras.
- c. La cantidad total del fluido disponible para el análisis.

La información recabada es útil para descartar la existencia de fugas en el traslado de la muestra. Proporciona criterios para evaluar el tipo de fluido que se va analizar y las condiciones a las que se realizarán las pruebas en el laboratorio. Con esta identificación preliminar se verifica la calidad de las muestras.

Para validar la información recibida, los datos obtenidos en el laboratorio son comparados con la información recibida del campo. Esto tiene la finalidad de dar validez a la forma en que se colectó la muestra, su calidad y representatividad. En esta etapa se decidirá si la muestra es idónea para los análisis requeridos. Con toda la información recabada se evalúan los siguientes tópicos que determinarán la continuación de las pruebas PVT:

1. **La validez del acondicionamiento del pozo.**

Para el caso del muestreo en superficie, el acondicionamiento del pozo es requerido para obtener un fluido representativo del yacimiento. Esto se puede verificar haciendo producir el pozo por diferentes estranguladores. Se debe graficar el diámetro del estrangulador contra la producción de aceite y la relación gas-aceite.

Si se observa una reducción del gasto de aceite, mientras que la relación gas-aceite permanece casi constante (figura III.5), a diferentes diámetros de estranguladores, se dice que el pozo está acondicionado. En caso contrario, el pozo no se ha acondicionado adecuadamente.

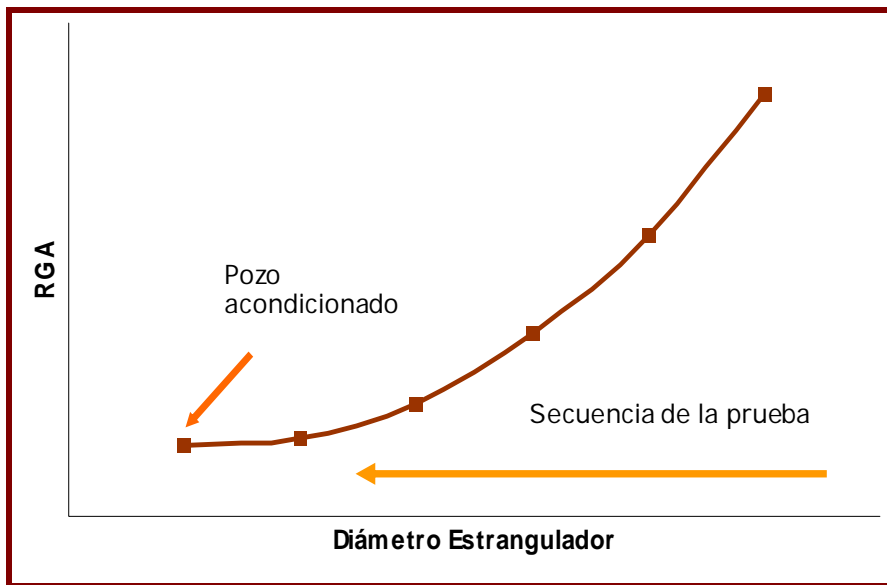


Figura III.5 Comparación de la relación gas aceite respecto al diámetro del estrangulador.

2. **La representatividad de las muestras.**

Se dice que una muestra es representativa cuando los fluidos que la integran se encuentran en una sola fase, y corresponden a los que el yacimiento contiene a las mismas condiciones. En el caso del muestreo de fondo, la validez de la muestra, para ser considerada como representativa, se confirma a través del análisis del registro estático y del gradiente de presiones.

3. *La cantidad de muestra suficiente.*

El volumen requerido para realizar las pruebas depende del equipo en que se realicen y del tipo de fluido a analizar.

III.3.2.2 Aplicación.

La composición de cada fluido varía, así como su relación gas-aceite, o bien la calidad del gas que contiene. La diferencia entre los estudios PVT radica en los parámetros volumétricos que en cada prueba se determinan y la metodología aplicada para su realización. Los estudios PVT se clasifican de la siguiente forma:

1. **Análisis PVT Composicional de Aceite Negro.** Los aceites negros también llamados aceites de bajo encogimiento, debido a que su comportamiento volumétrico no sufre cambios significativos al efectuar variaciones en las condiciones de presión y temperatura. Esto se debe a la poca concentración de componentes intermedios en la mezcla. Está integrado por las siguientes pruebas:
 - a. Composición del Fluido Original.
 - b. Separación a Masa Constante.
 - c. Separación Diferencial a volumen constante.
 - d. Separación en Etapas o Tren de Separación.
 - e. Determinación de la viscosidad del aceite residual a diferentes temperaturas.

2. **Análisis PVT Composicional de Aceite Volátil.** Los aceites volátiles son también llamados de alto encogimiento, esto porque su comportamiento volumétrico sufre cambios significativos al efectuarse variaciones de presión y temperatura, debido a la gran concentración de componentes ligeros e intermedios en la mezcla. El Análisis

PVT Composicional de Aceite Volátil está integrado por las mismas pruebas que el de aceite negro: La diferencia radica en que para los aceites volátiles sólo es recomendable efectuar, como prueba de separación, la Separación Diferencial a Volumen Constante.

3. **Análisis PVT Composicional de Gas y Condensado.** Se efectúa sobre una muestra que en el laboratorio es llevada a condiciones iniciales. Las muestras de gas y líquido son recolectadas en el separador del campo, y recombinadas tomando como base la relación gas-aceite medida durante el muestreo. Está integrado por las siguientes pruebas:

- a. Análisis Composicional de la Muestra de Gas.
- b. Análisis Composicional de la Muestra de Líquido.
- c. Recombinado de Fluidos.
- d. Determinación de la Envolvente de Fases.
- e. Separación a Masa Constante.
- f. Separación Diferencial a Volumen Constante.

4. **Análisis PVT Composicional de Gas Húmedo.** Este análisis es muy similar al realizado para el fluido de Gas y Condensado. La diferencia entre ellos, es la ausencia de condensado al finalizar la prueba. Las muestras de gas son recolectadas en el separador del campo. El Análisis PVT Composicional de Gas Húmedo está integrado por las siguientes pruebas:

- a. Análisis Composicional de la Muestra de Gas.
- b. Determinación de la Envolvente de Fases.
- c. Separación a Masa Constante.
- d. Separación Diferencial a Volumen Constante.

5. **Análisis PVT Composicional de Gas Seco.** El Análisis PVT Composicional de Gas Seco es muy similar al realizado para el fluido de Gas Húmedo. La diferencia entre ellos, es la ausencia de condensado en toda la prueba. Las muestras de gas son recolectadas en el separador del campo. Está integrado por las pruebas de:

- a. Análisis Composicional de la Muestra de Gas.
- b. Separación a Masa Constante. Los cambios de presión en la prueba se realizan desde la presión de traspaso hasta la presión atmosférica a la temperatura (T_y).

6. **Análisis PVT Composicional de Aceite Negro Pesado (Crudo Extrapesado).**

Los aceites negros pesados o crudos extrapesados, también son llamados aceites de muy bajo encogimiento. La característica de este tipo de crudos es que su comportamiento volumétrico no sufre cambios significativos al efectuarse variaciones en sus condiciones de presión y temperatura. Esto se debe a la poca concentración de componentes intermedios en la mezcla. El análisis PVT Composicional del Aceite Negro Pesado se puede realizar como lo descrito para los de aceite negro. Las pruebas que integran el análisis PVT Composicional de Aceite Negro Pesado tienen ciertas características especiales como son:

- a. Prolongado tiempo de estabilización de las fases.
- b. Bajas presiones de saturación.
- c. Poco contenido de gas en solución.
- d. Viscosidades muy elevadas.
- e. Densidades cercanas a 1.0 g/cm³.
- f. Mayor tiempo requerido para el análisis composicional.

III.3.3 Verificación.

Para la validación de la información de los resultados de un análisis de laboratorio PVT, es necesario iniciar con la revisión general de la muestra y del análisis realizado en el laboratorio, determinando así su calidad.

Una vez determinada la calidad de los parámetros volumétricos reportados, es posible obtener una representación o modelo matemático de los fluidos hidrocarburos; que nos permita predecir su comportamiento dentro del yacimiento. Mediante los simuladores de comportamiento de fases, se puede ajustar una ecuación de estado, representativa de las características de las mezclas de hidrocarburos. Al incluirse esta ecuación en los simuladores numéricos de yacimientos, permite representar los cambios sufridos por los fluidos, durante el tiempo de explotación del yacimiento.

III.3.3.1 Calidad de los Datos.

1. Acondicionamiento del pozo.

La revisión del acondicionamiento del pozo se realiza con el fin de conocer la calidad de las muestras colectadas durante una operación de muestreo en superficie y su representatividad con respecto a los fluidos en el pozo. Para efectuar la revisión son necesarios gráficos que permitan identificar la posible existencia de irregularidades en las mediciones efectuadas.

Al acondicionar un pozo se registran mediciones del gasto de aceite y del gasto de gas conforme se cambia el diámetro del estrangulador. Estos valores son graficados para determinar su comportamiento. A mayor diámetro de estrangulador deberá presentarse un incremento tanto en el gasto de gas como en el gasto de aceite. Para cada diámetro de estrangulador se calcula la relación gas/aceite.

Para validar el acondicionamiento del pozo, se debe observar un incremento en los gastos de gas y de aceite con respecto al diámetro del estrangulador, la relación gas/aceite calculada debe permanecer constante o mostrar una disminución apreciable en su variación, con respecto al diámetro del estrangulador.

2. Registro de presiones estático y registro de temperaturas.

A través del análisis del registro estático, del gradiente de presiones y del registro de temperaturas se determina si el fluido durante una operación de muestreo de fondo, se ha recolectado en una sola fase. Con la información del reporte del registro de presión estático se obtiene la temperatura a la que se debió haber realizado el estudio, así como el tipo de fluido analizado.

En la gráfica del registro estático (figura III.6), se observan dos pendientes: una que pertenece al fluido bajosaturado y la otra al fluido saturado. Si la profundidad del muestreo corresponde a la curva de bajosaturación, el fluido se encuentra en una sola fase, ya que, por lo general, las muestras se coleccionan en las cercanías del nivel de los disparos.

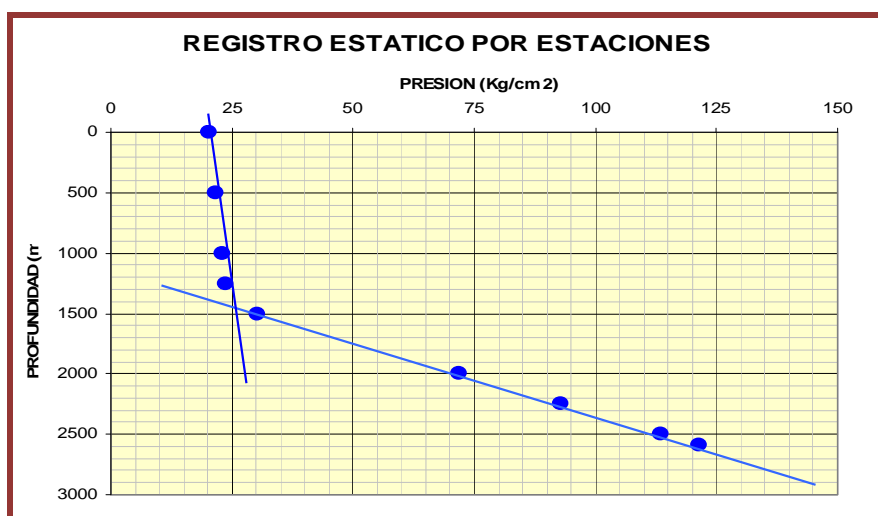


Figura III.6 Registro Estático.

3. **Prueba de representatividad de la muestra.**

Se dice que una muestra es representativa cuando los fluidos que la integran se encuentran en una sola fase, y corresponden a los que el yacimiento contiene, a las mismas condiciones. La prueba de representatividad de la muestra incluye la verificación del proceso de toma de muestra, así como del traspaso y traslado. A través de la comparación de la presión de saturación de la muestra, a temperatura ambiente, determinada en el laboratorio con respecto a la obtenida en el campo, a las mismas condiciones, se decide la validez de la muestra.

De las pruebas realizadas en el laboratorio y su correspondencia con el tipo de fluido característico del yacimiento, se analizan algunos parámetros del informe de laboratorio, considerados como representativos. Son elegidas variables PVT representativas principalmente, las calculadas con las mediciones de la fase predominante en el equipo, a las condiciones de prueba, debido a que se tiene un mejor control en el registro de los parámetros volumétricos de la fase predominante, ya que permanece durante todo el estudio dentro del equipo; dichas variables PVT son revisadas para tener la seguridad de su consistencia de acuerdo al tipo de fluido, se efectúa una comparación con los valores mostrados en las tablas III.1 y III.2.

- a. **Muestras de aceite negro y aceite volátil.** La presión al punto de toma de muestra obtenida de los registros de presión y temperatura, se compara con la presión de saturación obtenida en el laboratorio a la temperatura de yacimiento; esta debe ser igual a la temperatura obtenida con dichos registros. Si la presión de saturación del reporte de laboratorio es menor que la presión en el yacimiento al punto de toma de muestra, se concluye que la muestra es representativa. En caso contrario, se considera que el fluido recolectado se encontraba en dos fases y por ende no es considerada como representativa. La fase predominante, durante el

desarrollo de la prueba, es la fase líquida, las variables PVT representativas y su revisión son:

<i>Fluido a Condiciones de Yacimiento</i>	<i>Fluido a Condiciones de estándar.</i>
Presión de Saturación.	Densidad del aceite residual.
Factor de volumen de aceite a la presión de saturación.	Viscosidad del aceite residual.
Relación de solubilidad a la presión de saturación.	RGA en la prueba de separación en etapas.
Densidad del aceite a la presión de saturación.	

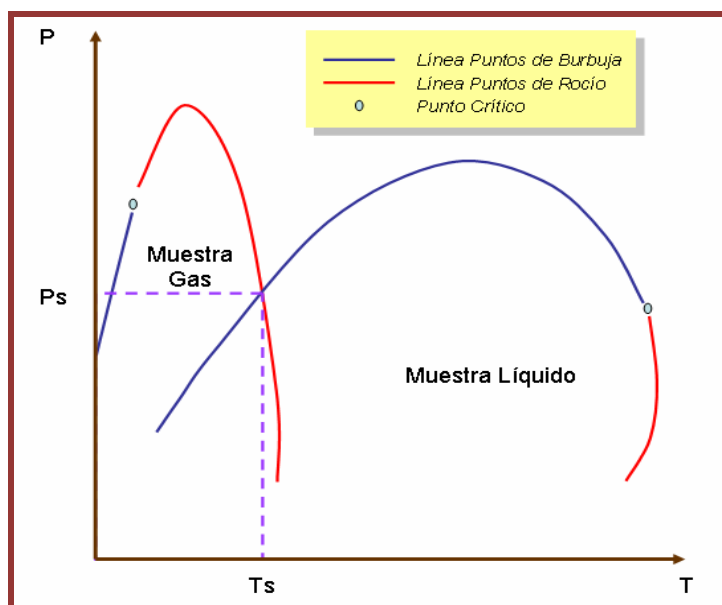


Figura III.7 Envoltorio de fase para las muestras de líquido y gas recolectadas en el separador.

- b. **Muestras de gas húmedo y de gas y condensado.** Normalmente, son colectadas en la superficie del pozo y deben provenir de la primera etapa de separación, ya sea de una batería o bien de un separador a boca de pozo. Así, la información del muestreo pertenece a dos fluidos, en equilibrio dentro del separador. Posteriormente los fluidos se recombinan en el laboratorio, con una relación gas-aceite correspondiente a la registrada al momento de la toma. La información recolectada durante el muestreo se compara con la obtenida en el laboratorio, al momento de la

toma de las muestras, debe cumplirse que: la presión en el separador es igual al punto de burbuja de la fase líquida y al punto de rocío de la fase gas, a la temperatura de toma de muestras (figura III.7). Si esta condición se cumple, las muestras colectadas se consideran representativas. Obviamente, predomina la fase gas durante el desarrollo de la prueba y las variables PVT representativas son:

<i>Fluido a Condiciones de Yacimiento</i>	<i>Fluido a Condiciones de estándar.</i>
Presión de Saturación (punto de rocío).	Densidad del condensado residual.
Factor de volumen de gas a la presión de saturación.	RGA en la prueba de separación en etapas.
Condensado máximo retrógrado.	

- c. ***Muestras de gas seco.*** Normalmente, son colectadas en la superficie del pozo y deben provenir de la primera etapa de separación, ya sea de una batería o bien de un separador a boca de pozo. El fluido dentro del separador solo se presenta en una fase (gas). La presión de apertura de la botella porta-muestra, a la temperatura de toma de muestra, debe ser igual a la presión del separador en el momento de la recolección de la muestra. Para estas muestras se consideran como variables PVT representativas:

<i>Fluido a Condiciones de Yacimiento</i>
Factor de volumen de gas.
Densidad del gas.

Dada la importancia y alto costo de un análisis de este tipo, es obligatorio que al solicitar un análisis PVT, se realice la validación de éste en un término no mayor a un mes, a partir de la fecha en que lo haya recibido. La revisión se consignará en un informe, en el cual se especificarán cada uno de los criterios de revisión aplicados.

