



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROCESAMIENTO DE DATOS DE PRESIÓN PROVENIENTES DE SENSORES PERMANENTES DE FONDO

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

TOVAR VILLEGAS YIBRAN MICHELT
VÁZQUEZ LÓPEZ DANIELA ANAYTHÉ



DIRECTOR DE TESIS:
ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. JUNIO 2012

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES

Yolanda Villegas Romero y **José Rodolfo Tovar Fernández** por apoyarme tanto emocional como económicamente para poder concluir satisfactoriamente con mi carrera. Por siempre creer en mí hasta en los momentos más difíciles. Por todo el amor, el cuidado y la educación que me han dado, y por los valores que me siguen inculcando para ser la persona que soy ahora.

A MI HERMANO

Kevin Brian Tovar Villegas por brindarme tu amor y compañía, por saber que, sin importa la circunstancia, toda la vida voy a contar contigo. Por jugar y pelear conmigo. Porque desde que naciste has hecho más feliz mi vida.

A MIS FAMILIARES

A todos mis **primos, primas, tíos, tías y abuelitos** que sin saberlo han sido otra de mis motivaciones para concluir con mis estudios. Gracias por ofrecerme su apoyo y cariño.

A MIS AMIGOS

De la infancia, por haber contribuido en formar mi manera de ser y enseñarme el significado de la amistad. **De la preparatoria**, por regalarme una de las mejores épocas de mi vida. **De la carrera**, por ayudarme a salir adelante en los momentos más difíciles de la misma. En general gracias a todos por compartir risas, lagrimas, consejos y preocupaciones.

A MI NOVIA

Daniela por quererme tal y como soy, porque desde el momento en que te conocí me convertiste en una mejor persona. Por ayudarme a concluir la carrera y por realizar esta tesis conmigo. Por esos pequeños detalles que tienes que me hacen feliz.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Por haberse convertido en mí segundo hogar. Porque durante más de 8 años, que curse en la **Prepa 6** y en la **Facultad de Ingeniería**, me hizo sentir orgulloso cada segundo. Y ahora espero ser yo el que los haga sentir orgulloso durante mi vida profesional.

A mi **Director de Tesis** por ayudarnos a concluir este trabajo y a mis **Sinodales** por tomarse el tiempo para revisarlo y corregirlo.

Y a **DIOS** por darme salud, bienestar y la fuerza para nunca darme por vencido. Y por haber llenado mi vida con tantas personas maravillosas y mucho amor.

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES

Teresita López González y **Fidel Vázquez Díaz** por el apoyo que siempre me brindaron, por todo el sacrificio y esfuerzo que día a día tuvieron que hacer para que hoy este aquí, haciendo de este triunfo más suyo que mío por la forma en la que guiaron mi vida y por la persona en la que me han convertido. Los amo muchísimo.

Mami eres la mejor del mundo, gracias por dejarlo todo y estar ahí cuando más te necesitaba, por tus consejos que siempre llegaron en el momento correcto y que en ese instante me hacían tanto enojar, gracias por darme la mejor familia que pude haber tenido, gracias por creer en mi y darme estas alas con las cuales (a partir de ahora) volaremos juntas.

Papi porque cuando sentía que todo era tan difícil solo bastaba escuchar que te ibas a trabajar en la madrugada para recordar que debía esforzarme mucho más y entonces me dabas esas fuerzas que necesitaba para seguir adelante y no defraudarte. Porque aprendí de ti, a hacer todas las cosas con gusto y pasión. Gracias por darme la oportunidad de tener una mejor vida. Porque nunca podré pagar todos tus desvelos y cariño ni aún con las riquezas más grandes del mundo.

A MI MACORINA

Le doy tantas gracias a Dios por tenerte a mi lado, porque mi vida no sería la misma si no hubiera tenido a esta abuelita que ha brindado a esta familia todo su amor, cariño, apoyo y tiempo. Porque gran parte de lo que soy te lo debo a ti. Porque eres mi madre dos veces y siempre buscare tu felicidad.

A MIS HERMANOS

Gabriela Stephany y **José Carlos**, siempre nos tendremos el uno al otro para apoyarnos y protegernos, los amo con todo mi corazón. Gaby porque siempre has ido por delante de mi, iluminando mi camino y guiando mis pasos haciendo así mi vida más fácil y evitando que tropezara muchas veces, porque eres mi mejor amiga. Peps porque siempre has sido como mi hermano mayor, ayudándome en todo para lo que no soy muy buena y apoyándome cuando lo eh necesitado, gracias por todo lo que jugamos y por todas las veces que terminamos llorando.

A YIBRAN MICHELT

Porque desde que llegaste a mi vida la has hecho mejor y te has convertido en parte esencial de la misma. Por ser mí mejor amigo y saber que siempre puedo contar contigo. Muchas gracias por apoyarme en todo momento y alentarme cuando más lo necesitaba. Gracias a tu compañía me hiciste este trayecto menos pesado y divertido como siempre lo haces todo. Te amo hasta Marte.

A LA FAMILIA TOVAR VILLEGAS

Porque en todo este tiempo se han vuelto mi segunda casa y siempre me recibieron con una sonrisa. Les agradezco de todo corazón todo el apoyo y los días divertidos que me han hecho pasar.

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Por abrirme las puertas y permitirme entrar a la **Prepa 6**, donde entre sola y salí con una familia. Gracias a mis mejores amigos **Yibran, Shock, Tope, Juan, Gus, Güero, Ana...** a toda la **alianza** por todo lo que vivimos, haciendo de esta etapa la mejor de mi vida. Orgullosamente hecha en P6!!! A la **Facultad de Ingeniería** y a todos mis amigos que compartieron conmigo este trayecto que no fue fácil sin embargo con su amistad logre salir adelante.

A mi **Director de Tesis** por ayudarnos a concluir este trabajo y a mis **Sinodales** por tomarse el tiempo para revisarlo y corregirlo.

AL DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

Le quiero agradecer por toda las enseñanzas que nos ha brindado, por preocuparse tanto de que la educación que recibamos sea de calidad y que salgamos bien preparados. Es ustedes una excelente persona.

Y ESPECIALMENTE A PORFIRIO LÓPEZ RIVERA

Por haber formado parte de mi vida y porque se que desde que te fuiste te convertiste en mi ángel y sigues cuidándome como lo hiciste siempre. Porque no tienes ni idea lo mucho que me hiciste falta. Te extraño.

Índice

CAPÍTULO I. IMPORTANCIA DE LOS SENSORES PERMANENTES DE FONDO	
I.1 ANTECEDENTES	3
I.2 SENSORES PERMANENTES DE FONDO (PDG)	4
I.3 EVOLUCIÓN DE LOS SENSORES PERMANENTES DE FONDO	7
I.4 TIPOS DE SENSORES	9
I.4.1 Sensores Electrónicos	9
I.4.2 Sensores No Electrónicos	10
I.4.2.1 Sensores de Fibra Óptica	11
I.4.2.2 Sensores de Diafragma por Resonancia Magnética	13
I.5 REFERENCIAS	14
CAPÍTULO II. TERMINACIÓN DE POZOS CON SENSORES PERMANENTES DE FONDO	
II.1 ANTECEDENTES	17
II.2 DEFINICIÓN DE TERMINACIÓN	18
II.3 TIPOS DE TERMINACIÓN	19
II.3.1 Terminaciones en Agujero Descubierto	19
II.3.2 Terminaciones en Agujero Entubado	20
II.3.3 Terminación Simple	20
II.3.4 Terminación Múltiple	21
II.3.5 Terminación con Flujo Natural o Artificial	22
II.4 TERMINACIÓN INTELIGENTE	23
II.5 CAMPO INTELIGENTE	25
II.5.1 Elementos Tecnológicos de los Campos Inteligentes	26
II.6 SISTEMA DE MONITOREO DE UN PDG ELECTRÓNICO	28
II.6.1 Mandril	28
II.6.2 Conectores en el Fondo del Pozo	29
II.6.3 Conectores en la Cabeza del Pozo	29
II.6.4 Conectores en la Parte Superior del Agujero	30

II.6.5 Cables.....	30
II.6.6 Fuente de Alimentación	31
II.7 SISTEMA DE MONITOREO DE UN PDG DE FIBRA ÓPTICA.....	31
II.7.1 Instrumentación	32
II.7.2 Cableado de la Boca de Pozo y Superficie.....	32
II.7.3 Cables y Conectores	33
II.7.4 Ensamblado del Sensor	33
II.8 ADQUISICIÓN DE DATOS.....	33
II.8.1 Software.....	35
II.9. REFERENCIAS	35
CAPÍTULO III. PROCESAMIENTO DE DATOS	
III.1 INTRODUCCIÓN	39
III.2 PROCESO WAVELET	42
III.2.1 Algoritmo Wavelet.....	43
III.2.1.1 Eliminación de Outlier.....	43
III.2.1.2 Eliminación del Ruido (Denoising).....	44
III.2.1.3 Identificación de Break Points.....	45
III.2.1.4 Reducción de Datos.....	45
III.2.2 Algoritmo Ventana.....	46
III.2.2.1 Reconstrucción de la Historia de Producción	47
III.2.2.2 Filtrado de Comportamiento	49
III.2.2.3 Interpretación de Datos	51
III.3 PROCESO PRE-WAVELET	52
III.3.1 Eliminación de la Superposición	53
III.3.2 Eliminación de los Outliers Inferiores.....	53
III.3.3 Estimación del Nivel de Ruido	55
III.3.4 Detección del Nivel de Ruido a Través del Mínimo Error Cuadrado Ajuste de Línea Recta	56

III.4 PROCESO POST-WAVELET	57
III.4.1 Selección de los Break Points	57
III.4.2 Ajuste de los Break Points	59
III.4.3 Estimación Inicial de los Gastos Desconocidos	60
III.V REFERENCIAS	61

CAPÍTULO IV. APLICACIÓN

IV.1 CAMPO BALMORAL	65
IV.1.1 Análisis Del Problema	66
IV.1.2 Sistema de Sensores de Presión de Fondo	67
IV.1.3 Aplicaciones de los Datos Obtenido de los Sensores Permanentes de Fondo	69
IV.1.3.1 Monitoreo Continuo del Yacimiento.....	69
IV.1.3.2 Pruebas Extendidas de Pozos.	72
IV.1.4 Confiabilidad de los Sistemas de los Sensores	76
IV.1.5 Instalaciones Futuras	79
V.1.6 Conclusiones	80
IV.2 CAMPOS DEL MAR DEL NORTE	80
IV.2.1 Campos Gullfaks y Veslefrikk	81
IV.2.2 Análisis del Problema	84
IV.2.3 Requerimiento de los PDG	85
IV.2.4 Instalación y Configuración del Sistema	86
IV.2.5 Aplicaciones de la Administración del Yacimiento	87
IV.2.6 Desempeño sobre el Tiempo	94
IV.2.7 Conclusiones	97
IV.3 REFERENCIAS	98

CAPÍTULO V. FUNDAMENTO TEÓRICO

V.1 FUNDAMENTO TEÓRICO	101
V.1.1 Ecuación de Difusión para Yacimientos de Aceite	101

V.1.1.1 Ecuación de Estado.....	102
V.1.1.2 Ecuación de Continuidad.....	102
V.1.1.3 Ley de Darcy.....	103
V.1.2 Flujo Radial.....	103
V.1.3 Ecuación de Difusión Radial.....	104
V.2 ANÁLISIS DE DATOS DE PRODUCCIÓN	106
V.2.1 Análisis de la Tasa de Declinación	107
V.2.2 Curvas de Declinación.....	108
V.2.3 Ecuaciones de la Declinación de Producción	109
V.3 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	112
V.4 REGISTRO DE PRESIÓN DE FONDO CERRADO (RPFC)	114
V.5 REGISTRO DE PRESIÓN DE FONDO FLUYENDO (RPFF)	115
V.6 CURVAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN	118
V.6.1 Prueba de Decremento de Presión	118
V.6.2 Prueba de Incremento de Presión	120
V.7. REFERENCIAS	123
CONCLUSIONES.....	125
Recomendaciones	125
BIBLIOGRAFÍA.....	127

Lista de Figuras

Capítulo I. Importancia de los Sensores Permanentes de Fondo

Fig. 1.1: Sistema de Monitoreo Permanente	5
Fig. 1.2: Posicionamiento del Sensor Permanente de Fondo.....	6
Fig. 1.3: Evolución de los Sistemas de Monitoreo Permanente	7
Fig. 1.4: Sensor de Quartz.....	10
Fig. 1.5: Proceso DST con Fibra Óptica.....	12

Capítulo II. Terminación de Pozos con Sensores Permanentes de Fondo

Fig.2.1: Tipos de Terminaciones	17
Fig. 2.2: Terminaciones Simples y Múltiples	22
Fig. 2.3: Diferentes Sistemas Artificiales de Producción	23
Fig. 2.4: Terminación Inteligente con PDG	24
Fig. 2.5: Terminación Inteligente en un Pozo Multilateral	25
Fig. 2.6: Elementos Tecnológicos de un Campo Inteligente	28
Fig. 2.7: Mandril del Sensor.....	28
Fig. 2.8: Conectores en la Superficie del Pozo	28
Fig. 2.9: Protector del Cable	30
Fig. 2.10: Sistema de Monitoreo de Fibra Óptica	31
Fig. 2.11: Ejemplo de Datos de Presión Obtenidos con un PDG	34

Capítulo III. Procesamiento de Datos

Fig. 3.1: Datos Provenientes de un PDG e Historia de Producción.....	40
Fig. 3.2: Proceso Wavelet Completo	42
Fig. 3.3: Datos Antes y Después de la Eliminación Outlier.....	44
Fig. 3.4: Datos Antes y Después de la Eliminación del Ruido	44
Fig. 3.5: Identificación de Impulsos Transitorios por el Algoritmo Wavelet.....	45
Fig. 3.6: Conjunto de Datos Originales (izquierda) y Datos Reducidos (derecha)	46
Fig. 3.7: Reconstrucción de Gastos.....	47
Fig. 3.8 Sistema y Señal del Yacimiento	48
Fig. 3.9 Eliminación de Transitorios Anormales.....	50

Fig. 3.10 Estimación de Permeabilidad y Factor de Daño sobre una Frecuencia de Nueve Ventanas	51
Fig. 3.11: Eliminación de Datos Traslapados.....	52
Fig. 3.12: Conjunto de Datos del Campo con Picos y Etapas Outlier	53
Fig. 3.13: Picos Oulier Eliminados por el Algoritmo Wavelet.....	54
Fig. 3.14: Etapa Outlier Eliminada.....	54
Fig. 3.15: Outliers Superiores e Inferiores Eliminados de un Conjunto de Datos	55
Fig. 3.16: Break Points.....	58
Fig. 3.17: Break Points.....	58
Fig. 3.18: Break Points del Algoritmo Wavelet.....	59
Fig. 3.19: Ajuste de Break Points Usando la Intersección de Líneas Rectas.....	60