YACIMIENTOS DE ACEITE Y GAS DISUELTO		
Tipo de Fluido	DE BAJO ENCOGIMIENTO (ACEITE NEGRO)	DE ALTO ENCOGIMIENTO (ACEITE VOLÁTIL)
Diagrama de Fase		
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_y \leq T_c$
Punto Crítico	A la derecha de la Cricondenbara	Cercano a la Cricondenbara
Estado en el Yacimiento	<p style="text-align: center;">Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado (1 Fase)</p> <p style="text-align: center;">Si $P \leq P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado (2 Fases)</p>	<p style="text-align: center;">Si $P > P_b @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado (1 Fase)</p> <p style="text-align: center;">Si $P \leq P_b @ T_y$ Yacimiento Saturado (2 Fases)</p>
Curvas de Calidad	Muy pegadas a la línea de puntos de rocío	Más separadas de la línea de puntos de rocío
Singularidades	-----	-----
Producción en Superficie	Dentro de la región de 2 Fases	Dentro de la región de 2 Fases
Composición	Grandes cantidades de pesados en mezcla original	Grandes cantidades de intermedios en mezcla original
RGA (m3/m3)	< 200	$200 - 1,000$
Densidad liquido (gr/cm3)	≥ 0.88	$0.78 - 0.87$
Color del Líquido	Obscuro	Ligeramente obscuro

Tabla III.1

YACIMIENTOS DE GAS			
Tipo de Fluido	GAS Y CONDENSADO	GAS HÚMEDO	GAS SECO
Diagrama de Fase			
Temperatura	$T_c < T_y < \text{Cricondenterma}$	$T_y > \text{Cricondenterma}$	$T_y > \text{Cricondenterma}$
Punto Crítico	A la izquierda de la Cricondenbara	A la izquierda de la Cricondenbara	A la izquierda de la Cricondenbara
Estado en el Yacimiento	Si $P > P_r @ T_y$ Yacimiento Bajosaturado (1 Fase) Si $P \leq P_r @ T_y$ Yacimiento Saturado (2 Fases)	$P @ T_y$ nunca entra en la región de dos fases. En el yacimiento se encuentra en estado gaseoso.	$P @ T_y$ nunca entra en la región de dos fases. Siempre se encuentra en estado gaseoso.
Curvas de Calidad	Tienden a pegarse a la línea de puntos de burbuja	Más pegadas a la línea de puntos de burbuja	Casi pegadas a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	Fenómenos retrógrados	-----	-----
Producción en Superficie	Dentro de la región de 2 Fases	Dentro de la región de 2 Fases	Fuera de la región de 2 Fases
Composición	Regulares cantidades de compuestos intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades de compuestos intermedios en la mezcla original	Solo compuestos ligeros en la mezcla original
RGA (m^3/m^3)	500 – 15,000	10,000 – 20,000	-----
Densidad liquido (gr/cm^3)	0.75 – 0.82	0.75 - 0.80	-----
Color del Líquido	Ligeramente coloreado	Casi transparente	-----

Tabla III.2

III.3.3.2 Manejo Correcto de la Información.

Los datos obtenidos del muestreo y análisis de fluidos del pozo deben ser validados y resguardados, de la siguiente manera:

1. Muestreo.

Características del yacimiento: Identificación de la formación, Fecha de terminación del primer pozo, Condiciones originales de yacimiento, Presión inicial, RGA inicial, Producción de aceite, Nivel de referencia del yacimiento.

Características del pozo: Fecha de inicio de explotación, Elevación de mesa rotaria (profundidad total, intervalo abierto de producción, tuberías de producción, RGA normal, condiciones normales de separación).

Muestra: Número de muestra, nombre del operador, fecha y hora de la toma, profundidad de muestreo (temperatura y presión), temperatura ambiente, estado del pozo, temperatura y presión de separación, temperatura y presión del muestrero, presión de traspaso, temperatura, presión y volumen de la botella al enviarse.

Para **Registro Estático y de Acondicionamiento** los datos a manejar son: temperatura y presión en la tubería de revestimiento, nivel de aceite, nivel de agua, temperatura a boca de pozo y de fondo, tiempo cerrado, elevación de mesa rotaria, nivel medio de disparos, estado del pozo, tipo de sonda de presión, fecha y presión del último registro, tubería de producción, tubería de revestimiento, liner, intervalo productor, profundidad total.

Específicamente para el registro estático se tiene: profundidad vertical, profundidad desarrollada, presión y gradiente. Igualmente para el registro de acondicionamiento: Diámetro del estrangular, presión, gasto de aceite, gasto de gas y RGA.

Para la **Saturación de la muestra**, además de los datos que acompañan la muestra se agregan: presión de fondo, presión de apertura, presión de saturación, volumen de fluido inyectado/extraído, presión de la muestra y el incremento de la presión.

2. **Análisis.**

En el análisis PVT Composicional de Aceite Negro y Aceite Volátil para la separación diferencial a volumen constante, la información reportada además de la ya indicada para la muestra y características del yacimiento, debe ser:

- a. Intervalo productor.
- b. Formación productora.
- c. Presión Estática al N.M.D.
- d. Temperatura al N.M.D.
- e. Fecha del análisis.
- f. Laboratorio.
- g. Tipo de análisis.
- h. Presión de saturación a T_y .
- i. Compresibilidad promedio a T_y .
- j. Expansión térmica del aceite original.
- k. Densidad, viscosidad, RGA y B_o a P_B .
- l. B_g , densidad del gas a C.Y, Factor de desviación, densidad relativa del gas en la primera etapa de separación diferencial.
- m. Contenido de CO_2 , H_2S y N_2 en el gas en la primera etapa de separación.
- n. Etano líquido, propano y más pesados en el gas en la primera etapa de separación.
- o. Viscosidad y densidad del aceite residual.

Para el gas extraído:

- a. Peso molecular promedio.
- b. Temperatura y Presión pseudocrítica.
- c. Densidad relativa (aire=1).
- d. Etano líquido recuperable.
- e. Propano y más pesados líquidos.
- f. Poder calorífico bruto.

Comportamiento Presión-Volumen de las muestras.

- a. Muestra.
- b. Temperatura de prueba.
- c. Volumen de fluido inyectado/extraído.
- d. Presión.

Para la envolvente de fases:

- a. Temperatura.
- b. Presión.

Composición del fluido original:

- a. Componente.
- b. Concentración (%mol).
- c. Concentración (% peso).

Para la fracción pesada, además de las características obtenidas del fluido original se requieren: densidad y peso molecular.

Cuando se realiza separación a masa constante a T_y , se tiene:

- a. Presión.
- b. Volumen.
- c. Factor de volumen del aceite (B_o).
- d. Densidad del aceite @ c.y.
- e. Compresibilidad del aceite.

En la separación diferencial a volumen constante:

- a. Presión.
- b. Relación Gas disuelto o Aceite.
- c. Factor del volumen del aceite (B_o).
- d. Factor de volumen de gas (B_g).
- e. Factor de volumen de la fase mixta (B_t).
- f. Densidad del aceite @ c.y.
- g. Producción acumulada de gas.
- h. Densidad relativa de gas.
- i. Factor de desviación (Z) del gas.
- j. Densidad del gas @ c.y.

Composición del gas liberado de la separación diferencial a volumen constante:

- a. Etapa.
- b. Presión.
- c. Temperatura.
- d. Componente.
- e. Concentración (%mol, %peso).
- f. Con sus características: peso molecular promedio, presión pseudocrítica, temperatura pseudocrítica, densidad relativa (aire=1), etano líquido recuperable, propano y más pesados líquidos y poder calorífico bruto.

Variación de la viscosidad del aceite residual con la temperatura a presión atmosférica:
Temperatura y viscosidad.

Variación de la viscosidad del aceite y del gas @ c.y: Presión, Viscosidad del aceite y viscosidad del gas.

Los resultados obtenidos de la separación por etapas son:

- a. Etapa.
- b. Presión.
- c. Temperatura.
- d. RGA.
- e. ρ_{rg}
- f. G_p
- g. ρ_o saturado.

En los gases liberados en la separación por etapas se obtienen:

Composición.

- a. Etapa.
- b. Presión.
- c. Temperatura.
- d. Componente.
- e. Concentración (%mol y % peso).

Características.

- a. Peso molecular promedio.
- b. Temperatura y Presión pseudocrítica.
- c. Densidad relativa (aire=1)
- d. Etano líquido recuperable.

- e. Propano y más pesados líquidos.
- f. Poder calorífico bruto.

3. **Verificación.**

En el análisis del comportamiento del yacimiento, así como en el diseño de equipos de producción y el cálculo de reservas de petróleo, es importante contar con una buena caracterización de los fluidos hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

Las propiedades de la mezcla de hidrocarburos y su composición se calculan en el laboratorio sobre una muestra tomada, preferentemente, en el fondo del pozo, o bien en la superficie, colectada de acuerdo a las necesidades del cliente. El comportamiento volumétrico y composicional del fluido se define en términos de sus condiciones de presión y temperatura; así, un hidrocarburo puede encontrarse en fase líquida o gaseosa, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a las que esté sometido. En la validación del análisis de pruebas PVT, los parámetros representativos, de acuerdo al tipo de fluido, se eligen en base a lo descrito anteriormente en la selección de las variables PVT representativas de acuerdo al tipo de fluido. La información requerida para iniciar la caracterización PVT de los fluidos hidrocarburos es:

- a. Composición del fluido original.
- b. Densidad de la fracción pesada.
- c. Peso molecular de la fracción pesada.

El procedimiento que se sigue para iniciar la caracterización PVT de los fluidos hidrocarburos.

1. Cargar la información en el simulador.
2. Calcular la envolvente de fases.
3. Verificar la presión de saturación a las condiciones de yacimiento (T_y).

4. Verificar la presión de saturación a las condiciones estándar (T_{std}).

El procedimiento que se sigue para la caracterización de los fluidos hidrocarburos es:

Aceite negro y aceite volátil:

1. Cargar la información de los experimentos reportados por el laboratorio dentro del simulador: Separación a Masa Constante, Separación Diferencial Convencional o Separación Diferencial a Volumen Constante y Separación en Etapas.
2. Verificar la presión de saturación a las condiciones de yacimiento (T_y). Comparar los resultados del simulador con los experimentales: Factor de volumen del aceite a la presión de saturación, Relación de solubilidad a la presión de saturación, Densidad del aceite residual y Relación gas-aceite de la prueba de Separación en Etapas.
3. En caso de no existir una coincidencia de los valores observados y calculados se realiza una regresión a los primeros. Se modifican las propiedades críticas de la fracción pesada.
4. El procedimiento anterior se repite hasta lograr una coincidencia (ajuste) entre los valores observados y los calculados, pudiendo existir una tolerancia en la presión de saturación (punto de burbuja) y densidad del aceite residual no mayor al 2%, factor de volumen del gas a la presión de saturación y la relación gas-aceite en la prueba de Separación en Etapas no mayor al 10%.

Gas húmedo y Gas y condensado:

1. Cargar la información de los experimentos reportados por el laboratorio en el simulador: Separación a Masa Constante, Separación Diferencial a Volumen Constante y Separación en Etapas.

2. Verificar la presión de saturación a las condiciones de yacimiento (T_y) en el caso de gas y condensado. Comparar los resultados del simulador con los experimentales: Factor de volumen del gas a la presión de saturación, Condensado máximo retrógrado, Densidad del aceite residual, Viscosidad del aceite residual y Relación gas-aceite en la prueba de Separación en Etapas.
3. En caso de no existir una coincidencia de los valores observados y calculados se realiza una regresión a los primeros. Se modifican las propiedades críticas de la fracción pesada.
4. El procedimiento anterior se repite hasta lograr una coincidencia (ajuste) entre los valores observados y los calculados, pudiendo existir una tolerancia en la presión de saturación, densidad del aceite residual y viscosidad del aceite residual no mayor al 2%, factor de volumen del gas a la presión de saturación no mayor al 1%, la relación de solubilidad a la presión de saturación y la relación gas-aceite en la prueba de Separación en Etapas no mayor al 10%.

Gas seco.

1. Cargar la información de los experimentos reportados por el laboratorio en el simulador de comportamiento de fase: Separación a Masa Constante.
2. Comparar los resultados del simulador con los experimentales: Factor de volumen del gas y Densidad del gas.
3. En caso de no existir una coincidencia de los valores observados y calculados se realiza una regresión a los primeros. Se modifican las propiedades críticas de la fracción pesada.

4. El procedimiento anterior se realiza hasta lograr una coincidencia (ajuste) entre los valores observados y los calculados, pudiendo existir una tolerancia en el factor de volumen del gas y densidad del gas no mayor al 10%.

Como métodos adicionales para la verificación se tienen:

1. Graficar la composición del gas producido y_j en una escala logarítmica vs la presión (se deben observar líneas suaves). Cualquier distorsión en la gráfica indicará generalmente errores en los experimentos PVT.
2. Una revisión aplicable a fluidos de condensados retrógrados es por medio del factor de desviación de las dos fases. Los valores calculados no deberán diferir en más de una unidad en el tercer decimal, respecto los valores observados, para todos los casos. Esta revisión no es definitiva; por lo tanto aún cuando esté satisfecha, no es prueba concluyente de que los datos experimentales con consistentes.
3. La composición de los líquidos remanentes en la celda, después de la última etapa de separación, deberán ser comparados contra los valores calculados. La diferencia entre ellos deberá ser menor que el 1%.
4. Otra gráfica de gran utilidad es la del logaritmo de la composición del líquido x_j , contra la presión.
5. La verificación más importante y sensible para determinar la consistencia en los datos experimentales PVT, es la que se obtiene a través de un procedimiento de balance de materia contra la presión. Las curvas graficadas deberán tener una tendencia paralela, sin distorsiones o cruce entre ellas. Deberán tener el siguiente orden:

- | | | | |
|-----------------------|-----------|---------------|--------------------------|
| 1. Nitrógeno | 4. Etano | 7. Isopentano | 10. Heptano ⁺ |
| 2. Metano | 5. Popano | 8. Pentano | 11. Isobutano |
| 3. Bióxido de Carbono | 6. Butano | 9. Hexano | |

Cualquier alteración respecto al orden anterior indica errores en la consistencia de los experimentos PVT.

6. Una gráfica del logaritmo de K_j contra la temperatura de ebullición T_j de los diferentes componentes de la mezcla de hidrocarburos es también una revisión de la consistencia de los datos experimentales.

III.4 Aforo de Pozos^{15, 16}.

Para la administración adecuada de la producción de un yacimiento petrolero, se requiere del conocimiento del volumen de producción de hidrocarburos y/o inyección de fluidos de cada uno de los pozos que integran un campo. La importancia de este conocimiento se basa en que el volumen de producción o inyección de un pozo es un indicador de las condiciones y propiedades del yacimiento. Cuando el dato de producción de un pozo no se conoce, la incertidumbre respecto al volumen drenado del yacimiento se incrementa, lo cual impacta directamente en el cálculo de las reservas remanentes del campo. Esto puede derivar en la ejecución de trabajos para extraer una reserva inexistente o en el caso contrario, cancelar áreas de explotación con reservas remanentes, con la creencia de que ya son áreas agotadas.

El **Aforo de pozo** es la medición de los volúmenes de todas las fases de los fluidos producidos por éste (aceite, condensado, gas, agua) y la cantidad de arena aportada. Se deben registrar, además las condiciones operativas de presión y temperatura antes y después del porta-estrangulador y en espacio anular, cuando exista flujo en éste; debe incluir los datos del diámetro del estrangulador y en el caso de fluir franco, el diámetro del porta-estrangulador; cuando el pozo opere con un sistema artificial de producción se deben registrar las condiciones de operación del sistema (volumen y presión de inyección del gas, amperaje, revoluciones por minuto, emboladas por minuto, etc.). El aforo puede ser realizado en una instalación fija o con equipo portátil y debe hacerse de manera individual para cada pozo. Los medidores para

determinar los volúmenes de producción pueden ser convencionales (medición individual de cada una de las fases) o no convencionales (medidores multifásicos).

III.4.1 Aplicación del Aforo de Pozos.

1. Para **pozos clasificados como operando** y que cuenten **con instalaciones fijas** para su medición, se les debe realizar como mínimo un aforo mensual.
2. Cuando se utilice **equipo portátil** de medición en pozos clasificados como operando, la frecuencia mínima de aforos por pozo será de tres veces por año. A excepción de los siguientes:
 - a.1 Pozos que requieran de la utilización de un barco o chalán para transportar el equipo, se debe realizar un aforo al menos cada dos años.
 - a.2 Pozos que por encontrarse ubicados junto a viviendas o en zonas pobladas no sea factible el acceso e instalación de equipos, no se realizarán aforos con equipo portátil.
 - a.3 Pozos cuyo árbol se encuentre inundado, en el cauce de un río o que se encuentre inaccesible debido al desgajamiento o colapso del terreno en donde se localice, no se realizarán aforos con equipo portátil.
 - a.4 Pozos cuya localización se encuentre en zonas afectadas por conflictos sociales, no se realizarán aforos con equipo portátil.
 - a.5 Pozos operando con bombeo mecánico, bombeo con cavidades progresivas, bombeo neumático intermitente o émbolo viajero, es obligatorio realizar un aforo con equipo portátil al menos cada dos años.

III.4.2 Calidad de los datos.

Para asegurar la buena calidad de los aforos de los pozos se deberá realizar lo siguiente:

a.1 Se debe verificar en forma constante las instalaciones de medición, utilizadas para aforar los pozos. Esta verificación tendrá por objeto la identificación de condiciones operativas y de infraestructura fuera de especificación, de acuerdo con los estándares internacionales en la industria petrolera para la medición de los volúmenes de las fases producidas por un pozo. Así bien, se deberán construir, modernizar o modificar los equipos o instalaciones necesarias para contar con aforos de acuerdo a los estándares.

a.2 Cuando exista la necesidad de aforar pozos con equipo portátil, los equipos deben estar certificados.

III.4.3 Manejo Correcto de la Información.

Por cada aforo realizado en instalaciones fijas, se deben resguardar los siguientes datos:

1. Nombre del campo y el número del pozo.
2. Fecha del aforo.
3. Volúmenes de producción de aceite, condensado, gas, agua o arena.
4. Número de ramas en operación.
5. Presión y temperatura antes y después del porta-estrangulador para cada rama.
6. Diámetro del estrangulador para cada rama.
7. En caso de que el pozo fluya franco, el diámetro del porta-estrangulador para cada rama.
8. En pozos operando con sistemas artificiales de producción, el tipo de sistema artificial de producción, las condiciones de operación del sistema (el volumen y presión de inyección del gas, amperaje, revoluciones por minuto, emboladas por minuto, etc.)

Por cada aforo realizado con equipo portátil, se deben resguardar los siguientes datos:

1. Nombre del campo y el número del pozo.
2. Fecha y hora del aforo.
3. Volúmenes de producción de aceite, condensado, gas, agua o arena.
4. Número de ramas en operación.
5. Presión y temperatura antes y después del porta-estrangulador para cada rama.
6. Diámetro del estrangulador para cada rama.
7. En caso de que el pozo fluya franco, el diámetro del porta-estrangulador para cada rama.
8. En pozos operando con sistemas artificiales de producción: el tipo de sistema y sus condiciones de operación (el volumen y presión de inyección del gas, amperaje, etc.).
9. El nombre de la compañía prestadora del servicio.
10. Tipo de medidor utilizado.
11. Bitácora de operación.
12. Informe de los resultados del aforo.
13. Presión y temperatura de todas las etapas de separación (en el caso de utilizar equipos convencionales).

Referencias.

- ⁹ Lobato Barradas, Gerardo: "Guía para la Planeación y Ejecución de pruebas de Variación de Presión para un solo pozo", México.
- ¹⁰ Gutiérrez Murillo, Guillermo; Lira Sil, Carlos: "Guía para la toma de información con Registros de Producción y Registros de calidad de la cementación", México 2007.
- ¹¹ Smith, R.C. y Steffenson, R.J.: "Interpretation of Temperature Profiles in Water-Injection Wells", JPT (Junio 1975); Trans. AIME 259.
- ¹² Lobato Barradas, Gerardo: "Guía para la adquisición de Muestras de Fluidos de yacimientos para análisis PVT", México.
- ¹³ Lobato Barradas, Gerardo: "Guía para la planeación y realización de pruebas de laboratorio PVT"
- ¹⁴ Saucedo García, Ma. De Jesús; Urquieta Saavedra, Edgar; Contreras Vizcaíno, Sofía: "Guía para la validación de pruebas PVT".
- ¹⁵ Lobato Barradas, Gerardo: "Guía para el Aforo de pozos", México 2007.
- ¹⁶ Lobato Barradas, Gerardo: "Guía para la planeación y ejecución de pruebas de variación de presión para un solo pozo", México 2007.

CAPITULO IV Adquisición de Datos en los Pozos.

La producción y recuperación final de hidrocarburos de un yacimiento de aceite o gas se puede mejorar sustancialmente adoptando prácticas de explotación eficientes en tecnología y costo. Los modelos de yacimientos son siempre inciertos debido principalmente a las relaciones ambiguas entre los datos y el modelo de yacimiento, además de la incertidumbre en la adquisición de datos. Esto explica la importancia de normar la adquisición de datos. Esta importancia radica principalmente en reducir la incertidumbre en los modelos de yacimientos y consecuentemente en los modelos predictivos. La adquisición de datos de yacimientos y pozos está enfocada a apoyar el diseño de los modelos de yacimientos y la hidráulica de flujo en pozos verticales y horizontales. Para monitorear el agotamiento de la presión del yacimiento y el diseño óptimo de los aparejos de producción se hace uso, entre otros datos, de los registros de presión de fondo:

1. **Cerrados.** Estas mediciones permiten ajustar los modelos de yacimientos y mejorar la calidad de los pronósticos de producción y reserva, así como estimar la vida productiva de los yacimientos.
2. **Fluyendo.** En pozos bajo diferentes estranguladores, estas mediciones permiten ajustar los modelos de los pozos y mejorar la calidad de los pronósticos de producción y reserva.

Así mismo se recurre al registro de calidad de la cementación, es utilizado como un método de evaluación de las terminaciones del pozo. Conforme surjan nuevos instrumentos de registro, los métodos de evaluación evolucionarán para encontrar solución a situaciones de flujo más complejas.

IV.1 Medición de la Presión de Fondo en Pozos Cerrados¹⁷.

La medición de presión de fondo en pozos cerrados (RPFC) es la medición de la presión y la temperatura en un pozo cerrado, esta medición se toma a diferentes profundidades, denominadas estaciones, siendo la estación inicial el nivel correspondiente al árbol de válvulas. Las estaciones subsecuentes deben permitir el cálculo de la profundidad de los diferentes contactos de fluidos; el gradiente de presión que permita extrapolar el valor de la presión y la temperatura del pozo a otras profundidades. La estación final registrada será hasta el nivel medio de los disparos, siempre y cuando, las condiciones del pozo lo permitan.

IV.1.1 Planeación de la Medición de Presión de Fondo en Pozos Cerrados.

Con el objeto de no afectar los programas de entrega de hidrocarburos, se deberá considerar la producción diferida, ocasionada por el cierre de pozos para efectuar los RPFC.

Para diseñar el tiempo de cierre del pozo, se deberá considerar como criterio fundamental, el comportamiento de pruebas de incremento de presión tomadas con anterioridad en el campo.

1. Un RPFC debe tomarse al menos cada dos años en caso de que el pozo sea:
 - a. ***Pozo productor operando.***
 - b. ***Pozo cerrado con posibilidades de explotación.***
 - c. ***Pozo cerrado sin posibilidades de explotación.***

2. Hay ocasiones en las que no es factible tomar esta información, como se presenta a continuación:
 - a. ***Pozos que requieran de la utilización de un barco o chalán para tal fin;*** la frecuencia recomendada es de un RPFC por cada tres años.
 - b. ***Pozos terminados en dos o más yacimientos.***

- c. **Pozos con sistemas de bombeo mecánico, eléctrico-sumergible, hidráulico, cavidades progresivas o con tubería flexible.**
- d. **Pozos que por el mal estado de su árbol de válvulas,** la operación de cierre represente una situación de riesgo para el personal, instalaciones, población y medio ambiente.
- e. **Pozos que por el mal estado de sus tuberías de revestimiento,** la operación de cierre pudiera ocasionar una fuga superficial de hidrocarburos.
- f. **Pozos que por encontrarse ubicados junto a viviendas o en zonas pobladas,** no sea factible el acceso e instalación de equipos.
- g. **Pozos cuyo árbol se encuentre inundado,** en el cauce de un río o que se encuentre inaccesible debido al desgajamiento o colapso del terreno en donde se encuentre.
- h. **Pozos cuya localización se encuentre en zonas afectadas por conflictos sociales.**
- i. **Pozos cuyo estado mecánico presente** obstrucciones, incrustaciones, colapso o rotura de la tubería de producción u otra causa mecánica, que impida el paso de las herramientas de medición de presión y temperatura, y que se encuentren a profundidades menores que el 80% de la profundidad vertical de la cima del intervalo abierto productor más somero.
- j. **Pozos cuya temperatura,** a profundidades menores que el 80% de la profundidad vertical de la cima del intervalo abierto productor más somero, exceda la temperatura promedio máxima de operación de las herramientas estándar de medición de presión y temperatura.

3. Para cada campo, un programa anual de RPFC deberá incluir al menos el 50% de los pozos clasificados como operando, cerrados sin posibilidades de explotación o cerrados con posibilidades de explotación. En caso de que un pozo no pueda ser medido, la medición correspondiente a este se deberá compensar con la medición en otro pozo del mismo campo, preferentemente de la misma área, bloque, arena o yacimiento. En el caso de que no exista otro pozo en la misma área, bloque, arena o yacimiento, la medición se realizará en cualquier otro pozo del mismo campo.

IV.1.2 Calidad de la Medición de Presión de Fondo en Pozos Cerrados.

La validación de los datos obtenidos de la medición de la presión de fondo cerrado del pozo consiste en:

1. Verificar que el reporte de la medición incluya: nombre del campo y el número del pozo, fecha y hora de la medición, número de serie de la herramienta con la que se realizó la medición, cima y base de los intervalos abiertos, profundidad interior del pozo, diámetro(s) nominal(es), peso(s) y profundidad(es) de la(s) tubería(s) de producción y de revestimiento que estén expuestas al flujo; datos de las estaciones (profundidad, presión y temperatura), y bitácora de la operación.
2. Verificar el tiempo de cierre del pozo: de acuerdo con la bitácora de los trabajos realizados para efectuar la medición, determinar si el tiempo de cierre del pozo se realizó según el programa. En el caso de que la calidad y representatividad de los datos recuperados durante la medición no sean adecuadas, la medición de RPFC deberá repetirse.
3. Verificar los datos de las estaciones: determinar si los valores de presión y temperatura de cada una de las estaciones son del orden esperado, de no ser así, se deberá solicitar la repetición de la medición y la revisión de la herramienta utilizada durante la medición fallida.
4. Calcular los niveles de fluidos como son: la profundidad de los niveles de aceite y agua o determinar su ausencia. Revisar que los cálculos obtenidos concuerden con el tipo y volumen de los fluidos producidos por el pozo.

5. Si de acuerdo a los resultados anteriores, los datos de las estaciones son correctos, calcular la presión y temperatura de fondo cerrado al nivel medio de los disparos y al nivel de referencia del yacimiento.

La selección de la herramienta para realizar la medición, se cuentan con los valores típicos de precisión y resolución tanto de temperatura como de presión, de acuerdo con el principio de funcionamiento de la herramienta.

Para pruebas cortas se recomienda utilizar la herramienta de zafiro, debido a que su deriva es mayor. Para pruebas con periodos prolongados se recomienda utilizar herramientas de cuarzo.

Herramientas de cuarzo	
Precisión de presión	± 1.2 a ± 4 lb/pg ² ; $\pm 0.01\%$ de lectura
Resolución de presión	0.035 lb/pg ² a una frecuencia de muestreo de 3 seg. 0.01 lb/pg ² a una frecuencia de muestreo de 1 seg.
Rango de presión máxima	15,000 – 25,000 lb/pg ²
Precisión de temperatura	± 0.9 °F (± 0.5 °C)
Resolución de temperatura	0.002 °F (0.001 °C) a ± 0.25 °F (0.139 °C)
Rango de temperatura máxima	150°F a 400 °F (65 °C a 204 °C)

Tabla IV.1 Precisión y resolución de las herramientas de cuarzo.

Herramientas de zafiro	
Precisión de presión	± 5 lb/pg ² (máximo 347°F [175°C]) ± 10 lb/pg ² (máximo 375°F [190°C])
Resolución de presión	0.05 a 0.15 lb/pg ² a una frecuencia de muestreo de 1 seg. 0.03 lb/pg ² a una frecuencia de muestreo de 10 seg.
Rango de presión máxima	10,000 – 20,000 lb/pg ²
Precisión de temperatura	± 0.5 °F (± 0.3 °C) a ± 0.9 °F (± 0.5 °C)
Resolución de temperatura	0.002 °F (0.001 °C)
Rango de temperatura máxima	150°F – 400°F (65 °C a 204 °C)

Tabla IV.2 Valores de precisión y resolución de herramientas de zafiro.

Herramientas de capacitancia	
Precisión de presión	0.02%
Resolución de presión	No disponible
Rango de presión máxima	5000 lb/pg ²
Precisión de temperatura	± 0.1 °F a ±0.5 °F (±0.06 °C a ±0.28 °C)
Resolución de temperatura	±0.01 °F (±0.006 °C)
Rango de temperatura máxima	302 °F (150 °C)

Tabla IV.3 Valores de precisión y resolución.

Herramientas de pulso sónico	
Precisión de presión	No disponible
Resolución de presión	2.44 lb/pg ²
Rango de presión máxima	10,000 lb/pg ²
Precisión de temperatura	No disponible
Resolución de temperatura	±1 °F (± 0.56°C)
Rango de temperatura máxima	257°F (125°C)

Tabla IV.4 Valores de precisión y resolución (pulso sónico).

IV.2 Medición de la Presión de Fondo en Pozos Fluyendo¹⁸.

La medición de presión de fondo fluyendo en pozos (RPFF), es la medición de la presión y la temperatura en un pozo fluyendo, dicha medición se toma a diferentes profundidades (estaciones), en donde la estación inicial es el nivel correspondiente al árbol de válvulas. Las estaciones subsecuentes deberán ser tales que los datos medidos permitan ajustar un modelo de simulación de flujo de fluidos a cada uno de los elementos de flujo dentro del pozo (tuberías, válvulas, reducciones, expansiones, etc.). La estación final registrada será al nivel medio del intervalo productor, si es posible.

IV.2.1 Planeación de la Medición de Presión de Fondo en Pozos Fluyendo.

Se debe tomar al menos un RPFF cada año en cada pozo clasificado como operando. Los casos en los cuales no se tomará RPFF:

- a. **Pozos que requieran de la utilización de un barco o chalán** para tal fin; la frecuencia será de al menos un RPF por cada dos años.
- b. **Pozos con sistemas de bombeo mecánico, eléctrico-sumergible, bombeo neumático intermitente, hidráulico, de cavidades progresivas, o con tubería flexible.**
- c. **Pozos que por encontrarse ubicados junto a viviendas o en zonas pobladas** no sea factible el acceso e instalación de equipos.
- d. **Pozos cuyo árbol** se encuentre inundado, en el cauce de un río o que se encuentre inaccesible debido al desgajamiento o colapso del terreno en donde se encuentre localizado el pozo.
- e. **Pozos cuya localización** se encuentre en zonas afectadas por conflictos sociales.
- f. **Pozos cuyo estado mecánico** presente obstrucciones, incrustaciones, colapso o rotura de la tubería de producción u otra causa mecánica, que impida el paso de las herramientas de medición de presión y temperatura, y que se encuentren a profundidades menores que el 80% de la profundidad vertical de la cima del intervalo abierto productor más somero.
- g. **Pozos cuya temperatura**, a profundidades menores que el 80% de la profundidad vertical de la cima del intervalo abierto productor más somero, exceda la temperatura promedio máxima de operación de las herramientas estándar de medición de presión y temperatura.
- h. **Pozos fluyentes** con registradores de fondo permanentes; la frecuencia será de al menos un RPF por cada dos años.

IV.2.2 Calidad de Medición de la Presión de Fondo en Pozos Fluyendo.

La validación de los datos obtenidos de la medición de la presión de fondo fluyendo en pozos consiste en:

1. Verificar que el reporte de la medición este completo y que incluya: nombre del campo y el número del pozo, fecha, hora, minutos y segundos de la medición, número de serie de la herramienta con la que se realizó la medición, cima y base de los intervalos abiertos, profundidad interior del pozo, diámetro nominal, peso y profundidad de las tuberías de producción y de revestimiento que estén expuestas al flujo, datos de las estaciones (profundidad, presión y temperatura).
2. Verificar los datos de las estaciones: utilizando un modelo de simulación de flujo en pozo, determinar si los valores de presión y temperatura de cada una de las estaciones son del orden esperado.
3. Calcular la presión y temperatura de fondo fluyendo a la profundidad media de los intervalos abiertos.

Las herramienta utilizadas para realizar la medición, son manejadas de acuerdo a los valores de las tablas IV.1 a IV.4.

IV.3 Aplicación de la Medición de Presión de Fondo.

Los Registros de Presión de Fondo de Pozos Cerrados, entre otros datos se aplican para monitorear el agotamiento de la presión del yacimiento en pozos. Estos registros, entre otros datos son aplicados para obtener el diseño óptimo de los aparejos de producción en pozos, en pozos bajo diferentes estranguladores.

IV.4 Manejo de la Información obtenida de las Mediciones de Presión de Fondo.

Por cada medición de presión de fondo en pozo fluyendo y en pozo cerrado, se debe obtener la siguiente información:

1. Nombre del campo.
2. Número del pozo.
3. Fecha y hora de la medición.
4. Número de serie de la herramienta con la que se realizó la medición.
5. Cima y base de los intervalos abiertos (profundidad vertical y desarrollada en metros bajo mesa rotaria (mbmr)).
6. Profundidad interior del pozo (profundidad vertical y desarrollada en mbmr).
7. Diámetro nominal.
8. Peso y profundidad (vertical y desarrollada en mbmr) de las tuberías de producción y de revestimiento que estén expuestas al flujo.
9. Datos de las estaciones (profundidad vertical y desarrollada en mbmr, presión y temperatura).
10. Presión y temperatura de fondo fluyendo calculada.
11. Bitácora de la operación.

Además de estos datos, para pozos cerrados se adquiere:

1. Profundidad (desarrollada en mbmr) de los niveles de aceite y agua.
2. Presión y temperatura de fondo cerrado al nivel medio de los disparos y al nivel de referencia del yacimiento.
3. El tiempo que estuvo cerrado el pozo.
4. El gasto antes del cierre, Q_w , Q_o y Q_g .

Así mismo para pozos fluyendo se agrega:

1. Producción (aceite, condensado, gas y agua) del pozo asociada a la medición de presión.
2. Tipo del dato de producción (aforo o asignación).

IV.5 Registro de Calidad de la Cementación¹⁹.

Un registro de calidad de la cementación se basa en una señal acústica transmitida hacia las paredes de la tubería, mientras que uno o dos detectores registran la respuesta. El principio básico es que si la tubería de revestimiento está libre para moverse, la señal acústica no es atenuada en gran parte, mientras que si el tubo está sujeto firmemente en el lugar por el cemento, las vibraciones se amortiguan rápidamente y la señal acústica recibida es de baja amplitud.

La función principal del cemento es prevenir el movimiento de fluidos entre diferentes zonas del yacimiento y entre el yacimiento y otras zonas, ya sea hacia arriba o hacia abajo. Por consiguiente el registro de calidad de la cementación está dirigido a determinar cuándo el cemento está lo suficientemente adherido y distribuido para prevenir la migración de fluido entre zonas. Este registro idealmente debería indicar en dónde el cemento está adherido al tubo, en dónde a la formación y en dónde existen canales presentes en el cemento, pero bien; no mide directamente la capacidad del cemento para prevenir la comunicación del fluido; esto se infiere a partir del grado de acoplamiento acústico del cemento al tubo y a la formación, medido por el registro. Por esa razón, los registros de calidad de la cementación no son una medida absoluta de la integridad hidráulica del cemento; sin embargo, cuando se corren e interpretan adecuadamente, pronostican confiablemente la posición del cemento. Los registros de calidad de la cementación, disponibles son:

1. Registro de adherencia del cemento.

2. Registro ultrasónico.

Estos difieren principalmente en el patrón tomado por las ondas acústicas entre el transmisor y el detector.

IV.5.1 Registro de Adherencia del Cemento.

Los registros de adherencia del cemento (figura IV.1) se desarrollaron sobre la base del fenómeno del salto de ciclo observado en el registro sónico en pozos entubados. En la medición de un registro sónico en pozos entubados, se observó que el tiempo de tránsito medido a menudo era más largo que el tiempo que resultaría de viajar a través de la TR.