Capítulo IV. Aplicación

Fig. 4.1: Ubicación del Campo Balmoral	65
Fig. 4.2: Sistema del Sensor de Fondo (Sistema 1).....	68
Fig. 4.3: Datos de Presión de Fondo del Pozo 16/21a-11	70
Fig. 4.4: Datos de Presión de Fondo del Pozo 16/21a-2 (Devoniano).....	73
Fig. 4.5: Datos de Presión de Fondo del Pozo 16/21a-13	25
Fig. 4.6: Tiempo de Funcionamiento del Monitoreo de los PDG Bloque 16/21	76
Fig. 4.7: Fallas Principales del Sistema 1	78
Fig. 4.8: Ubicación de los Campos Gullfaks y Veslefrikk.....	82
Fig. 4.9: Ubicación de los Pozos con PDG para los Campos Gullfaks y Veslefrikk	83
Fig. 4.10: Configuración del Sistema PDG	87
Fig. 4.11: Monitoreo del Incremento de la Presión de Fondo Fluyendo.....	88
Fig. 4.12: Datos de los PDG Provenientes de los Pozos A-10 y A-11	89
Fig. 4.13: Presión de Incremento del pozo A-10, de los PDG y de los Sensores Bajados con Línea de Acero	90
Fig. 4.14: Comparación entre los Datos de Caída de Presión Simulados y Medidos del Pozo A-11 en el Campo Veslefrikk	91
Fig. 4.15: Presión Lineal vs Tiempo del Pozo A-11	94
Fig. 4.16: Análisis de Fallas de los PDG en los Campos Gullfaks y Veslefrikk.....	96

Capítulo V. Fundamento Teórico

Fig. 5.1: Geometría de Flujo para un Sistema Radial.....	104
Fig. 5.2: Flujo Radial de una Fase Simple Alrededor de un Pozo Productor	105
Fig. 5.3: Línea Idealizada de las Diferentes Etapas que Atraviesa una Producción de Aceite, desde el Pozo hasta su Abandono.....	106
Fig. 5.4: Ejemplo de la Velocidad de Declinación.....	110
Fig. 5.5: Curvas de Declinación	110
Fig. 5.6: Representación Gráfica del Índice de Productividad.....	113
Fig. 5.7: Curva de IPR	114
Fig. 5.8: Gráfica de Decremento e Incremento de Presión.....	117
Fig. 5.9: Prueba de Decremento de Presión	118
Fig. 5.10: Historia Esquemática Presión-Tiempo para una Prueba de Decremento de Gasto Constante	120
Fig. 5.11: Prueba de Incremento de Presión.....	121
Fig. 5.12: Comportamiento de la Presión Estática en un Cierre de Pozo	122

Lista de Tablas

Capítulo IV. Aplicación

Tabla 4.1: Análisis del Tiempo Operacional del Sistema 1	77
Tabla 4.2: Análisis del Tiempo Operacional del Sistema 2	79
Tabla 4.3: Datos Generales del Campo y del Yacimiento.....	83
Tabla 4.4: Datos Clave de los PDG	86
Tabla 4.5: Estado de cada PDG Instalado	95
Tabla 4.6: Tasa de Éxito de los PDG.....	96

Capítulo V. Fundamento Teórico

Tabla 5.1: Resumen de las Ecuaciones de Arps y la Ecuación Adimensional.....	123
--	-----

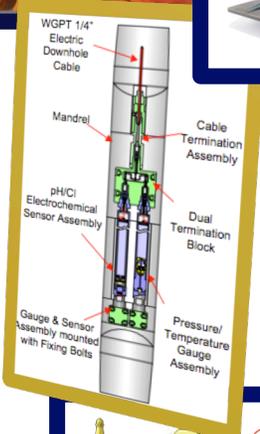
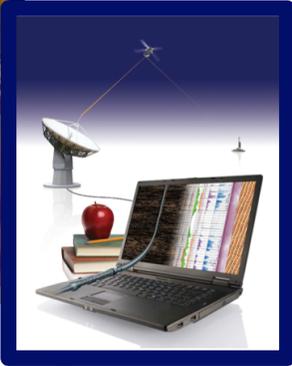
RESUMEN

Los Sensores Permanentes de Fondo más que un lujo se han convertido en una necesidad, ya que permiten monitorear las condiciones del pozo en tiempo real.

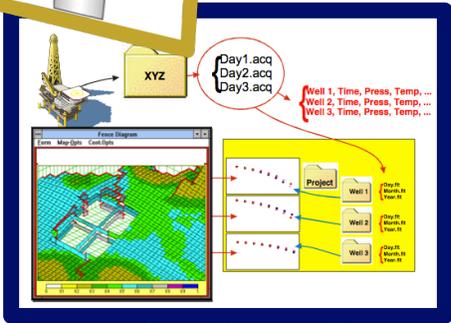
Las mediciones continuas de la presión permiten a los ingenieros observar los cambios dinámicos en el pozo y tomar decisiones que conlleven a una óptima recuperación.

Los datos de presión a largo plazo, provenientes de Sensores Permanentes de Fondo, tienen el potencial de proveer más información sobre un yacimiento que los datos provenientes de pruebas de presión tradicionales, las cuales duran tiempos relativamente cortos. Una duración de prueba insuficiente puede causar ambigüedad en la tendencia de la respuesta de presión.

Sin embargo, el problema radica en la gran cantidad de datos que se tienen que procesar; un año de datos consiste en más de tres millones de mediciones. Además de que en el procesamiento de datos de presión surge una serie de problemas, como el ruido en la información, los “outliers”, los datos perdidos y el comportamiento anormal en la tendencia de datos, entre otros. Es por eso que el “Proceso Wavelet” aparece como una solución para poder obtener información de calidad y así lograr una mejor interpretación de los datos.



IMPORTANCIA DE LOS SENSORES PERMANENTES DE FONDO



I.1 Antecedentes

A través de los años la industria petrolera ha tenido que satisfacer la demanda de hidrocarburos; por tal razón, se ha visto en la necesidad de buscar herramientas que le permitan a los ingenieros de producción y de yacimientos enfrentar la difícil tarea de manejar los activos de petróleo y gas. Para ello requieren conocer a detalle los yacimientos y tener acceso en tiempo real a los datos de relevancia, para así lograr su óptima explotación. Hoy en día, el petróleo se encuentra en ambientes a grandes profundidades y los yacimientos situados en tierra todavía requieren mejores técnicas de recuperación de petróleo, con el fin de maximizar la rentabilidad.

Esto ha ocasionado que las técnicas simples de exploración y desarrollo queden atrás, siendo cada vez más complejas en la medida que las reservas se han vuelto más difíciles de encontrar y la mayor parte del abastecimiento de petróleo y gas proviene de yacimientos maduros. Los yacimientos en desarrollo implican la realización de decisiones complejas basadas en el modelo y el diseño de los mismos, la clave para tomar decisiones exitosas se basa en el correcto modelado del yacimiento.

La necesidad de tener información precisa del yacimiento originó el uso de sensores superficiales para el monitoreo de pozos; sin embargo, los datos de estos sensores no fueron lo suficientemente certeros ya que no se lograba tener una buena simulación del yacimiento, ni se podía hacer un buen modelado del mismo; lo que finalmente llevó a la invención del **Sensor Permanente de Fondo PDG (Permanent Downhole Gauge)**, que puede monitorear el yacimiento, tanto costa afuera como en tierra, en tiempo real durante un largo periodo¹.

El desarrollo de estas tecnologías ha favorecido la capacidad de los ingenieros de producción y de yacimientos para tomar decisiones más acertadas, ya que actualmente se encuentran con información continua de sus yacimientos.

Los datos adquiridos les ayudan a identificar, diagnosticar y tomar decisiones para mitigar los problemas de producción. Al tomar mejores decisiones, se puede acelerar la producción y a la vez aumentar la recuperación final, a la par que reduce el tiempo de inactividad, ya que los sistemas temporales para la toma de datos de fondo requieren que se intervengan los pozos y estas intervenciones aumentarán costos relacionados con los riesgos operativos, de producción y de seguridad al medio ambiente².

I.2 Sensores Permanentes de Fondo (PDG)

Los sensores permanentes se pueden definir como dispositivos de medición; las mediciones se realizan al mostrar cambios en las propiedades de los fluidos, en respuesta a una variable que se mide como presión, temperatura, gasto, densidad, viscosidad, resistividad eléctrica, etc. Se trata de dispositivos que pueden ser eléctricos, mecánicos o de fibra óptica.

Los PDG entregan datos en forma continua o bajo demanda en tiempo real, reduciendo o eliminando en gran medida los costos de intervención para la adquisición de datos. Estas herramientas se instalan durante la terminación de pozos y proporcionan un registro continuo de los cambios de presión durante la producción³.

Los sistemas permanentes de monitoreo de pozos son mucho más rápidos que los métodos convencionales de adquisición de datos. En cuanto las mediciones se hacen, la información se transmite a través de diversos medios de telecomunicaciones como la vía satélite (**Fig. 1.1**). La información puede llegar al ingeniero petrolero responsable de la interpretación de los datos en tiempo real.

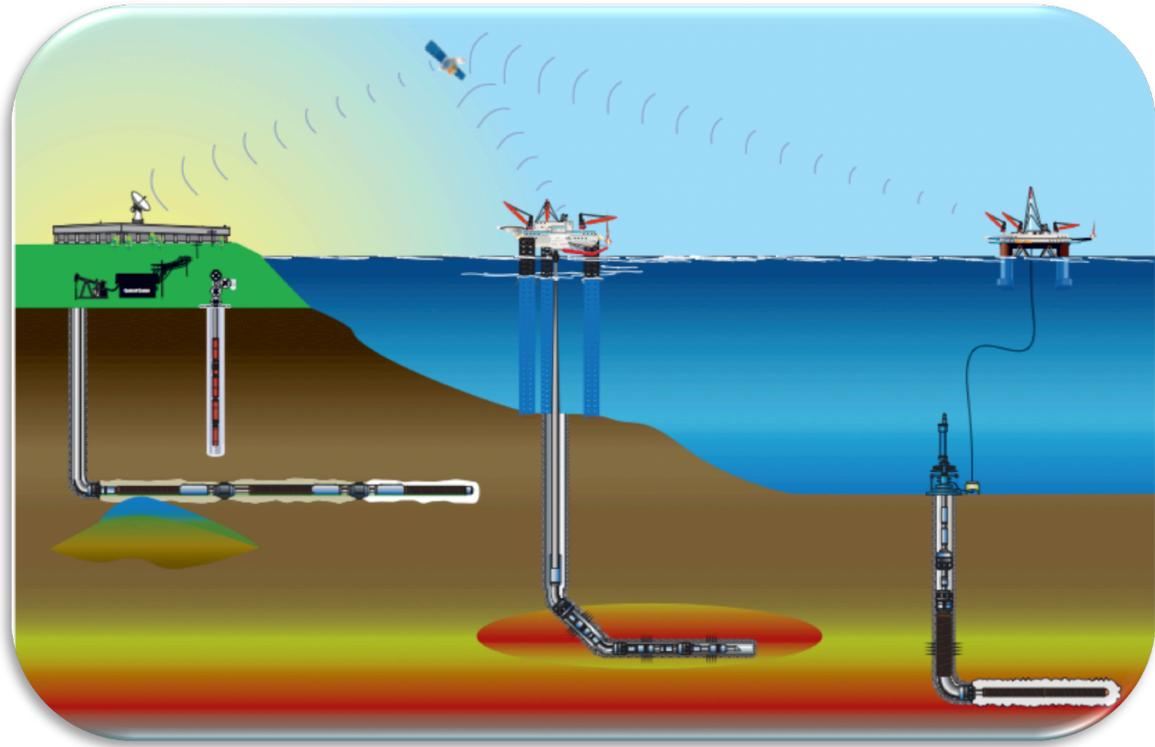


Fig. 1.1 Sistema de Monitoreo Permanente

La ventaja que tienen los PDG, sobre las mediciones efectuadas en superficie, es que éstas últimas generalmente no describen el comportamiento del yacimiento, especialmente cuando las terminaciones son complejas. Al llevar los medidores al fondo del pozo e instalarlos cerca de la formación, los ingenieros pueden observar en forma directa y en tiempo real la respuesta de producción del yacimiento.

Los datos de fondo del pozo se pueden utilizar para diagnosticar precisamente los problemas de producción, pronosticar el desempeño del yacimiento y permitir la optimización de la producción de pozos, utilizando la tecnología de control de flujo de fondo de pozo⁴.

Los métodos tradicionales de monitoreo de yacimientos no pueden ser completamente rechazados; más bien, se pueden utilizar en combinación con sistemas de monitoreo permanente, así como una referencia para evaluar la exactitud del sistema. De esta manera, un problema con el sistema de monitoreo puede ser fácilmente detectado.

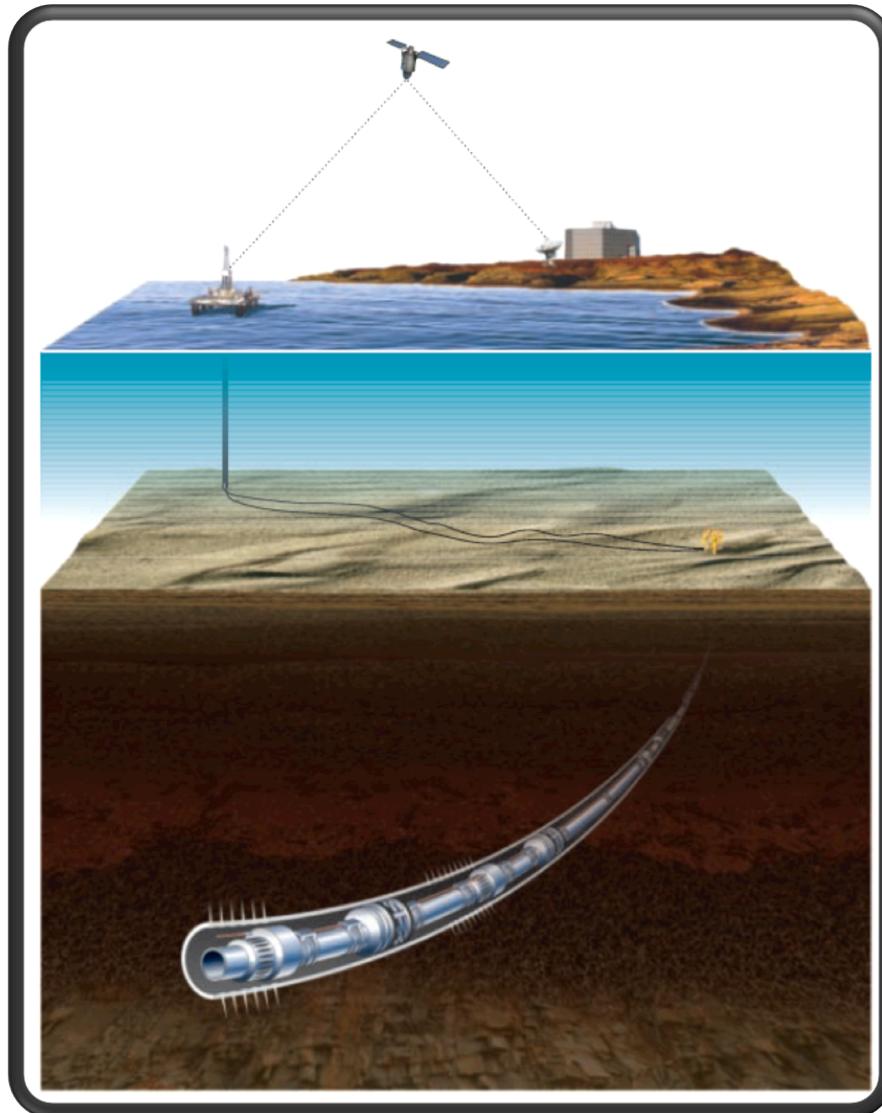


Fig. 1.2 Posicionamiento del Sensor Permanente de Fondo



I.3 Evolución de los Sensores Permanentes de Fondo

Durante los últimos 100 años, la exploración de petróleo ha evolucionado desde técnicas simples como cavar un agujero en donde se sospecha hay un yacimiento, hasta complejos sistemas de producción y métodos de control.