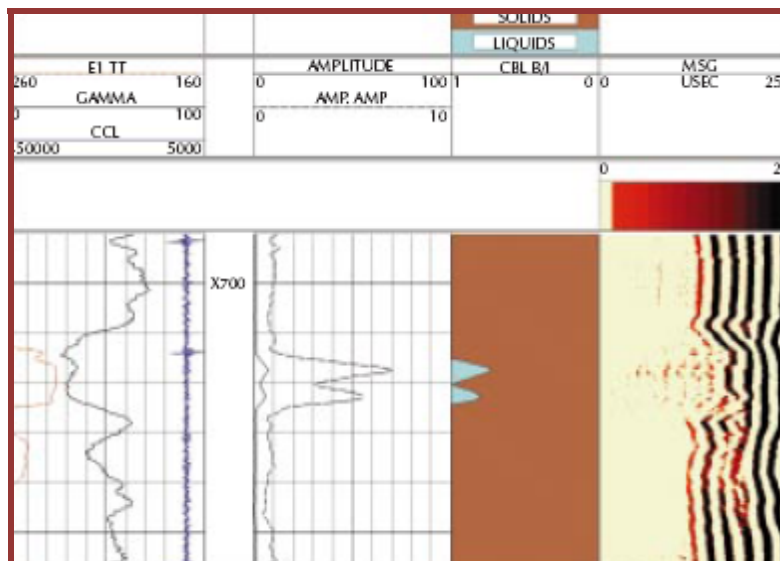


Fig. IV.1 Registro Adherencia del cemento.

El salto de estos primeros ciclos se debía a baja amplitud de la señal acústica viajando a través del tubo bien adherido.

El registro de adherencia del cemento fue desarrollado para medir la amplitud de los primeros arribos de la onda acústica y dar una imagen completa del grado de adherencia. Se reconoció que la mayor información acerca de las condiciones de adherencia podría obtenerse examinando el tren completo de ondas acústicas en vez de una medición de amplitud, por lo que se desarrollaron técnicas para desplegar el tren completo de ondas. Bigelow²⁰ presentó una

revisión de las prácticas y procesos de interpretación para el registro de calidad de la cementación.

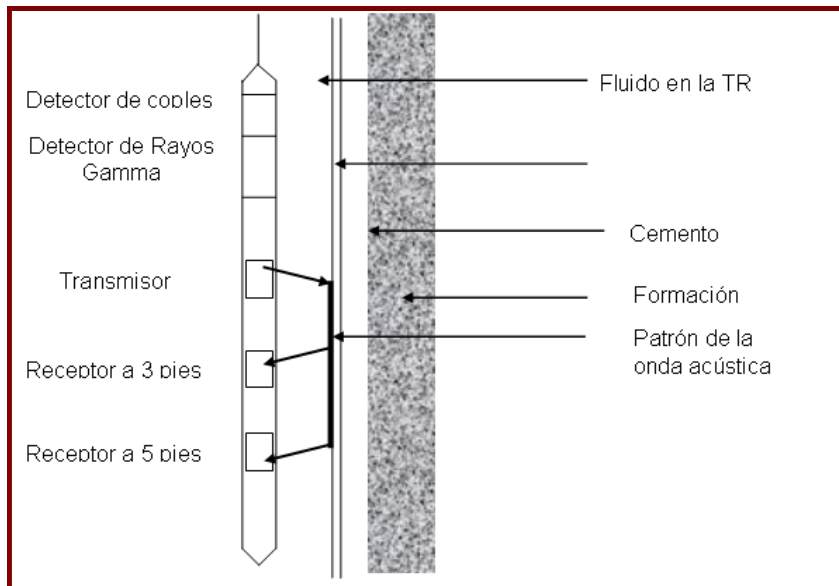


Figura IV.2 Herramienta de calidad de la cementación.

IV.5.1.1 Planeación del Registro de Adherencia del Cemento.

Cuando se corre un registro de adherencia del cemento, la posición céntrica apropiada de la herramienta es crítica. Debido a que las ondas sonoras están viajando a través de multitud de patrones a lo largo de la tubería de revestimiento, la excentricidad da como resultado señales que arriban fuera de fase, arrojando amplitudes significativamente reducidas. Para prevenir la excentricidad, al menos dos o tres centradores se deben usar con la herramienta. Para verificar la excentricidad de la herramienta, lo mejor es correr la herramienta en una sección con la tubería de revestimiento sin cementar y medir el tiempo de tránsito. Variaciones del tiempo de tránsito de más de 4 microsegundos indican excentricidad.

Cuando existe adherencia, las ondas sónicas viajan a través de la formación y a través de la tubería de revestimiento. La revisión del tren completo de ondas acústicas provee más información acerca de la adherencia del cemento que la que puede obtenerse únicamente de la medición del arribo de la amplitud del tubo.

La figura IV.3 muestra un tren de ondas acústicas idealizado. La forma de esta onda consiste de cuatro tipos de arribos de onda, en el orden de llegada: la onda de compresión, la onda de corte, la onda del lodo y la onda Stoneley.

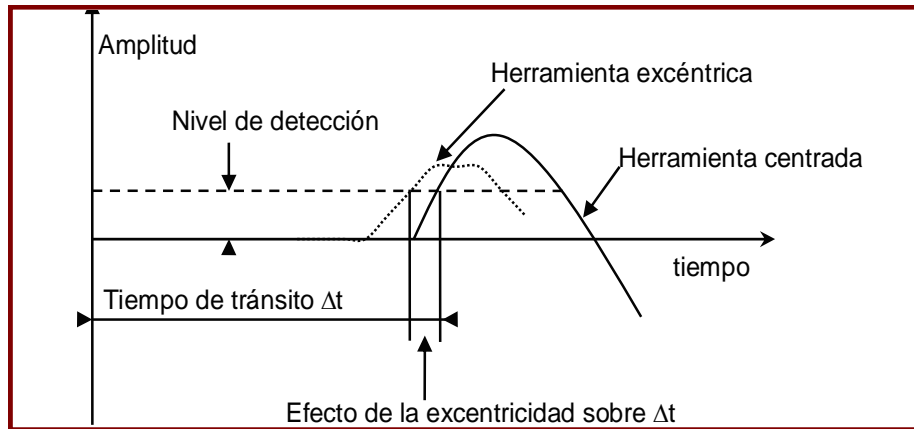


Figura IV.3 Tren de ondas acústicas.

1. **Onda de compresión.** Se transmite a través del movimiento de las partículas hacia adelante y hacia atrás en la misma dirección en que viajan las ondas, y pueden transmitirse a través del lodo, la tubería, el cemento y la formación. Excepto en formaciones que permiten velocidades altas, la primera onda detectada por el receptor es la onda de compresión que ha viajado a través de la TR.
2. **Onda de corte.** Se transmite a través del movimiento perpendicular de las partículas con respecto al patrón de la onda y está soportado únicamente en sólidos debido a que los líquidos no tienen esfuerzo de corte. Las ondas de corte viajan de 1.6 a 1.9 veces más lento que las ondas de compresión en el mismo medio y tienen una mayor amplitud; estas ondas indican el acoplamiento acústico de la tubería de revestimiento a la formación.
3. **Onda del lodo.** Es la onda de compresión que viaja a través del lodo desde el transmisor hasta el receptor. Debido a que el tiempo de tránsito a través del lodo es mayor que a través de la TR o la formación de interés, la onda del lodo ocurre más tarde y usualmente no interfiere con la interpretación posterior del registro.
4. **Onda Stoneley.** Es una onda de baja frecuencia que viaja a lo largo de la pared del agujero y a través del cuerpo de la herramienta. Estas ondas arriban aún después que las ondas del lodo.

Un examen cuidadoso del tren de ondas acústicas proporciona información considerable acerca de la calidad de adherencia del cemento a la tubería de revestimiento y a la formación. Fertl y Col.²¹ ilustraron las características de las señales acústicas de varias adherencias del cemento y condiciones de formación en la figura IV.4.

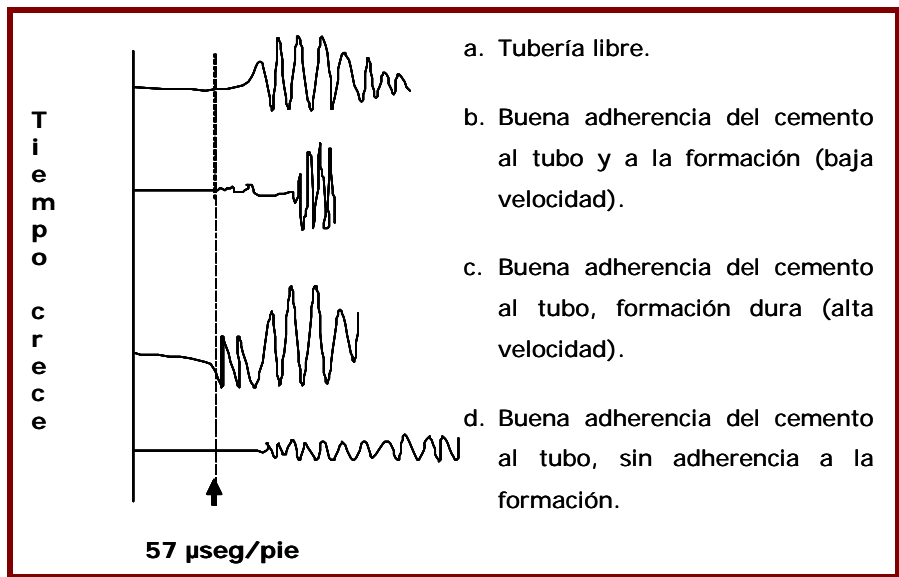


Figura IV.4 Formas de la onda acústica

- Una señal de gran amplitud, que inicia en el tiempo de arribo del tubo es la que se mide.
- Ilustra el tren de ondas acústicas observadas con una buena adherencia en una formación de baja velocidad sónica. La amplitud de la señal, es muy baja al tiempo de arribo del tubo, indicando buen contacto de corte entre el tubo y el cemento. La amplitud alta de los arribos de la formación que llegan después de los arribos del tubo es indicativa de una formación con velocidad baja y buena adherencia entre el cemento y la formación.
- Se supone buena adherencia también, pero la señal representa una formación rápida.
- Existe buena adherencia entre la tubería de revestimiento y el cemento, pero pobre adherencia entre el cemento y la formación. Esto se muestra por las bajas amplitudes para los tiempos de arribo del tubo, debido a la

buena adherencia y también por los tiempos de arribo de la formación, debido al acoplamiento acústico limitado entre el cemento y la formación.

IV.5.2 Registro Ultrasónico.

Los registros de pulsos ultrasónicos se desarrollaron recientemente para superar algunas de las deficiencias de los registros tradicionales de cementación. La ventaja principal de los registros ultrasónicos es que proveen una imagen circunferencial de la calidad del cemento mediante el uso de ocho transductores acomodados alrededor de la herramienta. Los registros ultrasónicos son menos sensibles al acoplamiento acústico a la formación.

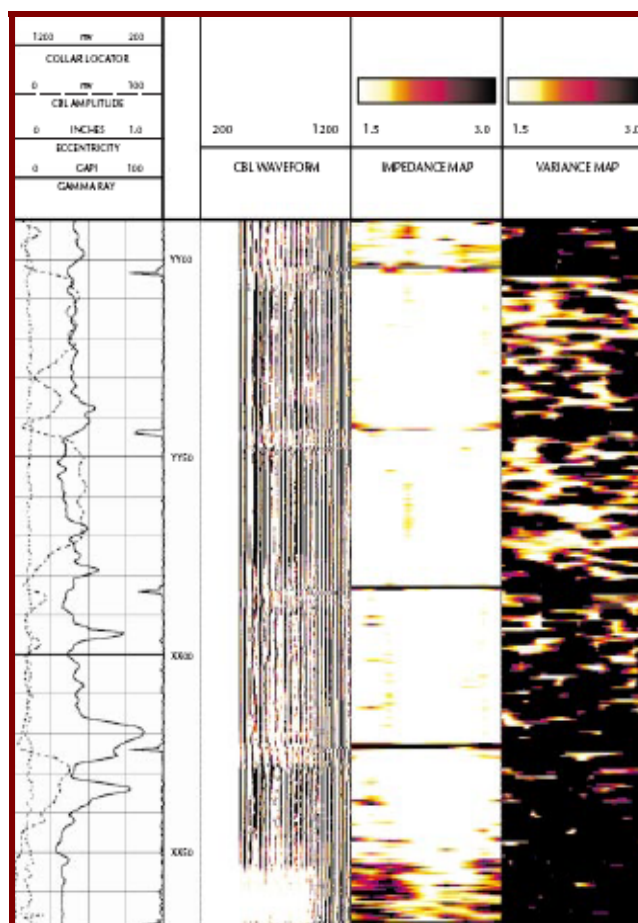


Fig. IV.5 Registro Ultrasónico.

IV.5.2.1 Planeación de los Registros Ultrasónicos.

Con la herramienta de pulsos ultrasónicos se hacen dos mediciones fundamentales, las cuales se presentan en una variedad de formas:

1. Tiempo de tránsito (y por lo tanto la distancia desde los transductores a la pared o paredes de la tubería de revestimiento).
2. Una medición de la energía en la ventana que excluye el eco proveniente de la pared interna del tubo.

Las técnicas de pulsos ultrasónicos se han desarrollado para eliminar algunas de las deficiencias del registro de adherencia del cemento en la evaluación de la cementación. Estos registros se proponen para identificar regiones o zonas pobremente cementadas durante la etapa de terminación del pozo de modo que esas zonas puedan repararse con cementaciones forzadas antes de disparar el pozo y ponerlo a producción.

IV.5.3 Aplicación de los Registros de Calidad de la Cementación.

Para correr un registro de calidad de la cementación, se deben considerar los aspectos siguientes:

1. Tratándose de pozos nuevos terminados en agujero entubado, la evaluación de la cementación de la tubería de revestimiento de explotación mediante registros es obligatoria.
2. En los pozos productores a ser convertidos en pozos inyectoros, en cualquier tipo de proyecto de recuperación secundaria o mejorada, es obligatoria la revisión de la tubería de revestimiento de explotación (a ser convertida de inyección) con un registro de calidad de la cementación. Esto tiene el propósito de evaluar si que el fluido a inyectar se incorporará adecuadamente a la formación objetivo.
3. En todos los casos en donde se realice una cementación forzada para aislar una zona determinada.

IV.5.4 Calidad del Registro de Cementación.

Se debe observar lo siguiente:

1. La centralización adecuada de la herramienta es crítica en la adquisición de un registro de cementación:
 - a. En un agujero vertical, se deben usar al menos tres centradores arriba y abajo del transmisor-receptor y un centrador en el tope del arreglo de la herramienta.
 - b. En pozos desviados, se debe poner más atención a los centradores.
 - c. En pozos horizontales o con alta desviación es preferible utilizar las herramientas ultrasónicas, debido a que el CBL-VDL convencional no está diseñado para estas condiciones de operación.
2. Calibrar la herramienta en el taller. El transporte de este tipo de sondas es un aspecto delicado, ya que fácilmente pierden la calibración o se dañan. Por esto, una vez que las sondas se encuentran en la localización, se deberán revisar y probar antes de bajarlas al pozo.
3. Para correr los registros CBL-VDL se deberá verificar y asegurar que el pozo esté lleno de agua.
4. Para correr los registros ultrasónicos se deberá verificar y asegurar que la densidad del lodo sea la adecuada.
5. Repetir corridas a través de la última parte de la sección registrada para verificar el funcionamiento adecuado de la herramienta y la centralización.
6. Cuando se detecte una adherencia intermedia, se debe repetir el registro de cementación represionando el pozo, para distinguir si dicha adherencia intermedia se trata de un micro anillo o de una cementación pobre.
7. Iniciar el registro de cementación en tubería libre (unos metros arriba de la cima del cemento). Esto permite verificar la calibración de la herramienta y la centralización.
8. Al correr el registro CBL-VDL, se deberá incluir la medición del tiempo de tránsito, ya que es esencial en la interpretación del registro. Adicionalmente, esta información tiene utilidad en otras áreas.

9. Cuando se corra el registro CBL-VDL, se deberá asegurar que ambas mediciones se estén registrado. En caso contrario, se repetirá la toma del registro.

IV.5.5 Manejo de la Información del Registro de Cementación.

Toda la información generada durante la corrida de un registro de calidad de la cementación, debe ser respaldada con:

1. Nombre del pozo.
2. Fecha de la operación.
3. Nombre del supervisor.
4. Nombre de la compañía que proporcionó el servicio.
5. Comentarios sobre aspectos relevantes de la prueba.
6. Herramientas utilizadas (diagrama de la herramienta).
7. Programa operativo original.
8. Bitácora de la operación.
9. Archivo con los datos originales de todas las corridas.
10. Informe final de la interpretación.

Referencia

- ¹⁷ Lobato Barradas, Gerardo; "Guía para la medición de presión de fondo en pozos cerrados".
- ¹⁸ Lobato Barradas, Gerardo; "Guía para las medición de presión de fondo en pozos fluyendo".
- ¹⁹ Lira Sil, Carlos; Gutiérrez Murillo, Guillermo; "Guía para la toma de información con registros de producción y registros de calidad de la cementación" (Febrero 2007).
- ²⁰ Bigelow, E. L.: "A Practical Approach to the Interpretation of Cement Bond Logs", JPT (Julio 1985).
- ²¹ Fertl, W. H., Pilkington, P. E., y Scott, J. B.: "A look at Cement Bond Logs", JPT (Junio 1974).

CAPITULO V Adquisición de Datos en los Sistemas de Recolección y Procesamiento de Hidrocarburos²².

Para desarrollar una estrategia adecuada para la administración del yacimiento, se requiere del conocimiento preciso del volumen de producción de hidrocarburos y/o inyección de fluidos en cada uno de los pozos que integran el campo en explotación, asimismo conocer las condiciones de presión y temperatura a las que opera el sistema de recuperación y procesamiento de hidrocarburos y la calidad de los fluidos manejados. Conocer el comportamiento de las instalaciones superficiales, permite predecir su desempeño y diseñar u operar en el mejor esquema de explotación, así como detectar y corregir problemas que se presenten para mantener las instalaciones operando en óptimas condiciones.

Es de suma importancia monitorear qué pasa en cada uno de los elementos de las instalaciones que transportan el hidrocarburo producido. Esta información, dependiendo de los puntos donde se monitoree, permite conocer el estado de la operación y la influencia que ejerce en otros elementos. Con la información adquirida, se puede saber cómo se está comportando cada uno de los componentes del sistema de producción, con lo que es posible detectar si existe algún problema en su funcionamiento: cuellos de botella, obstrucciones al flujo como son depósitos orgánicos o inorgánicos que afecten el flujo en las tuberías, presencia de fugas, etc.