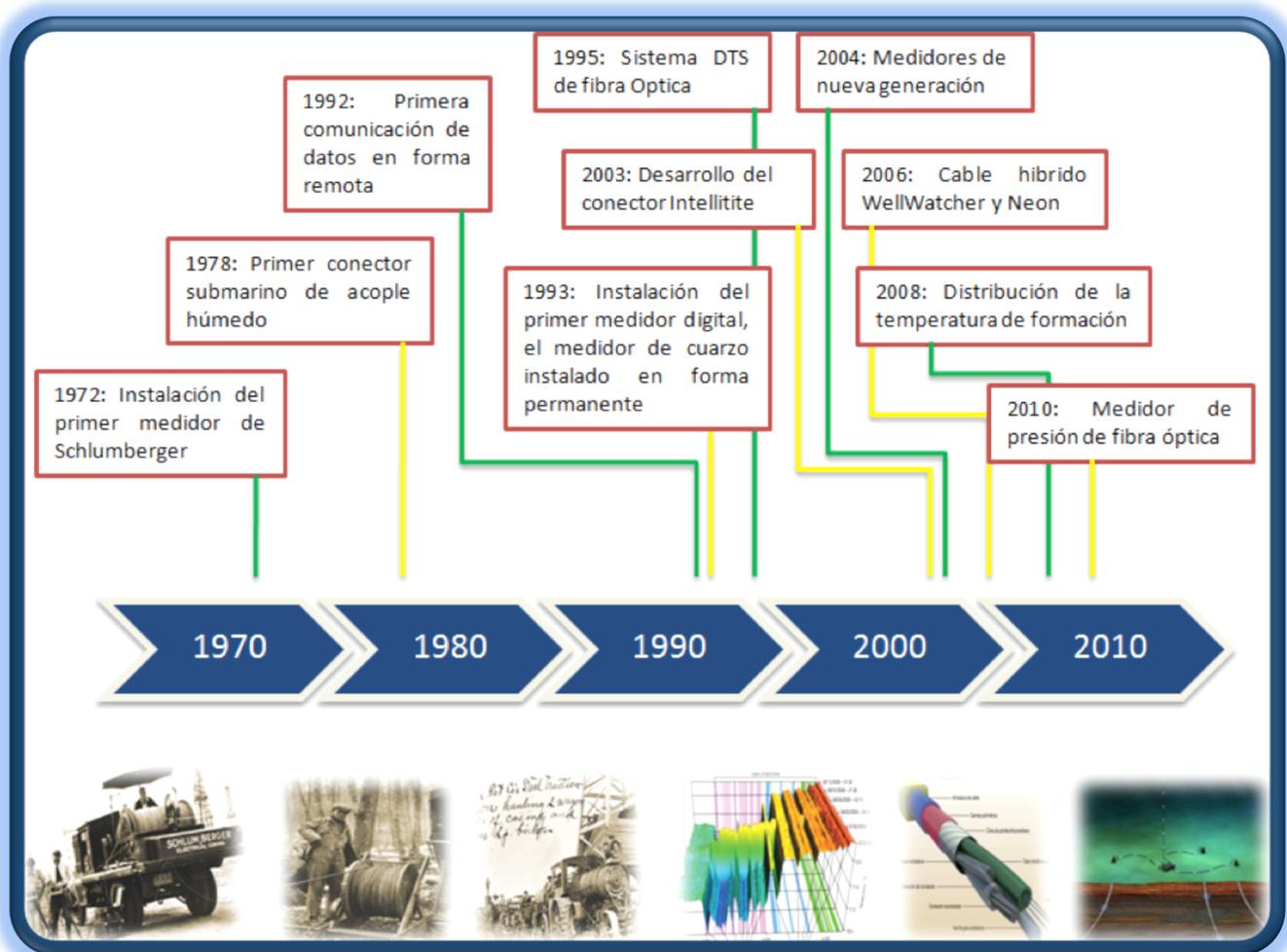


Fig. 1.3 Evolución de los Sistemas de Monitoreo Permanente. Esta línea de tiempo ilustra la evolución de los medidores permanentes desde que Schlumberger instaló el primer medidor de presión analógico permanente de fondo del pozo en el área marina del Congo, en el año 1972⁴.

El primer sensor permanente de presión fue instalado por Schlumberger en Gabón África, en 1972. Un año mas tarde Shell instaló uno en el Mar del Norte⁵. Petrobrass fue uno de los líderes tratando con un sistema similar al de los sensores en un pozo marino, en 1977. Durante sus primeras etapas, el fracaso del los sensores permanentes era demasiado; muchos de los errores fueron causados por daños durante la instalación o por problemas en los cables. Statoil fue la primera compañía que vio los beneficios potenciales del monitoreo a largo plazo y fueron ellos quienes desarrollaron la nueva generación de sensores, mejorando el diseño de éstos y así reduciendo fallas. BP diseñó un software que permitía la transferencia de datos de un sistema informático al los sistemas centrales de Statoil. Statoil hizo publicaciones en donde afirmaba que gracias a estos sensores había aumentado la producción de sus pozos tanto marinos como terrestres.

Con el fin de obtener datos precisos, se inventaron los sensores que eran bajados con línea de acero. Esto dio lugar a nuevas invenciones como el sensor de fondo de pozo a partir del cuál el sistema de monitoreo permanente evolucionó. El monitoreo permanente de la presión y temperatura hicieron que se desarrollaron los sensores electrónicos. Éstos sensores de fondo de pozo fueron uno de los grandes logros que se han llevado a cabo en la vigilancia de yacimientos, los cuales condujeron a los sistemas de monitoreo permanente, dando paso a los de fibra óptica⁶.

Los PDG se están convirtiendo en un aspecto importante de la tecnología petrolera para aumentar la producción en el Mar del Norte, el Golfo de México, las costas de Brasil y Australia Occidental.

Una gran cantidad de investigaciones se están realizando en el área de sensores para mejorarlos y hacerlos más eficientes.

Durante los últimos cincuenta años, los PDG han sido sometidos a un proceso de evolución (La aceptación, por parte de la industria, de la fibra óptica en los ambientes de fondo de pozo, las innovaciones introducidas en los conectores eléctricos, el mejoramiento de la confiabilidad de los medidores y un cable híbrido de fibra óptica, permitieron el desplazamiento de los sistemas de monitoreo permanente a la

formación). Este proceso es continuo y los factores que mantienen ciertas categorías de sensores son la fiabilidad, el bajo costo y la calidad de los datos³.

I.4 Tipos de Sensores

Los principales sensores que se utilizan actualmente sirven para medir la presión dentro del pozo y la temperatura. Otros nuevos sensores han sido desarrollados o se encuentran en desarrollo para medir otros parámetros físicos en el fondo de pozo.

Éstos sensores de fondo pueden ser electrónicos o no electrónicos⁷. Durante los últimos años ha habido grandes avances en éstas áreas y ahora estos sistemas son mas confiables, con rangos más altos de temperatura y de presión, menores costos y de menor tamaño.

I.4.1 Sensores Electrónicos

La gran mayoría de los sistemas de monitoreo de fondo de presión y temperatura instalados hoy en día son los sistemas electrónicos. Los primeros sistemas electrónicos utilizaron la tecnología de sensores de tensión para medir la presión, esta tecnología tenía una resolución limitada y sufría de problemas inherentes a la desviación con el tiempo, la presión y la temperatura. En los últimos años las mejoras en la fabricación de los sensores han mejorado la confiabilidad. Además, las exigencias del mercado han dado como resultado una reducción del diámetro y mayores rangos de temperatura y presión en los sensores.

La causa principal del fracaso de estos sistemas ha sido la electrónica asociada. El origen más común de la falla en la electrónica del sensor está relacionada con las interconexiones. Estos riesgos se han minimizado debido a las nuevas tecnologías electrónicas⁷.

El desarrollo de tecnologías como ASIC (Circuitos Integrados de Aplicación Específica) ha creado un aumento en el rendimiento de los circuitos integrados en los últimos diez años. El uso de esta tecnología puede reducir el número de conexiones de soldadura en un sensor de fondo hasta en un 75%. Esta tecnología tiene el beneficio adicional de reducir el tamaño y el peso del sensor, que permite utilizar esta herramienta en aplicaciones donde antes no era posible. Dentro de los sistemas electrónicos se encuentran:

- 💧 Sensores no resonantes de cuarzo
 - 💧 Sensores dinámicos piezoeléctricos
 - 💧 Sensores de capacidad
 - 💧 Sensores tubo de bourdon

- 💧 Sensores Electrónicos de Cuarzo
 - 💧 Thickness Shear Mode Sensors
 - 💧 Vibrating Beam Sensors

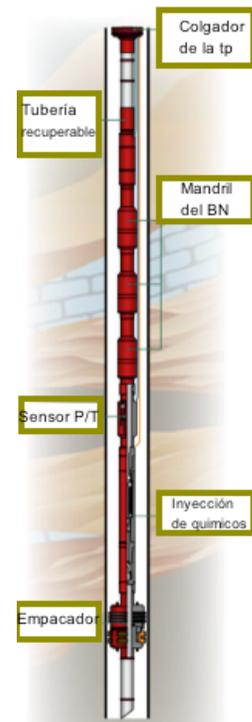


Fig. 1.4 Sensor de Quartz

I.4.2 Sensores No Electrónicos

Las operaciones con altas temperaturas y un largo periodo de fiabilidad del monitoreo permanente en el fondo del pozo se ha mejorado mediante el uso de sensores que no requiere de la electrónica de fondo. Las dos tecnologías no electrónicas que existen en la actualidad son⁷:

- 💧 Fibra Óptica
- 💧 Diafragma por Resonancia Magnética.

I.4.2.1 Sensores de Fibra Óptica

En diciembre de 1926, Clarence W. Hansell propuso el uso de fibra óptica para transmitir imágenes ópticas. Ésta tecnología se ha aplicado en numerosas industrias, particularmente en telecomunicaciones. Los sensores permanentes de fondo de fibra óptica se introdujeron en la industria del petróleo y gas a principios de la década de 1990, pero su uso empezó a ser ampliamente difundido a partir del 2001.

Los sensores de fibra óptica son completamente pasivos, totalmente inmunes a la radiación electromagnética, y lo suficientemente pequeños, y que en ciertos casos, se pueden instalar en lo profundo de un pozo después de que la terminación se ha llevado a cabo.

El fuerte interés que la industria del petróleo tiene en sensores ópticos deriva principalmente de la expectación de mayor confiabilidad en comparación con los instrumentos convencionales debido a la ausencia de electrónica activa en los instrumentos de fondo y a que no cuenta con partes móviles. Estos sensores pueden trabajar a mayores temperaturas que los sensores eléctricos. Los sensores disponibles comercialmente se pueden categorizar en aquellos cuyo objetivo es reemplazar instrumentos convencionales instalados permanentemente (por ejemplo: los instrumentos de presión y medidores de flujo) y los reemplazables de medición distribuida (como los sistemas de temperatura distribuida, DST).

Durante la década de 1980, los investigadores de la tecnología de fibra óptica desarrollaron una forma de medir la temperatura a lo largo de un tramo de fibra óptica y, para comienzos de la década de 1990, esta tecnología ya se había integrado en ciertos tipos de terminaciones de pozos de petróleo y gas. Sin requerir partes móviles o componentes electrónicos de fondo de pozo, la tecnología de medición de la distribución de la temperatura (DST) emplea un rayo láser y un filamento continuo de fibra óptica para recolectar datos de la distribución espacial de la temperatura.

En su forma más básica, un sistema DST comprende un filamento de fibra óptica, una fuente de luz láser, un divisor óptico, una unidad de procesamiento de señales optoelectrónicas y una consola de visualización (arriba). El filamento de fibra óptica se encuentra alojado efectivamente dentro de un tubo de protección o conductor. Un filamento es delgado como un cabello (mide tan sólo unos 100 micrones) y posee un núcleo central de vidrio síliceo, de aproximadamente 5 a 50 micrones de diámetro. El núcleo se encuentra rodeado por una capa externa de sílice, que se conoce como recubrimiento. La composición sílicea del recubrimiento mejora con el agregado de otros materiales (tales como el germanio o el flúor) para modificar su índice de refracción y las propiedades de dispersión de la luz.

Un rayo láser envía pulsos de luz de 10 ns (un intervalo equivalente a casi 1 m) por el filamento de la fibra. A medida que cada pulso de entrada viaja a través del filamento, la luz se refleja a lo largo del límite existente entre el núcleo de la fibra y su revestimiento mediante un fenómeno conocido como reflexión interna total. El núcleo posee un índice de refracción más elevado que el revestimiento mejorado, y la luz que se desvía de la línea central del núcleo finalmente chocará con el límite existente entre el núcleo y el revestimiento formando un ángulo que guía el haz de luz nuevamente hacia el centro.

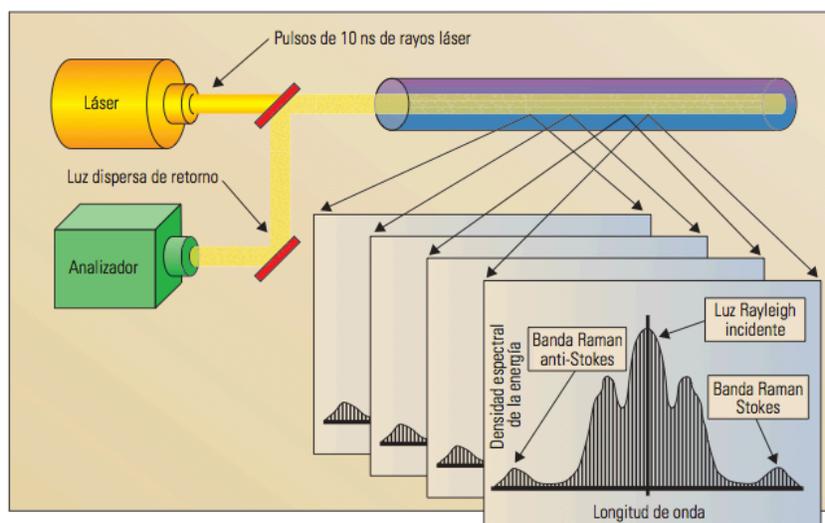


Fig. 1.5 Proceso DST con Fibra Óptica

I.4.2.2 Sensores de Diafragma por Resonancia Magnética

Los sensores de diafragma de resonancia magnética han estado en uso comercial en los últimos diecisiete años. Estos se han operado de forma fiable hasta 390 grados Fahrenheit. La alta fiabilidad y capacidad de temperatura es posible gracias a que se tiene el sistema eléctrico de detección en la superficie en vez del fondo del pozo.