Los sistemas de recolección y procesamiento de hidrocarburos son todos los elementos que intervienen en el proceso de producción, recolección, control, medición, transporte y manejo de hidrocarburos, hasta la obtención de las fases estabilizadas, estos son:

1. Medio árbol de producción y cabezal de pozo.
2. Equipo superficial del sistema artificial de producción.
3. Estranguladores.
4. Bajantes de pozo.

5. Líneas de descarga.
6. Cabezales (de grupo, de prueba, de recolección, raisers, red de distribución, incluyendo llegadas a la batería, etc).
7. Separadores remotos (bifásicos y trifásicos).
8. Sistemas de deshidratación y desalado.
9. Red de recolección (sistema de ductos que conducen el hidrocarburo).
10. Baterías de separación (separadores, rectificadores, enfriadores, compresores, bombas).
11. Estaciones de compresión, etc.

Estos sistemas permiten entregar mezclas estabilizadas en fases (aceite, gas y condensado) para su venta. El conocimiento del volumen vendido, así como la calidad del producto, reviste la misma importancia que el conocimiento preciso del origen de dicha mezcla, así como de las condiciones del proceso que produjo la mezcla final a venta. La necesidad de regular la comercialización del petróleo crudo y sus derivados de acuerdo a normas internacionales se lleva a cabo con el objeto de asegurar la equidad en el intercambio y la satisfacción entre compradores y vendedores, se conoce como transferencia de custodia. El punto de transferencia de Custodia, es el sitio donde se transfiere la custodia entre un Productor-Comercializador y un Transportador; o entre un Transportador y un Distribuidor, una Interconexión Internacional, entre dos Transportadores, y a partir del cual el Agente que recibe el gas asume la custodia del mismo.

V.1 Planeación de los Sistemas de Recolección y Procesamiento de Hidrocarburos para Considerar el Aspecto de Toma de Información.

El diseño de un sistema de recolección y procesamiento de hidrocarburos debe contemplar los requerimientos de adquisición de datos desde su inicio. Durante la planeación y diseño del proyecto se debe considerar la instalación de elementos para toma de muestras, medidores de presión, temperatura, gastos, corte de agua en línea, producción de arena, etc., de acuerdo con las expectativas de desarrollo del campo. El agua es un elemento que en algún momento

de la vida productiva del campo va a estar presente, por lo que el sistema de recolección y procesamiento siempre debe contar con medidores de corte de agua.

La medición de aceite y gas, se debe realizar en diferentes puntos de la instalación. El conocimiento de los volúmenes que fluyen en las salidas de los separadores y rectificadores es de gran valor para monitorear continuamente la eficiencia de estos elementos, también es posible ajustar en forma adecuada los modelos de simulación del proceso y redes de transporte. Siempre se debe medir el volumen de gas que va al quemador para estar en condiciones de realizar el balance de masa del sistema con mayor certidumbre.

El conocimiento de la correcta distribución de todos los volúmenes producidos es de gran utilidad para la reconciliación de los datos de producción, es decir, cuadrar la producción a boca de pozo, con el balance de la distribución de hidrocarburos. Los datos de las pruebas de pozos rara vez coinciden con la producción oficial reportada, esto debido a que los volúmenes de líquido y gas medidos dependen de las etapas de declinación de la presión y la temperatura a la cual es sujeta la mezcla de hidrocarburos, por lo que la misma cantidad de hidrocarburos inicial, después de pasar por diferentes cambios de presión y temperatura proporciona diferentes cantidades de líquido y gas. Esto ocasiona que al final de la medición se encuentren diferencias entre las mediciones a boca de pozo contra la producción oficial reportada.

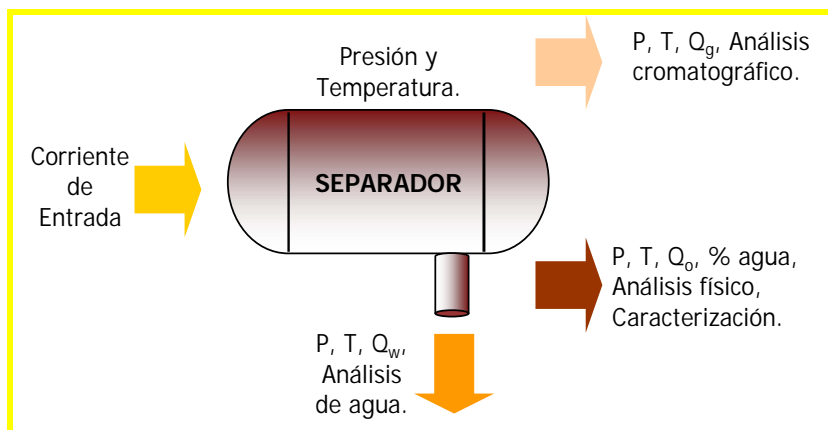


Figura V.1

El comportamiento de las fases en un sistema de producción está gobernado no sólo por la presión y la composición de la mezcla, sino también por la temperatura del fluido. Las variaciones en la temperatura ambiente no sólo ocasionan variaciones en los sistemas de medición, sino también variaciones en el desempeño de los equipos, las estaciones de compresión son muy sensibles a este parámetro.

Desde la etapa de planeación se debe contar con un modelo de simulación del sistema de recolección y procesamiento de hidrocarburos. Durante esta etapa se pueden obtener en dicho modelo, los volúmenes a recuperar y la influencia que va a tener la geometría del sistema en la explotación de los pozos. Una vez construida la infraestructura, el modelo debe actualizarse con la geometría correcta y con los valores de las condiciones de operación de los pozos. Cuadrar el balance de la distribución de hidrocarburos con la producción a boca de pozo no es algo trivial. Una asignación inadecuada podrá ocasionar la interpretación de que cierta área es más productiva que otra, desvirtuando por completo cualquier análisis que se pueda hacer, otro aspecto importante se refiere a la verificación de las condiciones de operación del sistema de recolección y transporte. Los puntos de medición deben quedar perfectamente establecidos desde la planeación de la construcción de la infraestructura, esto por la cantidad de datos que se adquirirán.

La información que requiere un sistema de recolección y procesamiento de hidrocarburos, se divide en:

1. ***Geometría del sistema.***

Es la descripción de la trayectoria que sigue el fluido al ser transportado y las dimensiones de los elementos que lo transportan. En muchos casos, la descripción del perfil topográfico con la vida productiva del yacimiento-pozo se vuelve un factor clave, pues en general las partes bajas de los ductos, estarán propensos a la acumulación de agua, mientras que las partes altas podrán estar ocluidas por candados de gas. Por esto se debe contar con la información mínima

para describir un sistema de recolección de hidrocarburos y las instalaciones para su procesamiento. La presencia de risers en las plataformas marinas es una condición que debe ser descrita a detalle, en estas instalaciones costa-afuera la geometría de los ductos juega un papel muy importante, pues debido a la limitación de espacio, los ductos que conectan los elementos de proceso sufren cambios de dirección en el flujo, en la temperatura, en los diámetros, pérdidas de presión en válvulas, etc.

2. **Condiciones de operación.**

El registro de las condiciones operativas del transporte y proceso se hace de manera cotidiana y varias veces al día en algunos puntos de los sistemas de recolección y procesamiento. En general, en instalaciones de procesos marinos se tiene un monitoreo continuo de estas variables, mientras que los pozos localizados en campos terrestres son monitoreados una vez por semana o por mes.

En la medición de los volúmenes de producción del sistema, es importante la reconciliación de los datos de producción a boca de pozo y el balance de la distribución.

- a. **Mediciones de temperatura y presión:** Los puntos de muestreo de las variables serán: Medio árbol de producción, en el ramal o bajante por el cual estén produciendo, tubería de producción o tubería de revestimiento, antes y después del estrangulador fijo o variable; en caso de pozos con bombeo neumático se mide en ambas ramas. En una instalación de procesamiento, medir la presión y la temperatura en todas las corrientes de llegada y de salida. En los cabezales de recolección, se debe medir la presión y temperatura de cada una de las corrientes que llegan al cabezal y las corrientes de salida de éste. En separadores, en el cuerpo del separador y las salidas. En enfriadores e intercambiadores de calor, a la entrada y la salida. En cualquier otro tipo de elementos de proceso, los datos deberán registrarse

de forma tal que su operación pueda ser verificada con un modelo de simulación.

- b. **Mediciones de volúmenes de flujo:** Esta medición se realizará en las salidas de todos los elementos de separación en una instalación de procesamiento. Corrientes de entrada a una instalación de procesamiento (cuando se encuentren en una fase). Todas las corrientes de salida de una instalación de procesamiento (cuando se encuentren en una fase). Respecto a los pozos, la medición se debe hacer de manera individual.
- c. **Condiciones de operación de los sistemas artificiales de producción:** Representa la información necesaria para realizar los estudios del sistema integral de recolección de hidrocarburos (Tabla V.1).

Bombeo Neumático	Se debe tener un registrador de flujo con lecturas de presión estática y presión diferencial de inyección de gas y de la presión y temperatura en la descarga del pozo.
Bombeo Mecánico	Presión y temperatura en la descarga del pozo, velocidad de bombeo (emboladas por minuto).
Bombeo Electrosumergible	Presión y temperatura en la cabeza del pozo. Los sensores de fondo, indicaran la presión y temperatura de succión y descarga, además de la temperatura de motor; intensidad de la corriente eléctrica (amperaje).
Bombeo con Émbolo viajero	Presión y temperatura de descarga (descargas por día).
Bombeo con Cavidades Progresivas	Presión y temperatura de descarga (revoluciones por minuto).

Tabla V.1

3. Propiedades de los fluidos.

No es posible determinar a simple vista qué producto está siendo transportado por un elemento o ducto. Para ello se requiere de un muestreo, a diferentes tiempos y a lo largo de todo el sistema de recolección y procesamiento. Este monitoreo nos permite determinar qué tipo de fluido se está transportando a través del sistema, cuáles son sus características y nos permite

comprender el comportamiento de las instalaciones que estamos operando. Las diferentes pruebas a las que se someterá el fluido son:

- a. **Análisis Físico de Aceite.** Permite determinar la calidad (grados API) del crudo, el corte de agua y el contenido de sedimentos.
- b. **Análisis Cromatográfico de Gas.** Determinación de la composición de mezcla gaseosa de hidrocarburos, cálculo del peso molecular, gravedad específica, presión y temperatura crítica, factor de compresibilidad, poder calorífico, capacidad calorífica, relación de calores específicos, densidad y viscosidad de la mezcla.
- c. **Análisis de Caracterización de Crudo.** Permiten conocer la composición de la mezcla, densidad, peso molecular, viscosidad, contenido de azufre, agua, sedimentos y parafinas, salinidad, punto de anilina, factor de caracterización, presión de vapor Reid, poder calorífico, etc.

Todos los elementos de un sistema interactúan entre sí. Todos tienen influencia sobre el comportamiento del sistema en general. Por esta razón deben ser analizados como un conjunto.

V.2 Aplicación para la Toma de Información en los Procesos de Recolección y Procesamiento de Hidrocarburos.

Geometría del sistema. La información completa se debe obtener de preferencia a partir de los planos de construcción de la instalación, ducto, etc. y se debe actualizar cada vez que se realicen cambios en la configuración.

Condiciones de operación.

1. **Presión y Temperatura.**

En Pozos:

- a. **Ubicados en plataformas costa afuera**, la adquisición de la presión y temperatura será una vez por día.
- b. **Terrestres**, la adquisición será una vez por semana.
- c. **Con elementos** como registradores de presión y flujo o instrumentos electrónicos de adquisición continua de datos; sólo se debe asegurar el resguardo de la información.

En Instalaciones de Proceso:

- a. El registro de la presión **en los elementos de proceso**, llegadas y salidas, deberá realizarse cada hora, mientras que el registro de la temperatura se podrá hacer cada seis horas.
- b. **En cabezales de recolección terrestres**, que se encuentren en ubicaciones remotas, la medición en cada una de las llegadas y salidas se debe hacer como mínimo una vez por semana.

2. **Mediciones de volúmenes de fluido producidos y corte de agua.**

En Instalaciones de Proceso: Se deberá realizar una medición continua del gasto de flujo y corte de agua (para el líquido) en todos los elementos del proceso, específicamente en los puntos de descarga, donde se maneje una sola fase (líquido o gas). De igual forma, se deberá realizar el mismo tipo de medición en las corrientes que se encuentren en una sola fase y que se incorporen o salgan de la instalación.

Propiedades de los fluidos.

1. ***Análisis cromatográfico.***

- a. En pozos.

Pozos nuevos. El análisis debe ser al inicio de la explotación de todos los pozos nuevos (gas asociado o gas no asociado).

Pozos productores de gas no asociado. Se requiere como mínimo un análisis cada seis meses.

Pozos productores de gas asociado. Se requiere de un análisis por año.

Pozos en campos sujetos a recuperación por inyección de gas. La frecuencia del análisis será determinada por el ingeniero de yacimientos a cargo del proyecto.

- b. En instalaciones de proceso

Corrientes de entrada y salida de gas de la instalación. El análisis debe aplicarse como mínimo una vez por semana.

Elementos de proceso. Debe aplicarse como mínimo, el análisis en la salida de gas de los elementos de proceso una vez por mes.

2. ***Análisis físico de crudo.***

- a. En pozos. Se requieren de dos análisis por mes como mínimo. En caso de que el pozo comience a manifestar un incremento apreciable en el porcentaje de agua, los análisis se realizarán con mayor frecuencia de acuerdo con el criterio del ingeniero de diseño de pozos o del ingeniero de operación.

- b. En instalaciones de proceso.

Corrientes de entrada y salida de crudo de la instalación. El análisis se aplicará una vez al día. Aunque ésta puede incrementar de acuerdo con el criterio del ingeniero de operación a cargo de la instalación.

Elementos de proceso. En todos los puntos de descarga de crudo, el análisis se aplicará una vez por semana.

3. **Análisis de caracterización de crudo.**

a. En pozos

Pozos nuevos. Deben contar con un análisis de caracterización de crudo al inicio de su explotación.

Pozos en operación. Se realizará un análisis anual a los pozos que se consideren como representativos del campo, para contar con una descripción global del crudo en el campo. Se debe considerar en esta selección, pozos operando en intervalos o formaciones distintas.

b. En instalaciones de proceso

Corrientes de entrada y salida de crudo de la instalación. El análisis se realizará mensualmente.

Elementos de proceso. El análisis se aplicará dos veces por año, en los puntos de descarga de crudo de estos elementos.

V.3 Calidad de los Datos Medidos.

Para asegurar la calidad de los datos e información adquirida en el sistema de recolección y procesamiento de hidrocarburos, debe tenerse en cuenta lo siguiente:

1. **Presión.** Se debe asegurar que los elementos de medición de presión estén correctamente calibrados, en especial los manómetros, además de asegurarse de que el rango del instrumento sea el adecuado para el nivel de presión que se va a medir.
2. **Temperatura.** Si la medición se hace con un equipo infrarrojo portátil (pistola), es muy importante que las mediciones se hagan consistentemente en los mismos puntos, pues de otra forma los datos a través del tiempo no serán comparables. Es importante además considerar que este tipo de medidores requiere que la medición se realice a cierta distancia, ya que mientras el medidor se aleje más del punto a medir, es mayor el área que el instrumento pondera y registra. Si la

superficie a medir es pequeña se puede estar incurriendo en un error en la toma del dato.

3. **Gastos de flujo.** Las instalaciones de medición y los métodos utilizados deben apegarse a los estándares de medición para líquidos y para gases. Es muy importante que las corrientes a medir estén estabilizadas, ya que los protocolos de medición aplican sólo a este tipo de corrientes.
4. **Análisis cromatográficos.** Para asegurar la calidad de este tipo de análisis, se deberá comprobar la calibración de los cromatógrafos utilizados para tal fin. Esto es muy importante, pues en ocasiones, muestras tomadas en el mismo punto y durante el mismo evento, son enviadas a laboratorios distintos, resultando análisis con composiciones muy diferentes. Estas diferencias no se deben al muestreo, sino a que los cromatógrafos no están calibrados.
5. **Análisis físico de muestras de crudo.** El aspecto principal es asegurar la representatividad de la muestra; al diseñar la instalación deben contemplarse los elementos de medición y puntos de muestreo y es recomendable instalar muestreadores y analizadores automáticos (o en línea), que proporcionarán información de manera constante respecto a las características físicas del crudo. Los puntos de muestreo automático pueden colocarse en la salida de crudo del separador de medición de pozos y también en la descarga de bombas. No se debe coleccionar muestras de crudo en botellas de refresco, cerveza o en recipientes improvisados de plástico, pues el uso de este tipo de recipientes expone la muestra al intemperismo, degradándose rápidamente (la muestra ya no es representativa) y daña al medio ambiente.
6. **Caracterización de crudo.** El personal del laboratorio debe asegurarse de seguir los procedimientos establecidos para realizar las pruebas al crudo.

V.4 Manejo correcto de la Información de los Procesos de Recolección y Procesamiento de Hidrocarburos.

La información adquirida debe ser dada a conocer oportunamente y que el acceso a ella debe estar abierto para las áreas de estudio, diseño, operación, mantenimiento, construcción, etc.

Referencias.

²² Sánchez Olea, Eva; "Guía para la toma de información en sistemas de recolección y procesamiento de hidrocarburos", Abril 2007.

CAPITULO VI Adquisición de Datos durante Intervenciones a Pozos²³.

El desarrollo de la producción en pozos terminados en yacimientos de baja permeabilidad o intermedia requiere de operaciones especiales que permitan mejorar las propiedades de conducción de fluidos de los yacimientos hacia el pozo.

VI.1 Fracturamiento Hidráulico.

El fracturamiento hidráulico consiste en crear fracturas artificiales y/o canales de flujo en el yacimiento mediante la inyección a través del pozo, de fluidos viscosos además de sólidos de arena natural o sintética. Estas operaciones son de gran relevancia para incrementar la producción y la reserva de hidrocarburos.

VI.1.1 Planeación de las operaciones de Fracturamiento Hidráulico.

En la planeación de las operaciones de fracturamiento hidráulico de pozos se deberá analizar cuidadosamente la integridad de la cementación del pozo en la zona a fracturar y sus vecindades, esto para garantizar los resultados de las operaciones. Cuando el uso de herramientas convencionales arroje interpretaciones que muestren cementaciones de calidad cuestionable, se deberá medir la calidad de la cementación con herramientas modernas de alta precisión, además de aplicar criterios estrictos.

El diseño, conducción y evaluación de las operaciones de fracturamiento hidráulico implica la adquisición de información no convencional, dicha información está contemplada en los siguientes rubros:

1. ***Información para determinar las propiedades geomecánicas de la roca.***

Las pruebas y registros para determinar las propiedades geomecánicas de la roca son las siguientes:

- a. Pruebas geomecánicas de núcleos en el laboratorio.
- b. Pruebas de inyección en el pozo.
- c. Registros geofísicos del tipo sísmico.

2. ***Información para determinar la calidad de los fluidos y el apuntalante.***

La toma de información, se lleva a cabo por medio de:

- a. Pruebas de laboratorio (antes de la operación de fracturamiento).
- b. Pruebas de campo (durante la operación de fracturamiento).

3. ***Información para evaluar el fracturamiento hidráulico.***

En la planeación de la operación de fracturamiento hidráulico de pozos se deberá analizar cuidadosamente la integridad de la cementación del pozo en la zona a fracturar y sus vecindades, esto a fin de garantizar los resultados de la operación.

Cuando el uso de herramientas convencionales arroje interpretaciones que muestren cementaciones de calidad cuestionable, se deberá medir la calidad de la cementación. Se debe tener un mínimo de 80% de adherencia en la zona a fracturar y sus vecindades (arriba y abajo del intervalo de interés).

VI. 1.2 Aplicación.

La información se obtiene de acuerdo a la aplicación que se le vaya a dar, y ésta dependerá de los siguientes criterios:

1. **Para las propiedades geomecánicas.**

- a. **En campos nuevos o en los que no se hayan realizado fracturamientos hidráulicos o estimulaciones**, las propiedades mecánicas de la roca de la formación se calcularán mediante los tres métodos antes mencionados.
- b. **Antes de efectuar cualquier fracturamiento o si el pozo no fluyó al disparo** se debe hacer obligatoriamente la prueba de inyección.
- c. **Cuando no se tenga información confiable del esfuerzo mínimo horizontal de la roca y presión del yacimiento** se debe hacer obligatoriamente la prueba de inyección.
- d. **En formaciones heterogéneas y donde no se tenga bien ajustado el perfil de esfuerzos** se debe tomar obligatoriamente el registro sínico dipolar.
- e. **En todo tipo de yacimientos** el registro sínico dipolar se debe tomar al menos en el veinte por ciento de los pozos a fracturar en el mismo campo.
- f. **En formaciones que tengan antecedentes de problemas de tortuosidad** se deben tomar registros sínicos dipolares cruzados.
- g. **Cuando se tome el registro sínico dipolar cruzado y su análisis muestre que existe anisotropía de esfuerzos en el yacimiento**, se debe utilizar disparos orientados.
- h. **En campos con formaciones de baja permeabilidad en donde se anticipe que se requerirán de fracturamientos hidráulicos**, se debe evaluar los parámetros geomecánicos en al menos el cincuenta por ciento de los núcleos del campo.
- i. **En pozos horizontales o multilaterales en los que se planea realizar fracturamientos hidráulicos**, debe medirse la orientación y magnitud de esfuerzos en pozos vecinos a la zona del yacimiento o yacimientos. Estas mediciones deberán hacerse mediante pruebas de inyektividad, registros de imágenes, registros sínicos dipolares cruzados, registros de calibración de agujero (caliper) y/o pruebas de microsísmica.

VI.1.3 Calidad.

La determinación de la calidad en las operaciones de fracturamiento hidráulico se basa en dos aspectos:

1. **Para determinar la calidad de los fluidos y el apuntalante.** La toma de información para determinar la calidad de los fluidos y el apuntalante, en todas las operaciones de fracturamiento hidráulico, se llevará a cabo por medio de: Pruebas de laboratorio (antes del fracturamiento) y Pruebas de campo (durante el fracturamiento).

Su aplicación se basa en los siguientes criterios y técnicas:

- a. **Para el fluido** se deberán hacer como mínimo las siguientes pruebas:
 - Viscosidad lineal y viscosidad activada.
 - pH del agua, pH del gel, pH de los aditivos (surfactantes, estabilizadores de arcilla, activadores, etc.)
 - Pruebas de calidad del agua.
 - Eficiencia del rompedor de la gelatina.
 - Tiempo de activación a temperatura de yacimiento, tanto en campo como en laboratorio.
 - En el laboratorio se deberán hacer pruebas con el viscosímetro Fann 50 para determinar la reología del fluido antes de la operación.
 - Colocar muestras de fluido tomadas durante el bombeo en “Baño María” a una temperatura similar a la de fondo y monitorear el quiebre de la gelatina al final del bombeo.
 - Revisar la calibración de la inyección de los aditivos, esto es con el fin de verificar que los gastos de los aditivos sean acorde al diseño.
- b. Cuando se trate de un **campo de nuevo desarrollo** se debe hacer un análisis de sensibilidad de la formación a diferentes fluidos de fractura, incluyendo el efecto de hinchamiento y migración de finos; evaluación de sales, sustitutos de sales y polímeros estabilizadores en muestras de roca del yacimiento.
- c. **Al apuntalante** se le debe hacer la prueba de mallas, (en campo y en laboratorio).
- d. Cuando se tengan **problemas de retorno de apuntalante** se deben hacer pruebas de evaluación de retorno de apuntalante, la cual permite evaluar el reflujó de apuntalante de muestras seleccionadas de roca del yacimiento vs concentración, tamaño y tipo de apuntalante.
- e. **En las operaciones de fracturamiento hidráulico** en yacimientos de permeabilidad moderada a alta, de grandes espesores, intervalos con doble

tubería de revestimiento, intervalos con alta temperatura, intervalos profundos y para evitar arenamientos frecuentes, el control de calidad de los fluidos y apuntalantes debe realizarse por una compañía distinta a la que realizó el servicio.

2. Para evaluar la calidad de la fractura hidráulica.

Para esto se debe tomar la información, de acuerdo con los siguientes criterios y técnicas:

- a. Durante la operación de fracturamiento hidráulico se registrará en forma continua la presión, gasto, tiempo de bombeo y concentración del apuntalante, todo en superficie.
- b. Se debe medir, durante la operación, la presión de inyección en el fondo del pozo.
- c. Se debe utilizar la inyección de trazadores radiactivos en al menos veinte por ciento de los pozos a fracturar. Lo anterior tiene la finalidad de detectar la altura mínima de fractura interceptada por el pozo y la amplitud de la fractura apuntalada. Invariablemente en los pozos en donde se inyecten trazadores durante el fracturamiento hidráulico, se debe tomar un registro espectral.
- d. Para el caso de fracturamientos hidráulicos en varios yacimientos en el mismo pozo, se deben inyectar trazadores radiactivos diferentes en cada operación, para estimar las características de la fractura apuntalada interceptada por el pozo en cada una de las operaciones.
- e. Cuando la calidad de la cementación sea deficiente, se deberá realizar una prueba de inyección con una salmuera potásica y un trazador, antes de efectuar la fractura. En seguida se deberá correr un registro espectral.
- f. Cuando se tenga más de un intervalo disparado y se realice un fracturamiento hidráulico se deben utilizar trazadores radiactivos. Esto para conocer si todos los intervalos se fracturaron o si se generaron una o más fracturas.
- g. Si se planea realizar una operación de fracturamiento hidráulico en un pozo que atraviese un yacimiento de más de 20 m de espesor y que además muestre un contraste notable de permeabilidades a lo largo del espesor, se inyectarán trazadores radioactivos. Esto determinará los límites y propagación de la fractura en el sentido vertical.
- h. En los pozos en donde se hayan inyectado trazadores radiactivos durante el fracturamiento hidráulico, se deberá tomar por lo menos un registro espectral una vez que la expulsión de apuntalante durante el período de limpieza del

pozo sea mínimo. Adicionalmente se deberá correr otro registro espectral en el mismo pozo después de cuatro a cinco meses de efectuado el fracturamiento. Esto a fin de determinar la integridad de la fractura hidráulica.

- i. Para determinar la orientación preferencial de las fracturas se deberá utilizar la metodología de inclinómetro (Tiltmeter) y/o Microsísmica, en al menos un pozo fracturado de cada campo en desarrollo.
- j. En la planeación del fracturamiento hidráulico de pozos, se deberán de efectuar pruebas de variación de presión pre-fractura, en todos los pozos que muestren flujo estable de hidrocarburos.
- k. En el caso de que el pozo muestre flujo estabilizado de hidrocarburos después del periodo de limpieza, y a su vez tenga una curva de variación de presión pre-fractura, se debe tomar una curva de variación de presión pos-fractura, para estimar cuantitativamente la geometría e integridad de la fractura, esta actividad deberá de hacerse en al menos el 50 % de los casos.
- l. Un fracturamiento hidráulico se puede evaluar mediante una prueba transitoria de presión y así tomar FCD, S_f y X_f .

VI.1.4 Manejo de la Información generada antes, durante y después del Fracturamiento Hidráulico.

Toda la información y datos generados de las actividades de fracturamientos hidráulicos deberán ser resguardadas, así bien por cada operación de fracturamiento, son los siguientes datos:

1. Nombre del campo y número del pozo,
2. Fecha y hora de inicio de la operación de fracturamiento.
3. Reporte del diseño de la operación.

VI.2 Fracturamiento Ácido y Estimulaciones Ácidos²⁴.

La estimulación de un pozo, es el proceso mediante el cual se restituye o crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o viceversa.

VI.2.1 Planeación.

Los objetivos de la estimulación son:

1. En pozos productores, es incrementar la producción de hidrocarburos.
2. En pozos inyectores, es aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor.
3. En procesos de recuperación secundaria y mejorada, es para optimizar los patrones de flujo.

Cuando se evalúa la posibilidad de un tratamiento de estimulación o de fracturamiento ácido, es importante contar con la mayor cantidad posible de información relacionada a la formación, los fluidos y el estado mecánico del pozo, para lograr el objetivo planeado. La toma de información después de realizado el tratamiento, permite evaluar su eficiencia, así como definir si el diseño y la operación se realizaron en forma adecuada.

VI.2.2 Aplicación.

Para saber que tipo de tratamiento se debe utilizar, se hace una selección, la cual consiste en:

1. ***Estimulación matricial con ácido.***

Este tratamiento se define como aquel que se realiza a gastos y presiones de inyección por debajo del punto de fractura. La estimulación matricial con ácido mejora notablemente la productividad de un pozo mediante la reducción del factor de daño. El factor de daño puede ser reducido si el daño en la vecindad del pozo es removido o si un canal altamente conductivo es

creado en la formación. En cualquier caso, el resultado es un incremento neto en el índice de productividad (Q/dP) el cual puede ser usado tanto para incrementar la producción o disminuir la caída de presión en la formación.

Se debe considerar efectuar una estimulación matricial cuando la permeabilidad de la formación es capaz de proveer hidrocarburos con gastos rentables una vez que el daño en la formación ha sido removido, no es una solución para formaciones de baja permeabilidad; típicamente, el valor de permeabilidad mínimo para considerar una estimulación matricial es alrededor de 10 mD para pozos de aceite y de 1 mD para pozos de gas.

El ácido puede crear largos y dominantes agujeros de gusanos en carbonatos pero no los puede crear en areniscas. Por tanto, el ácido puede mejorar la permeabilidad de la matriz en carbonatos hasta varios metros de penetración desde la cara de la formación y en areniscas de tan sólo unos centímetros. Por lo anterior, los tratamientos ácidos en areniscas sólo remueven daño, mientras que en carbonatos remueven daño y estimulan el pozo.

2. *Fracturamiento ácido.*

Es aquel que se realiza con gasto y presiones de inyección por encima del punto de fractura de la formación. Bajo esta condición la roca no puede tomar el fluido inyectado de acuerdo a la ley de Darcy y es fracturada para poder tomar fluidos bajo este régimen de inyección. La presión y gastos requeridos para iniciar una fractura pueden ser determinados mediante las pruebas de diagnóstico (pruebas de bombeo) ya sea por medio de una prueba de incremento de gasto en etapas o una prueba de Minifrac.

En este tratamiento se bombea un colchón viscoso para crear la geometría de fractura, seguido de ácido que reaccionará con la formación y creará un canal de flujo que se extiende dentro la formación y que permanecerá abierto una vez que el pozo sea puesto en producción. La

estimulación, en este caso, es lograda debido a que se sobrepasa la zona alterada por el daño y, adicionalmente, por la alteración del patrón de flujo en la formación, cambiando de flujo radial hacia el pozo por un flujo lineal de la formación hacia un canal altamente conductivo creado por la fractura.

El fracturamiento ácido es básicamente lo mismo que un fracturamiento con apuntalante o sustentante. En este último para mantener la fractura abierta y a su vez dejar un medio altamente conductivo se coloca apuntalante; para el caso de una fractura ácida este objetivo se logra mediante la remoción irregular de material de la formación en la cara de la fractura; ésta es una de las técnicas de estimulación de mayor uso para estimular formaciones de calizas y dolomitas.

3. **Selección.**

La selección que se sigue para realizar una estimulación matricial o fractura depende de varios factores y limitantes, muchos de ellos de carácter físico como:

- a. Integridad de tuberías y la cementación.
- b. Capacidad de presión de tratamiento de conexiones superficiales.
- c. Accesorios del aparejo de terminación.
- d. Presencia de múltiples intervalos disparados.

La figura VI.1 muestra cuatro situaciones de un pozo de baja permeabilidad, la curva de afluencia del pozo (IPR) en color azul es el estado actual del pozo, la curva de afluencia (IPR) en color café muestra el caso del pozo ideal (daño = 0), las curvas de afluencia (IPR) en color negro y verde claro son los caso de pozo estimulado matricialmente y fracturado respectivamente. Las curvas que cortan el grupo de curvas IPR son los diámetros de estrangulador; en dicha figura se muestra claramente que con el uso de simuladores de producción se puede tener una idea más clara al momento de seleccionar el tratamiento adecuado, pues se nota con mayor claridad el beneficio en producción y reducción de caída de presión en cada caso.

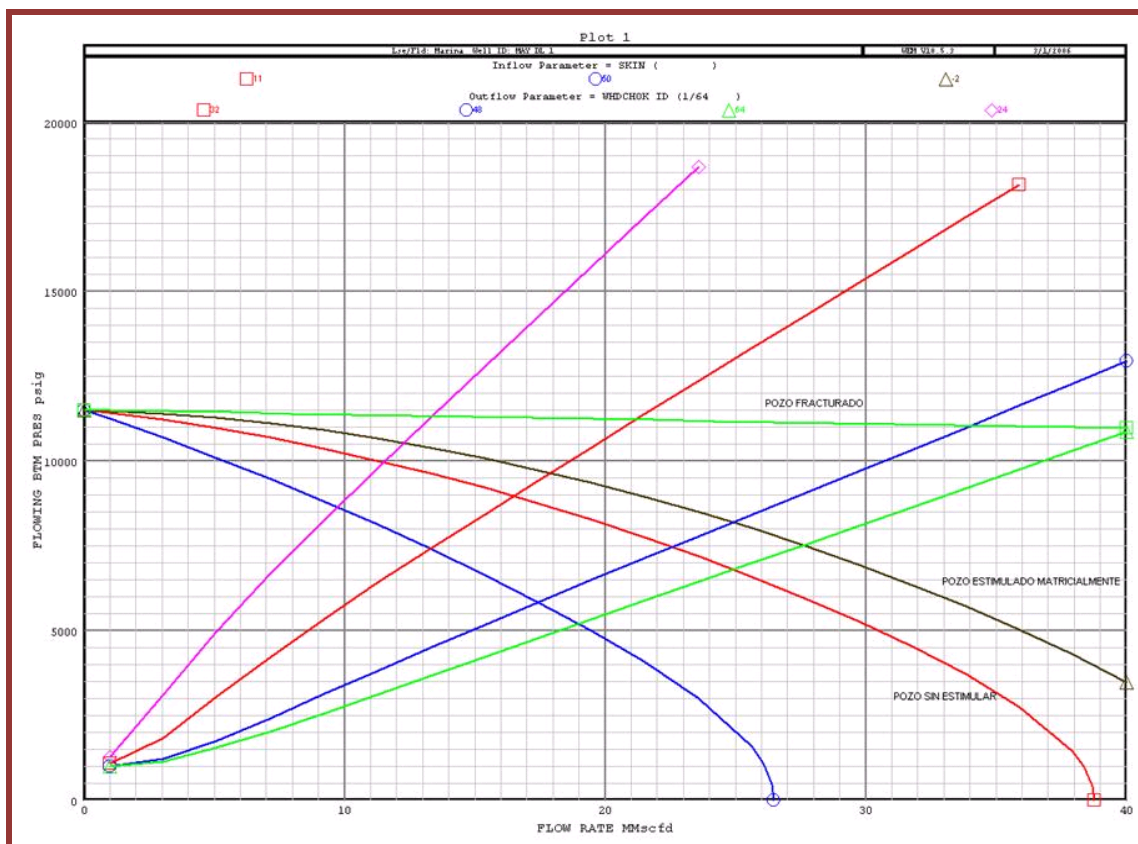


Figura VI.1 Curvas de IPR de un pozo en diferentes situaciones.

Como puede apreciarse claramente, existe un mayor beneficio en fracturar el pozo en comparación con estimularlo matricialmente ya que el incremento de producción es mayor y adicionalmente existe una sustancial reducción en la caída de presión.

Mediante el uso de los mismos simuladores de producción es posible determinar una longitud de fractura ideal basado en términos de producción acumulada y caídas de presión en la formación. La figura VI.2, muestra la evaluación del beneficio en términos de producción acumulada de crear fracturas con suficiente longitud en una formación de baja permeabilidad, se puede observar que el retorno de inversión por concepto de recuperación de producción se incrementa entre mayor sea la longitud de fractura. Sin embargo, existe un indicador económico llamado valor presente neto, que relaciona el monto de inversión realizado contra los costos asociados de crear una fractura de dimensiones determinadas; entre mayor sea la

longitud de fractura buscada, mayor será el costo de inversión, para crearla existiendo un límite en donde el retorno por concepto de producción es óptimo.