Ésta tecnología utiliza un diafragma de resonancia eléctrica de fondo de pozo que es accionado por un pulso eléctrico en la superficie. El diafragma se vuelve una señal relacionada con la presión o la temperatura del medio ambiente del fondo del pozo. Luego un sistema de adquisición de superficie mide la señal de respuesta, que es convertida en presión o temperatura.

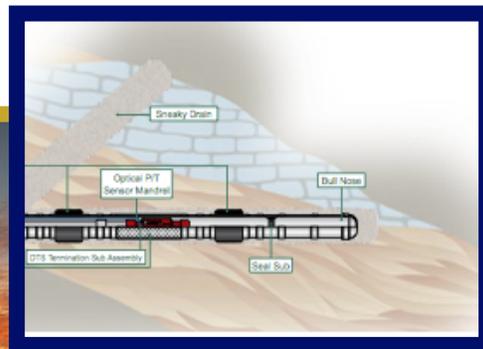
Éste sistema generalmente consta de dos sensores de presión y un sensor de temperatura. Cada sensor requiere un par separado de conductores eléctricos de vuelta a la unidad de adquisición de superficie. Pero es lógico que sensores adicionales requieren pares de conductores adicionales. Para lograr esto, en un pozo, actualmente se utiliza un cable conductor para transmitir las señales eléctricas. El éxito utilizando este cable se puede atribuir al hecho de que el voltaje constante no es requerido para poder alimentar la electrónica de fondo de pozo. Esto elimina el potencial a través del aislamiento eléctrico y por lo tanto, minimiza los problemas asociados con fugas eléctricas.

I.5 Referencias

1. *Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos. Oilfield Review SLB 03/01/2003*
2. *Jiun H. C.; Salami N.N.: Permanent Downhole Gauge: A Need or A Luxury? Schlumberger. SPE 122604*
3. *Roland N. SPE: Listening to the Reservoir- Interpreting Data From Permanent Downhole Gauges. Stanford University. Diciembre del 2007*
4. *Monitoreo permanente: Su implantación en el yacimiento. Oilfield Review SLB. Primavera del 2010*
5. *Permanent Monitoring- Looking at Lifetime Reservoir Dynamics. Oilfield Review. Winter 1995*
6. *Eck J.: Monitoreo en el fondo del pozo: su evolución. Oilfield Review SLB. Primavera del 2000*
7. *Michael J.F.; Stephen J.T.: Maximizing Reservoir Production Using New Technologies for Permanent Continuous Downhole Sensors. 2000*



TERMINACIÓN DE POZOS CON SENSORES PERMANENTES DE FONDO



II.1 Antecedentes

La industria de exploración y explotación ha tenido que combatir la declinación inminente de la producción de petróleo con el remplazo continuo de las reservas, y muchas de estas nuevas reservas son el resultado de la innovación¹.

Entre los adelantos tecnológicos más recientes, capaces de incorporar reservas, algunos especialistas consideran que los pozos inteligentes son probablemente los más importantes.

Algunos de estos descubrimientos considerables de yacimientos son en aguas profundas, ultra profundas, y en otras áreas remotas; las formaciones recién descubiertas tienden a ser más pequeñas y más difíciles de producir que las del pasado. A través del monitoreo y el control de los yacimientos en tiempo real, los pozos inteligentes aprovechan el máximo contacto con los yacimientos y la ubicación precisa de los pozos, provistos por las innovaciones recientes en materia de perforación y terminación de pozos, para generar tasas de recuperación significativamente más altas y una producción acelerada.

Concebidos inicialmente como alternativas a las intervenciones costosas o técnicamente difíciles, los pozos inteligentes que pueden ser monitoreados y controlados en forma remota, han evolucionado para convertirse en una herramienta poderosa del manejo de yacimientos.

Cuando se introdujeron los pozos inteligentes eran percibidos como una opción cara y a la vez riesgosa. Ésta percepción fue el resultado de los bajos precios del petróleo vigentes en ese momento, y que el objetivo original de la tecnología era como alternativa a las intervenciones basadas en el empleo de equipos de terminación o reparación de pozos. Como resultado, los pozos inteligentes se mostraban como solución, que resulta adecuada, exclusivamente en el caso de pozos y campos complejos o de alto costo; imagen que en ciertos lugares aún se conserva.

No obstante, hoy el método de monitoreo y control de yacimientos en tiempo real es cada vez más evidente en los campos maduros en los que se están empleando sensores y válvulas, monitoreados y accionados en forma remota, para ayudar a mejorar la eficiencia de los sistemas de levantamiento por gas, de las bombas eléctricas sumergibles y de los pozos que producen por medio de bombeo mecánico.

II.2 Definición de Terminación

La terminación de un pozo petrolero es un proceso operativo que se inicia después de cementada la última tubería de revestimiento de explotación y se realiza con el fin de dejar el pozo produciendo hidrocarburos o taponado si así se determina. A medida que los proyectos marinos avanzan hacia aguas más profundas, el diseño, la prueba y las instalaciones eficientes de las operaciones de terminación de pozos son clave para la viabilidad económica de los mismos.

En otras palabras la terminación de un pozo es el enlace del pozo perforado con la fase de producción, la terminación incluye todas las operaciones diseñadas para hacer al pozo producir, en particular conectar al pozo con el yacimiento, los tratamientos de la zona de interés petrolero, el equipamiento del pozo, la puesta en producción, el monitoreo y la evaluación. El objetivo de la terminación es el de transportar fluidos del yacimiento a la superficie, de una forma segura y eficiente.

Para la elección del sistema de terminación deberá considerarse la información recabada, indirecta o directamente, durante la perforación a partir de muestras de canal, núcleos, pruebas de formación, análisis petrofísicos, análisis PVT y los registros geofísicos de explotación.

II.3 Tipos de Terminación

Hay varias formas de clasificar las terminaciones. Los criterios más comunes se describirán a continuación²:

- 💧 Interfase pozo-yacimiento (agujero entubado o descubierto)
- 💧 Zonas productoras (simples o múltiples)
- 💧 Métodos de producción (flujo natural o inducción artificial).

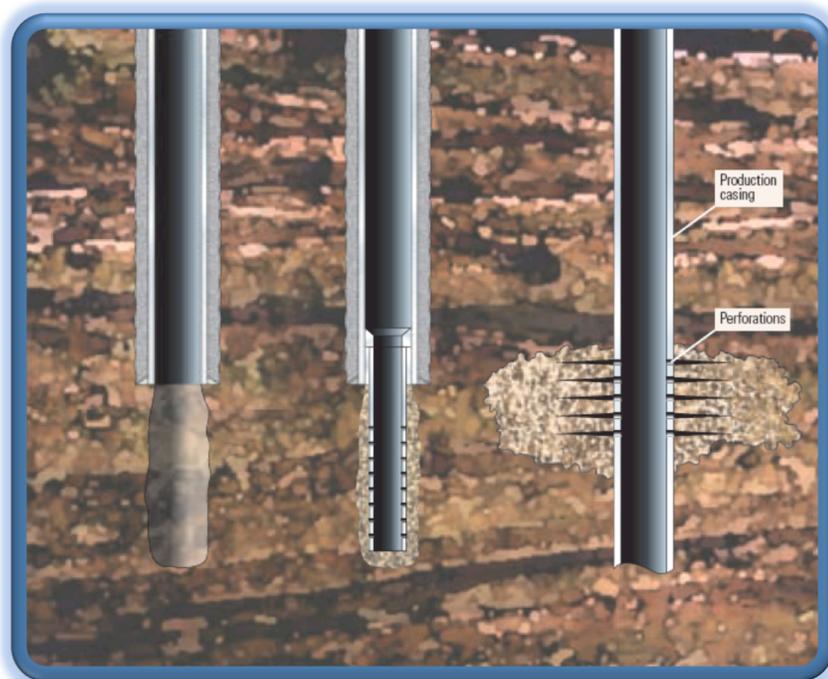


Fig. 2.1 Tipos de Terminaciones

II.3.1 Terminaciones en Agujero Descubierta

Terminación en agujero descubierta quiere decir, que el último tramo del agujero no se encuentra revestido. Estas terminaciones son factibles únicamente en yacimientos con suficiente resistencia de la formación para prevenir desmoronamientos o derrumbes. La ausencia de tubería de revestimiento maximiza el contacto de la formación con el pozo.