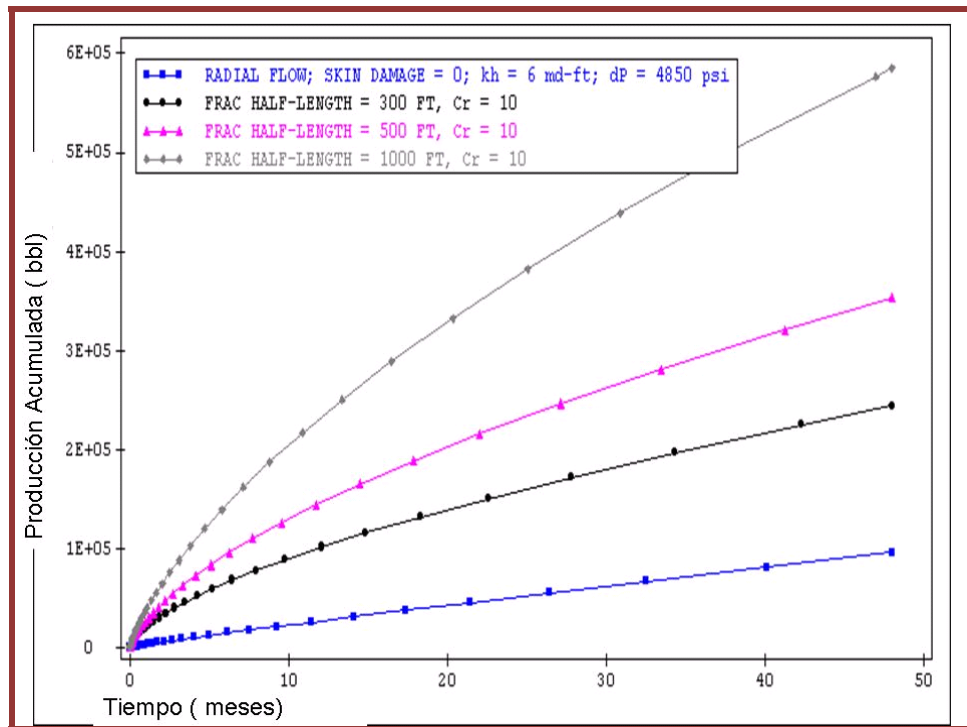


Figura VI.2 Producción acumulada.

La estimulación ácida en areniscas difiere drásticamente de la estimulación ácida para formaciones carbonatadas. En la estimulación de carbonatos, grandes cantidades de roca son disueltas para incrementar la permeabilidad de la formación e incrementar la producción de hidrocarburo, en la estimulación de areniscas el ácido sólo reacciona en la vecindad de la formación para remover el daño causado por las operaciones de perforación, reparación, migración de finos, hinchamiento de arcillas, etc. Las mezclas de ácido clorhídrico-fluorhídrico (HCl-HF) son normalmente usadas para la remoción de este tipo de daño. El ácido fluorhídrico (HF) reacciona únicamente a una distancia entre 1 a 2 pulgadas dentro de la formación y sólo pequeñas cantidades de roca son disueltas.

Para efectuar una exitosa estimulación ácida en una arenisca, es primordial el conocimiento de la composición mineralógica de la formación. El mineral dominante y la temperatura de fondo determinarán la selección de los correctos fluidos de tratamiento, frentes acondicionadores, de

lavado y ácidos principales. La presencia de feldespatos de potasio y sodio, arcillas como la illita y zeolita son motivo de consideración, debido a que estos minerales son fuente de deformación o contribución de posibles precipitados que bloqueen la matriz porosa de la formación, tales precipitados, como los fluosilicatos de potasio y fluoruros de aluminio, son productos secundarios y terciarios de la reacción de las mezclas de HCl-HF con los minerales antes mencionados. Arcillas sensibles al agua requieren, también, especial consideración para prevenir su hinchamiento y el consecuente bloqueo y taponamiento de la formación. Los precipitados y el hinchamiento pueden ser controlados o eliminados mediante la planeación efectiva del tratamiento. Las formaciones de areniscas, sensibles al ácido clorhídrico (HCl), deberán ser identificadas previo a la utilización de mezclas de ácidos orgánicos-ácido fluorhídrico, para prevenir la indeseable precipitación de productos de reacción con la formación de arenisca.

VI.2.3 Calidad de los Datos Obtenidos.

Como aspecto general, la calidad de los datos obtenidos durante las pruebas de laboratorio, dependen en gran medida de la representatividad de los fluidos y roca de la formación a tratar. Es más fácil disponer de una muestra de fluido del pozo, que una muestra de roca, pues esto último depende de si se cortó un núcleo durante la perforación del pozo. En el caso de no disponer de un núcleo del pozo a estimular, se deberá utilizar otra muestra, que a juicio de los geólogos sea la más parecida, aunque provenga de otro pozo. Es muy importante que el laboratorio en donde se realicen los análisis tenga certificados los protocolos para la realización de las pruebas. Esto promoverá que los datos obtenidos en las pruebas sean de alta calidad.

VI.2.4 Manejo Correcto de la Información Generada.

Por cada operación de fracturamiento ácido o estimulación matricial llevada a cabo, se deben resguardar los siguientes datos:

1. Nombre del campo y número del pozo.
2. Yacimiento.
3. Fecha y hora de inicio de la operación (fracturamiento ácido o estimulación matricial),
Reporte de la operación.
4. Datos digitales de las presiones.

En cuanto a la información adquirida se debe resguardar de la siguiente manera:

- ***Información para determinar las propiedades geomecánicas de la roca.***
 - a. Evaluación básica de mineralogía.
 - b. Pruebas de Geomecánica de rocas.
- ***Información para determinar la calidad del ácido a utilizar.***
 - a. Pruebas especiales con núcleos (pruebas en disco rotativo, pruebas grabado con ácido, pruebas de pérdida de fluido, pruebas de compatibilidad y pruebas de emulsión).
- ***Información para determinar la presión de cierre de fractura, el coeficiente de pérdida de filtrado, gasto y presión de extensión de fractura.***
 - a. Pruebas de diagnóstico.
 - b. Medición continua de gastos, presiones y volúmenes acumulados en tiempo real.
- ***Información para evaluar el tratamiento (fracturamiento ácido o estimulación matricial).***
 - a. Pruebas de variación de presión.
 - b. Trazadores radiactivos.

Referencias

²³ Lobato Barradas, Gerardo; "Guía para la toma de Información en Operaciones de Fracturamiento Hidráulico"

²⁴ Gutiérrez Murillo, Guillermo; "Guía para la toma de información en fracturamientos con ácido y estimulaciones ácidas", Agosto 2006.

CAPITULO VII Valor de los Datos en el Desarrollo y Explotación de Campos Petroleros.

Los Ingenieros Petroleros son básicamente productores de información, y su desarrollo va de acuerdo con el valor de la información que ellos producen. En un sentido real, las decisiones más importantes que hace un Ingeniero Petrolero son definir y aplicar políticas de explotación. Estas decisiones no pueden evitarse. Los pensamientos y consideraciones que se dan al realizar estas decisiones van desde ninguno hasta el extremo de realizarlas con angustia. El número de decisiones a tomar es realmente grande.

VII.1 El Valor de la Información Enfocada a la Toma de Decisiones.

Un método para dirigir correctamente la toma de decisiones se basa en el valor neto de información y el tener un sesgo a favor de las buenas decisiones, el primero se basa en el esquema del árbol de decisiones, el cual lleva la secuencia del proceso de adquisición de información, haciendo consideraciones variadas respecto a que la información obtenida pueda ser o no favorable, aunque esto no impide que sea utilizada para otros propósitos. Por ejemplo, cierta información puede ser adquirida con el fin de darse una idea sobre algo o crear una imagen, más que adquirirla para mejorar la siguiente decisión; el segundo es el sesgo hace referencia a cuando el especialista atribuye certidumbre a la información, esto es lo que permitirá generar una tendencia para así determinar buenas noticias. En ocasiones el resultado final no se asemeja al que el especialista desea, sin embargo puede presentar un buen grado de confiabilidad.

VII.1.1 Árbol de Decisiones²⁵.

El Árbol de Decisiones mostrado en la figura VII.1, se determina primero si se adquirió o reunió información, esto en conjunto con las decisiones pertinentes siguiendo una secuencia racional, diferenciando las buenas o malas noticias que nos dé la información recaudada.

Los términos “Buenas Noticias” o “Malas Noticias” determinan si vamos en la dirección correcta durante nuestro proceso de exploración o desarrollo. Por ejemplo, una “Buena Noticia” nos confirmará que la suposición hecha respecto a encontrar cierto volumen de reserva de hidrocarburos es correcta. Una “Mala Noticia” nos indicará que la reserva tiene un volumen mucho menor que el esperado, o bien que no existe.

El procedimiento que sigue el árbol de decisiones es, primero determinar si hubo adquisición de información o no; para el primer caso se tienen dos posibilidades: obtener buenas noticias (f_G), que es decidir en base a la información adquirida si el proyecto es viable; las malas noticias ($1-f_G$) son el caso donde la información indica que los valores medidos no satisfacen las necesidades del proyecto. Ambos casos se basan también en criterios y experiencias de los especialistas. Para cada uno de estos dos casos se presentan otras dos posibilidades en las cuales se determina si esta información es correcta o es mala. Esto puede mejorar la decisión. Para el segundo caso en donde no hubo toma de información, el valor del proyecto (E_o) se determina solo con el conocimiento disponible del área, campo, pozo, etc.

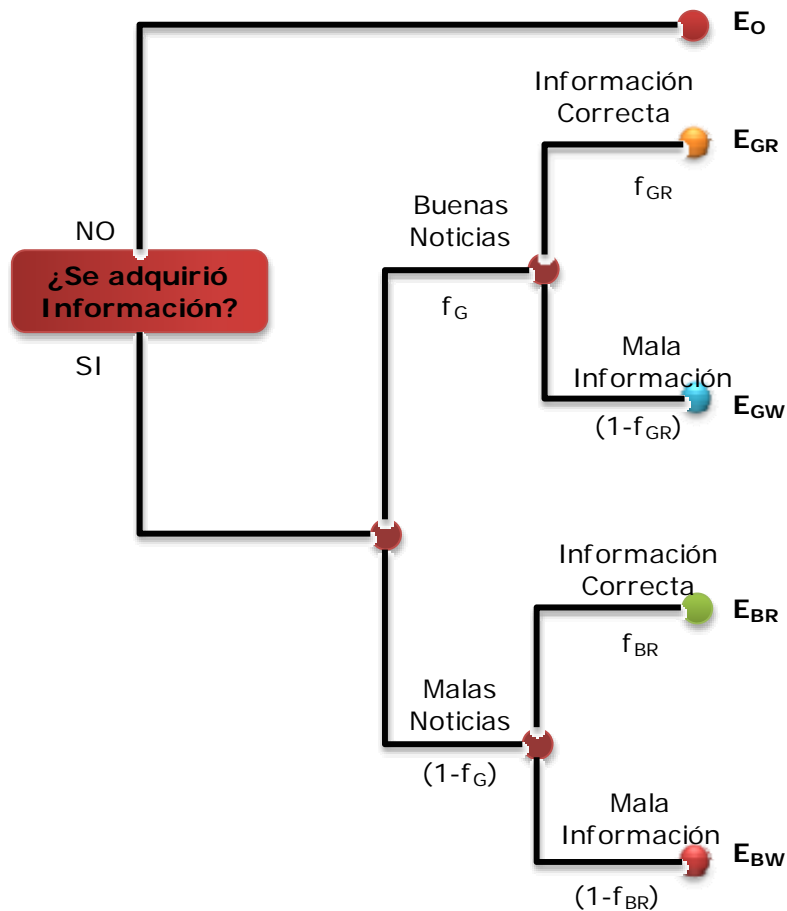


Figura VII.1 Árbol de Decisiones.

A continuación se explica la notación que aparece en la figura VII.1:

E_0 : valor esperado del proyecto sin adquirir información adicional.

E_{BR} : valor esperado del proyecto cuando se tienen malas noticias, pero la información es la correcta.

E_{BW} : valor esperado del proyecto cuando se tienen malas noticias y mala información.

E_{GR} : valor esperado del proyecto cuando se presentan buenas noticias e información correcta.

E_{GW} : valor esperado del proyecto cuando se tienen buenas noticias, pero la información es incorrecta.

f_{BR} : frecuencia en la que este tipo de información para el caso de que sean malas noticias resulta ser correcta.

f_G : frecuencia de obtener buenas noticias de la información adquirida.

f_{GR} : frecuencia en la que este tipo de información, para el caso de que sean buenas noticias, resulta ser correcta.

El árbol de decisiones define los requisitos y la estimación del valor de la información, el cual resulta de la ecuación 7.1, y se define como $C_{m\acute{a}x}$, que es la máxima cantidad que puede presentar el valor de la información.

$$C_{m\acute{a}x} = f_G [f_{GR}E_{GR} + (1-f_{GR}) E_{GW}] + (1-f_G)[f_{BR}E_{BR} + (1-f_{BR})E_{BW}] - E_0 \quad (7.1)$$

Si $C_{m\acute{a}x}$ es negativo, la información considerada no agregará valor.

La figura VII.1, es la representación gráfica de la ecuación 7.1, donde se captura el atributo de las decisiones para obtener en algunos casos más información y así poder mejorar las decisiones que ha tomado el Ingeniero Petrolero y otras disciplinas relacionadas con ella. El árbol de decisiones no es exclusivo de la ingeniería petrolera, sin embargo los riesgos de los proyectos de extracción de gas y petróleo, hacen que sea más frecuente tener malas noticias, información incorrecta y las consecuencias que estas puedan traer.

Es muy común considerar que a mayor inversión en la toma de información, más cerca estamos de conocer la verdad. Sin embargo esto no es cierto, ya que las variables que se encuentran dentro de los proyectos de exploración y explotación no pueden ser caracterizadas de una forma perfecta y precisa.

VII.1.2 Sesgo a Favor de las Buenas Noticias.

Los resultados de la tabla VII.1 muestran el valor potencial de la información, $C_{m\acute{a}x}$, obtenido en cuatro ejemplos para los cuales se considero un pozo en desarrollo, obteniendo su evaluación económica inicial de 20 (unidades), se consideran 4 actividades diferentes para aplicar en dicho pozo; con el fin de tomar la mejor decisión.

	Pozo de Desarrollo	Inyección de CO ₂	Recuperación Mejorada con Polímeros.	Incrementa la oferta para desarrollar un área.
f_G	0.5	0.5	0.5	0.5
f_{GR}	0.75	0.75	0.75	0.75
f_{BR}	0.75	0.75	0.75	0.75
E_o	20	0	50	100
E_{GR}	50	75	200	200
E_{GW}	-4	-200	-200	-250
E_{BR}	0	0	50	0
E_{BW}	0	0	50	0
$C_{m\acute{a}x}$	-1.75	3.12	25	-56.2

Tabla VII.1

Utilizando la ecuación 7.1 se pudo obtener los valores que facilitarán el proceso. Estos resultados reflejan el principio que indica que si el valor de la información es siempre positivo, seguramente se tendrán buenas noticias; si por el contrario el valor obtenido nunca es positivo se presentarán malas noticias.

La adquisición de información con sesgo, así como esa tendencia a presentar buenas noticias, puede explicar el porqué los actuales resultados de los proyectos tienden a ser menos favorables que la justificación que estos tienen. Actualmente y cada vez más frecuente es el hecho de que los resultados favorecen menos que la proyección inicial.

Un comprador de información, solo adquirirá información que anticipe buenas noticias. Cuando cree que la información es más segura de lo que es en realidad, comprará información sesgada hacia o respecto a las buenas noticias. Estos sesgos tienden a generar proyectos muy optimistas, que al ser desarrollados presentarán grandes desviaciones respecto a lo programado.

VII.2 El Valor de la Información enfocada a la Creación de Valor y la Mitigación de Riesgos²⁶.

El análisis del Valor de la Información (VI) es una poderosa herramienta que permite racionalizar los costos a corto plazo de la adquisición de datos, incluso a largo plazo aumenta el valor del análisis VI; generalmente un riguroso análisis VI se extiende a todo el ciclo de vida de E&P y requiere del trabajo de un equipo multidisciplinario el cual proporcionará los datos que sean requeridos.

El análisis del Valor de la Información es esencialmente un cálculo del valor monetario esperado (EVM). Este análisis supone las ventajas de las acciones y resultados bajo dos consideraciones: con o sin la proposición de datos existentes o disponibles; la diferencia en el EVM entre el escenario con adquisición de datos y sin ellos es entonces el valor de cubrir los costos de la adquisición.

Ciertamente el término Reducción de costo puede ser entendido por la reducción de datos adquiridos.

El verdadero poder que tiene el análisis VI se encuentra en mejorar el valor del proyecto y dirigir o administrar oportunamente, los riesgos asociados.

1. **Aseguramiento del Valor.** Si el valor de los datos adquiridos se conoce, el grupo de trabajo tiene una meta inmediata, que es aumentar el valor de los datos una vez que estos se adquieren. Esto proporciona un enfoque tanto en el valor como en el costo.
2. **Creación de Valor.** El cálculo del análisis de sensibilidad del VI puede identificar el origen de los riesgos y la probabilidad de poder ser manejados para mejorar el valor.

El VI tiene la imagen de ser bueno en teoría, pero deficiente en la práctica. En inicio este análisis fue percibido como más complicado, confuso y que requería de más trabajo, asimismo

se pensaba que requerían más parámetros, aunque estos debían ser los correctos y hacer más suposiciones las cuales justificarían cualquier asunto. Aquellas eran percepciones inculcadas, pero incorrectas; en realidad solo se basan en la falta de conocimiento de herramientas y quizá de experiencias pobres.

El verdadero problema es el factor monetario o las ganancias que resultan de la inversión hecha en la adquisición de datos, la inversión es hecha normalmente a varios años a futuro, por ejemplo:

1. Una inspección sísmica en 3D proporcionará la ubicación óptima de los pozos a desarrollar, lo cual aumentará la recuperación por pozo, reduciendo los costos por barril.
2. Cortar un núcleo de diámetro completo atravesando el yacimiento hasta el final de éste, nos podría ayudar para entender mejor el ambiente de depósito, dirigiendo un esquema de desarrollo óptimo.

El realizar un escenario del ciclo de vida completo del proyecto, puede resultar complejo; por lo tanto se requiere de una metodología sistemática y de los instrumentos correctos para reducir las barreras para la aplicación del análisis VI.

VII.3 Método Estándar del Análisis del Valor de la Información.

Los primeros elementos claves designan una consistencia, matemática, rigurosa y aproximación controlada de la calidad para el análisis VI, en algunos casos se requiere de una secuencia de pasos:

1. **Valorar el impacto.** El primer requisito es identificar el impacto que los datos solicitados podrían tener, la adquisición de datos puede ayudar a definir los posibles

cambios de escenario y sus probabilidades asociadas. Así bien, "decisión" se refiere a las opciones o decisiones, donde el especialista actualmente tiene el control sobre el resultado; escenarios se refieren al cambio de eventos donde el operador no tiene el control. Adicional a la adquisición de datos puede ayudar el definir un posible cambio de escenario de oportunidad y las probabilidades que estos tengan de llevarse a cabo, también el valor de la adquisición de datos se obtiene a partir de tener un mejor conocimiento del conjunto de decisiones que se tienen. Este primer paso es probablemente en el que se invierte más tiempo para la construcción del análisis VI; se requiere reflexión, discusiones y lógica, teniendo una sinergia de todas disciplinas involucradas en la planeación del análisis VI. No debe olvidarse el trabajo multidisciplinario, el cual se considera como clave del éxito para el ciclo de vida del análisis VI. La única diferencia que se presenta es que podemos conocer el resultado financiero del proyecto antes, pero si no se maneja o no se sabe manejar la información no se tendrá valor en él.

2. **Valor del impacto.** Generalmente se desearía comenzar con este punto, pues lo primero que se desea conocer es la incidencia monetaria. Como ya se había manejado, el trabajo en equipo es obligatorio e indispensable, ellos después de cuantificar el efecto monetario de la línea para las distintas combinaciones de posibilidades y escenarios el óptimo juego de decisiones puede ser definido en caso de requerir datos adicionales o no. La diferencia del valor entre adquirir o no información es entonces el valor de la información.

3. **Datos incompletos e imperfectos.** Frecuentemente aseguramos tener un programa de adquisición de datos que garantiza el éxito de lo planeado y con esto encontraremos o resolveremos fácilmente el problema. La probabilidad de adquirir datos incompletos se relaciona a la confiabilidad del método de adquisición de datos, la experiencia de los

especialistas en campo puede ayudar a estimar a menudo esta confiabilidad. Se debe poner mayor énfasis en la confianza que se le da a la adquisición de datos y a las hipótesis manejadas en base a la probabilidad de los diferentes tipos de escenario. El análisis VI nos ayuda a encontrar la manera de optimizar la relación calidad-precio, en la adquisición de datos, pues debe tenerse en cuenta lo que se invierte y por ende se pierde al realizar una incompleta o mala adquisición de datos, a veces es conveniente invertir más en la adquisición, pero también no hacerlo de manera desmesurada y tal vez mejorar solo los métodos actuales de adquisición.

VII.4 Comparación de las Industrias Petroleras Nacional y Mundial²⁷.

Tomando como referencia la industria petrolera canadiense para fines de comparación y sabiendo que dicha industria tiene más de un siglo de desarrollo. Canadá es el segundo país en el mundo con las mayores reservas recuperables y el tercer productor de gas mundial después de Estados Unidos y Rusia.

La explotación eficiente de las reservas de petróleo y gas depende de la velocidad y habilidad de mantenerse a la vanguardia con los cambios tecnológicos que exige la industria. Canadá posee los equipos más especializados de recuperación de petróleo (EOR) para yacimientos agotados y de arenas, equipos de prospección geofísica, perforación horizontal, bombeo, cementación y unidades de fractura de pozos. Es primero en el mundo en el tratamiento de gas azufrado, segundo en tecnologías avanzadas en perforación como bajo-balance, módulos costa afuera, diámetro reducido, así como en recuperación mejorada con dispositivos computarizados para extracción de núcleos y sistemas automatizados para manejo de oleoductos.

El mercado internacional es extremadamente importante para Canadá, ya que la mayoría de sus empresas exportan por lo menos el 20% de sus productos y servicios. Posee gran prestigio

debido a que proporciona productos y equipos efectivos, seguros, confiables, y de alta calidad a precios competitivos. Todo esto bajo un proceso de regulación, supervisado por su gobierno.

La junta de consejo puede solicitar que se realice cualquier prueba, análisis, inspección o registro, o bien la calibración de cualquier instrumento utilizado para obtener la información. La calibración de los instrumentos es un punto importante para la obtención de datos e información de calidad y confiabilidad.

Algunos de los requerimientos que exige el gobierno canadiense a los encargados de la explotación de sus pozos se enumeran a continuación y se hace una breve comparación con lo realizado en PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP) que es el encargado en México de administrar los yacimientos y de asegurar la suficiencia en calidad y cantidad de la información técnica requerida para desarrollar los estudios de explotación. Para ello exige a las empresas contratadas el cumplimiento de las guías técnicas en las que se especifican los métodos, equipos e instrumentos a emplear, así como los tiempos de medición, análisis y entrega de información.

1. *Especificaciones que el gobierno canadiense hace a los propietarios o concesionarios de los pozos.*

1.1. Muestras de roca.

Cuando se tomen muestras de roca, se debe seguir lo establecido por la junta de consejo:

- a. Lavar, secar y preservar las muestras en sacos o bolsas, según los requerimientos.
- b. Las muestras serán entregadas dentro de las dos semanas posteriores a la perforación.
- c. Los contenedores deben ser de polietileno.

- d. Las etiquetas que identifican a cada contenedor deben ser de 16x63 mm, en látex. La información que debe llevar la etiqueta es única, pues con ella se identificará el pozo del cual proviene la muestra, así como la profundidad a la que fue tomada.
- e. Los contenedores son sellados y empaquetados en bandejas.

1.2. Núcleos

Cuando la junta de consejo lo requiera, el concesionario del pozo deberá tomar un núcleo de la formación perforada. A menos que la junta de consejo lo establezca de otra manera, el concesionario puede conservar una parte del núcleo recuperado con una longitud menor a los 25 mm.

Se debe colocar el núcleo en una bolsa como la requerida para los recortes, debidamente identificadas con etiquetas, siendo enviada en un plazo de tres meses a partir de la fecha en la que fue recuperado. Las muestras deben ser representativas y conservarse lo más completas posible.

Las recomendaciones y especificaciones establecidas por PEP para la obtención de núcleos se encuentran en la "Guía técnica para la selección de pruebas y protocolos para muestras de roca" y en la "Guía para el Manejo y la Preservación de Núcleos", manejando:

- a. Tipo de preservación requerida.
- b. Cantidad necesaria de muestra.
- c. Tipo de núcleo a cortar.
- d. Características requeridas del lodo.
- e. Análisis de los asentamientos de tuberías de revestimientos, con relación a las profundidades programadas para cortar los núcleos.
- f. Características de la formación que se espera encontrar.
- g. Pruebas a realizar en los núcleos.

- h. Nombre de la compañía que tentativamente realizará el análisis.

1.3. En Canadá para los instrumentos de medición, deben cumplir con los requerimientos siguientes:

- a. Cualquier peso muerto usado para calibrar los instrumentos para medir presiones debe ser certificado anualmente por un laboratorio acreditado por el Standards Council of Canada a través del Calibration Laboratory Assessment Service of the National Research Council of Canada u otro laboratorio certificado.
- b. La calibración se hará utilizando la corrección del peso muerto. Esto dentro de los dos primeros meses previos a ser usado en cualquier inspección, dos veces después de ser reparados y una vez al año según sea requerido por las condiciones de los medidores.

En PEP los instrumentos de medición se documentan de manera específica, pues en cada una de las guías se establecen las características que deben tener los instrumentos, así como los tiempos de calibración. Haciendo referencia a la “Guía para la evaluación petrofísica de yacimientos a través de registros geofísicos”, la calibración de las herramientas se maneja como proceso operacional de control que nos permiten asegurar la precisión, validez y calidad de las medidas. Se realizan diferentes tipos de calibración como:

- a. Calibración maestra o primaria.
- b. Calibración en el taller.
- c. Calibración de la herramienta antes del registro.
- d. Calibración de la herramienta después del registro .
- e. Sección repetida.

2. Información que exige el gobierno canadiense a los concesionarios o propietarios de pozos.

2.1 Formaciones de Arena.

Cuando se perforen formaciones de arena, remitirá a la junta de consejo, en un plazo no mayor a un mes a partir de la fecha del análisis o bien de la terminación o abandono del pozo, la información obtenida, incluyendo la localización y nivel de referencia, dos copias del análisis de fluido, registros, etc.

2.2 Núcleos y Análisis de Núcleos.

Después de terminado el análisis se deberá entregar en un plazo no mayor a un mes, dos copias del reporte del análisis, incluyendo mediciones de porosidad, permeabilidad o saturación del fluido. Toda esta información confidencial.

2.3 Análisis de fluidos.

Las muestras representativas como aceite, gas y agua, que fueron tomadas se analizarán para determinar su representatividad. Se elaborarán los respectivos reportes que serán entregados en un plazo no mayor de 45 días y serán acompañados por la siguiente información:

- a. Nombre del pozo.
- b. Punto de muestreo.
- c. Presión y temperatura en el punto de muestreo.
- d. Tipo de lodo.
- e. Prueba de recuperación.
- f. Intervalo.

En caso de haber tenido prueba de producción, se manejarán los puntos a, b y c.

3. ***Aspectos de la medición que debe considerar el encargado de la explotación del campo.***

En **Canadá**, los concesionarios realizarán las mediciones que requieran, con el equipo adecuado para tal efecto, obteniendo así la mayor precisión posible, debiendo realizar la calibración de los instrumentos dentro del primer mes de uso. Para calcular el volumen de gas, las mediciones deben ser realizadas a condiciones estándar de presión y temperatura; si dichos valores difieren de estas condiciones se realizará la corrección de acuerdo a la Ley de los Gases Ideales o por el factor de desviación.

Se enviará por escrito la estimación de los volúmenes de gas producido; si se llegase a encontrar algún error en dichas estimaciones, los concesionarios deben realizar los ajustes necesarios al medidor y reportar nuevamente los volúmenes correctos del período en el cual se dieron lecturas erróneas. Los medidores deben mantenerse en buenas condiciones y resguardados a fin de garantizar lecturas confiables.

En el aspecto de la información que requiere **PEP** en los reportes que se deben entregar, se maneja la siguiente información:

3.1 En los Registros Geofísicos. Se debe anexar la imagen del registro, el reporte con los siguientes datos:

- a. Número de Pozo.
- b. Fecha de Registro.
- c. Tipo de Registro.
- d. Encabezado completo, correcto y comentarios.
- e. Calibración (maestra, exactitud de la calibración antes y después).
- f. Repetibilidad.
- g. Parámetros principales correctos.

- h. Velocidad del registro.
- i. Ruido ocasional o respuesta anómala.
- j. Respuesta anómala seria.

Para la información contenida en los reportes de análisis de fluidos, se hace referencia a la "Guía para la adquisición de muestras de fluidos de yacimientos para análisis PVT" y la "Guía para la Validación del Análisis de Pruebas de Laboratorio PVT"

3.2 Muestreo.

- a. Características del yacimiento.
- b. Características del pozo.
- c. Muestra.

3.3 Análisis.

- a. Intervalo productor.
- b. Formación productora.
- c. Presión Estática al N.M.D.
- d. Temperatura al N.M.D.
- e. Fecha del análisis.
- f. Laboratorio.
- g. Tipo de análisis.
- h. Presión de saturación a T_y .
- i. Compresibilidad promedio a T_y .
- j. Expansión térmica del aceite original.
- k. Densidad, viscosidad, RGA y B_o a P_B .
- l. B_g , densidad del gas a C.Y, Factor de desviación, densidad relativa del gas en la primera etapa de separación diferencial.

- m. Contenido de CO_2 , H_2S y N_2 en el gas en la primera etapa de separación.
- n. Etano líquido, propano y más pesados en el gas en la primera etapa de separación.
- o. Viscosidad y densidad del aceite residual.

3.4 Verificación.

El reporte debe incluir la siguiente información:

- a. Composición del fluido original.
- b. Densidad de la fracción pesada.
- c. Peso molecular de la fracción pesada.

Referencias.

²⁵ Lorenz, John; "Net Value of Information", *Journal of Petroleum Technology*, April 1998.

²⁶ Koninx M., Jean-Paul; "Value-of-Information—from Cost-Cutting to Value-Creation", SPE 64390.

²⁷ Alberta Regulation 151/71, Oil and Gas conservation Act, Oil and Gas Conservation Regulations; Part 11 y Part 14.

CONCLUSIONES.

La adquisición de datos es el inicio para la toma de decisiones, un dato es factor importante pero no suficiente, se requieren obtener varios y diferentes datos los cuales serán ligados de tal forma que en conjunto, nos ayudarán a hacer una interpretación más completa de la realidad. Es importante recordar que la certidumbre de los resultados no se basa en la cantidad de datos obtenidos, sino en su calidad, la interpretación y organización que se les dé.

Las herramientas presentes en este trabajo, tales como el proceso de adquisición de datos, el diagrama de árbol, la aplicación del sesgo, nos permiten manipular y clasificar la información, para facilitar la toma de decisiones, buscando siempre la más acertada.

En el desarrollo y explotación de campos petroleros, la adquisición de información tiene un valor muy importante, pues contar con la información adecuada permitirá tomar mejores decisiones que repercutirán en tener una reducción en los costos de inversión y operación, incrementando el factor de recuperación del campo así como la certidumbre en los pronósticos de producción y disminución en el tiempo de planeación para cada proyecto.

La adquisición depende de diversos elementos mencionados en este trabajo, uno es la calibración y mantenimiento periódicos de las herramientas utilizadas, pues esto dará confiabilidad y calidad a los datos; un segundo es la base de datos donde se almacenará la información, que permitirá su fácil acceso para usos posteriores, disminuyendo tiempo de búsquedas o nuevas adquisiciones.

Los diferentes procesos, mostrados en este trabajo proporcionaron una guía que fácilmente puede seguirse, de manera que, cuando el ingeniero petrolero requiera obtener información de un pozo ésta sea de mejor calidad y con los mínimos costos, tiempos y esfuerzos.

Bibliografía.

1. E. L., Upp; "Fluid Flow Measurement", Gulf Publishing Company.

Referencias.

- ¹ Lobato Barradas, Gerardo; Conferencia "El proceso de Adquisición de Información en los proyectos de Explotación", Boca del Río, Veracruz, Exitep 2005.
- ² S.H. Raza, "Data Acquisition and Analysis for Efficient Reservoir Management" JPT, April, 1992.
- ³ Roca Ramisa, Luis; Sena, Arcargelo; Smith, Tad; Boerner, Smith; "Guía para la Caracterización Sísmica de Yacimientos", México 2007.
- ⁴ Gerencia de Información Técnica de Explotación; "Normativa para la Certificación de datos analógicos y digitales de registros geofísicos de pozos.", Septiembre 2005.
- ⁵ Lobato Barradas, Gerardo; "Guía para la evaluación petrofísica de yacimientos a través de registros geofísicos.", México 2007.
- ⁶ Intercambio de Experiencias en Administración de Datos Técnicos; "Administración de la Información de Registros Geofísicos de Pozos Petroleros".
- ⁷ Lobato Barradas, Gerardo; "Guía para el manejo y la preservación de núcleos".
- ⁸ Dennis Kevin; "Guía para la selección de pruebas y protocolos para muestras de roca".
- ⁹ Smith, R.C. y Steffenson, R.J.: "Interpretation of Temperature Profiles in Water-Injection Wells", JPT (Junio 1975); Trans. AIME 259.
- ¹⁰ Gutiérrez Murillo, Guillermo; Lira Sil, Carlos: "Guía para la toma de información con Registros de Producción y Registros de calidad de la cementación", México 2007.
- ¹¹ Smith, R.C. y Steffenson, R.J.: "Interpretation of Temperature Profiles in Water-Injection Wells", JPT (Junio 1975); Trans. AIME 259.
- ¹² Lobato Barradas, Gerardo: "Guía para la adquisición de Muestras de Fluidos de yacimientos para análisis PVT", México.
- ¹³ Lobato Barradas, Gerardo: "Guía para la planeación y realización de pruebas de laboratorio PVT"
- ¹⁴ Saucedo García, Ma. De Jesús; Urquieta Saavedra, Edgar; Contreras Vizcaíno, Sofía: "Guía para la validación de pruebas PVT".
- ¹⁵ Lobato Barradas, Gerardo: "Guía para el Aforo de pozos", México 2007.
- ¹⁶ Lobato Barradas, Gerardo: "Guía para la planeación y ejecución de pruebas de variación de presión para un solo pozo", México 2007.
- ¹⁷ Lobato Barradas, Gerardo; "Guía para la medición de presión de fondo en pozos cerrados".

- ¹⁸ Lobato Barradas, Gerardo; "Guía para las medición de presión de fondo en pozos fluyendo".
- ¹⁹ Lira Sil, Carlos; Gutiérrez Murillo, Guillermo; "Guía para la toma de información con registros de producción y registros de calidad de la cementación" (Febrero 2007).
- ²⁰ Bigelow, E. L.: "A Practical Approach to the Interpretation of Cement Bond Logs", JPT (Julio 1985).
- ²¹ Fertl, W. H., Pilkington, P. E., y Scott, J. B.: "A look at Cement Bond Logs", JPT (Junio 1974).
- ²² Sánchez Olea, Eva; "Guía para la toma de información en sistemas de recolección y procesamiento de hidrocarburos", Abril 2007.
- ²³ Lobato Barradas, Gerardo; "Guía para la toma de Información en Operaciones de Fracturamiento Hidráulico"
- ²⁴ Gutiérrez Murillo, Guillermo; "Guía para la toma de información en fracturamientos con ácido y estimulaciones ácidas", Agosto 2006.
- ²⁵ Lorenz, John; "Net Value of Information", Journal of Petroleum Technology, April 1998.
- ²⁶ Koninx M., Jean-Paul; "Value-of-Information—from Cost-Cutting to Value-Creation", SPE 64390.
- ²⁷ Alberta Regulation 151/71, Oil and Gas conservation Act, Oil and Gas Conservation Regulations.