Para evitar que los sólidos de la formación ingresen en la corriente de producción, se pueden colocar filtros (cedazos) ranurados o tuberías de revestimiento cortas (liners) perforadas en los tramos descubiertos del pozo. Las terminaciones en agujero descubierto minimizan las inversiones requeridas en materia de terminación de pozos y permiten opciones de tratamientos flexibles si el pozo es profundizado más adelante. Por lo general estas terminaciones se efectúan en yacimientos que tienen baja presión en la zona productora, en donde el intervalo saturado de aceite y gas sea demasiado grande y se recomienda que se utilice en formaciones de calizas.

II.3.2 Terminaciones en Agujero Entubado

En una terminación en pozo entubado, la tubería de revestimiento se coloca a través del yacimiento productor y se cementa en su lugar. El flujo del fluido se establece disparando la tubería de revestimiento y el cemento, y abriendo y conectando de este modo el yacimiento con el pozo. Esta técnica ofrece mayores posibilidades para efectuar reparaciones subsecuentes a los intervalos productores. Pueden probarse indistintamente algunas zonas de interés y explotar varias zonas al mismo tiempo.

II.3.3 Terminación Simple

En una operación de terminación simple, sólo hay un conducto o sarta de tubería de producción y un empacador establece la separación hidráulica entre la sarta de tubería de producción y la tubería de revestimiento o el liner.

El empacador se considera a menudo la herramienta más importante de una sarta de producción porque debe proporcionar una barrera hidráulica a largo plazo que sea compatible con los fluidos del yacimiento y el fluido anular del pozo.

Con frecuencia se instalan diversos accesorios por encima y por debajo del empacador. Una válvula de seguridad, situada habitualmente en el extremo superior de la tubería de producción pero por debajo de la línea de lodo, es un dispositivo de control del flujo del pozo para situaciones de emergencia, destinado a proteger el personal, las reservas y el medio ambiente contra la falla del equipamiento de fondo de pozo o del cabezal del pozo. Justo por encima del empacador, una camisa de deslizamiento ubicada en la tubería de producción permite la circulación del fluido de terminación a través del espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. El mantenimiento del fluido anular es necesario para preservar la presión hidrostática adecuada por encima del empacador y evitar la corrosión. Los nipples de asentamiento son receptáculos perfilados en los que se pueden instalar tapones o estranguladores para controlar el flujo de fluido, o dispositivos de registros instalados para monitorear la producción. La tubería de producción, con ranuras u orificios, permite que los hidrocarburos ingresen en la sarta de producción. Una guía de entrada operada con cable asegura la fácil recuperación de las herramientas operadas con cable y su reintroducción en la sarta de producción.

II.3.4 Terminación Múltiple

Las terminaciones múltiples están diseñadas para permitir la producción desde más de un intervalo. Existen muchas configuraciones posibles que permiten la producción simultánea de todas las zonas o la producción selectiva de ciertas zonas. Las zonas productivas múltiples son separadas por tres razones principales: las regulaciones gubernamentales a menudo requieren que los operadores monitoreen la producción proveniente de cada zona; las zonas de alta y baja presión se aíslan para prevenir el flujo transversal; y los crudos de diferentes zonas pueden ser químicamente incompatibles, formando sedimentos o precipitados si se permite que se mezclen.

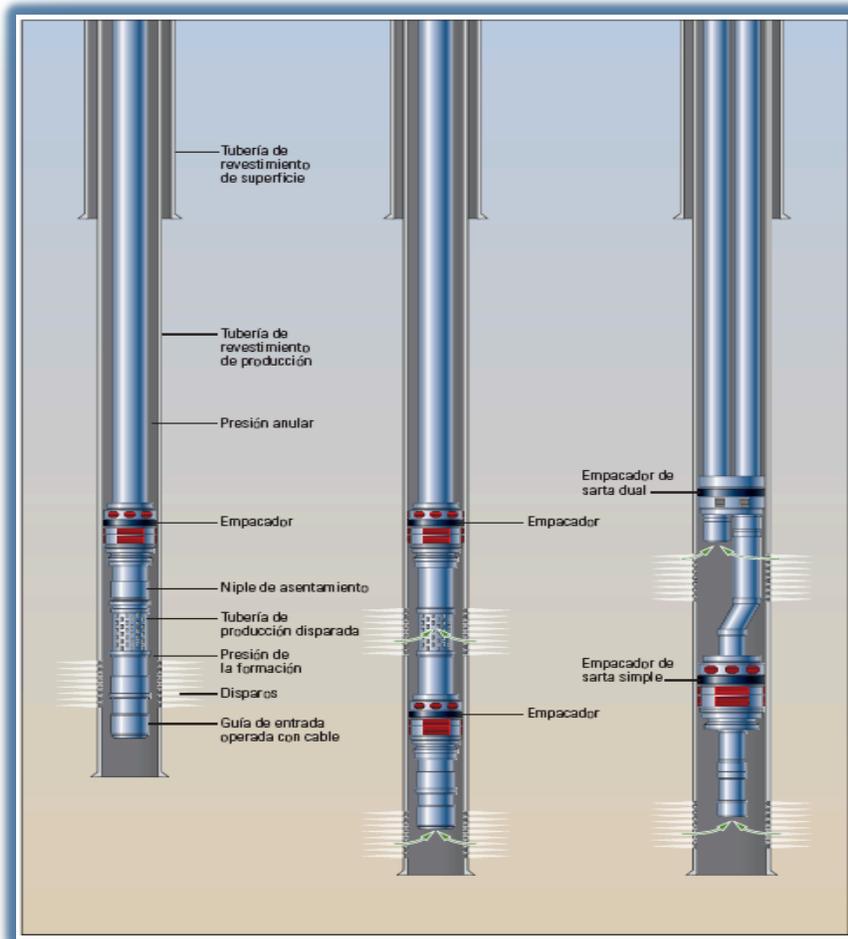


Fig. 2.2 Terminaciones Simples y Múltiples

II.3.5 Terminación con Flujo Natural o Artificial

Los pozos terminados en yacimientos que pueden producir sin asistencia son habitualmente más económicos. No obstante, en aplicaciones de alta presión y alta temperatura, se requiere ingeniería y diseño de equipos especializados para lograr la producción en forma segura.

En muchos casos, los pozos pueden fluir por medios naturales al principio, con la asistencia subsecuente provista mediante métodos de extracción artificial a medida que la presión en el yacimiento se agota.

Éstas consideraciones se incluyen habitualmente como parte del proceso de planeación inicial para evitar gastos innecesarios y la interrupción de la producción. Las terminaciones con métodos de extracción artificial involucran técnicas de extracción artificial por gas, o bombas sumergibles especiales, accionadas en forma eléctrica o mecánica.



Fig. 2.3 Diferentes Sistemas Artificiales de Producción

II.4 Terminación Inteligente

Se entiende por terminación inteligente en un pozo a un sistema capaz de recolectar, transmitir y analizar los datos de producción-yacimiento y tomar acciones para mejorar los procesos de control y producción³. El valor de la terminación inteligente inicia por su capacidad para modificar las condiciones operativas y el comportamiento en el fondo del pozo a través del control de flujo y el monitoreo de la respuesta mediante la adquisición de datos de fondo en tiempo real maximizando de esa manera el valor del activo.

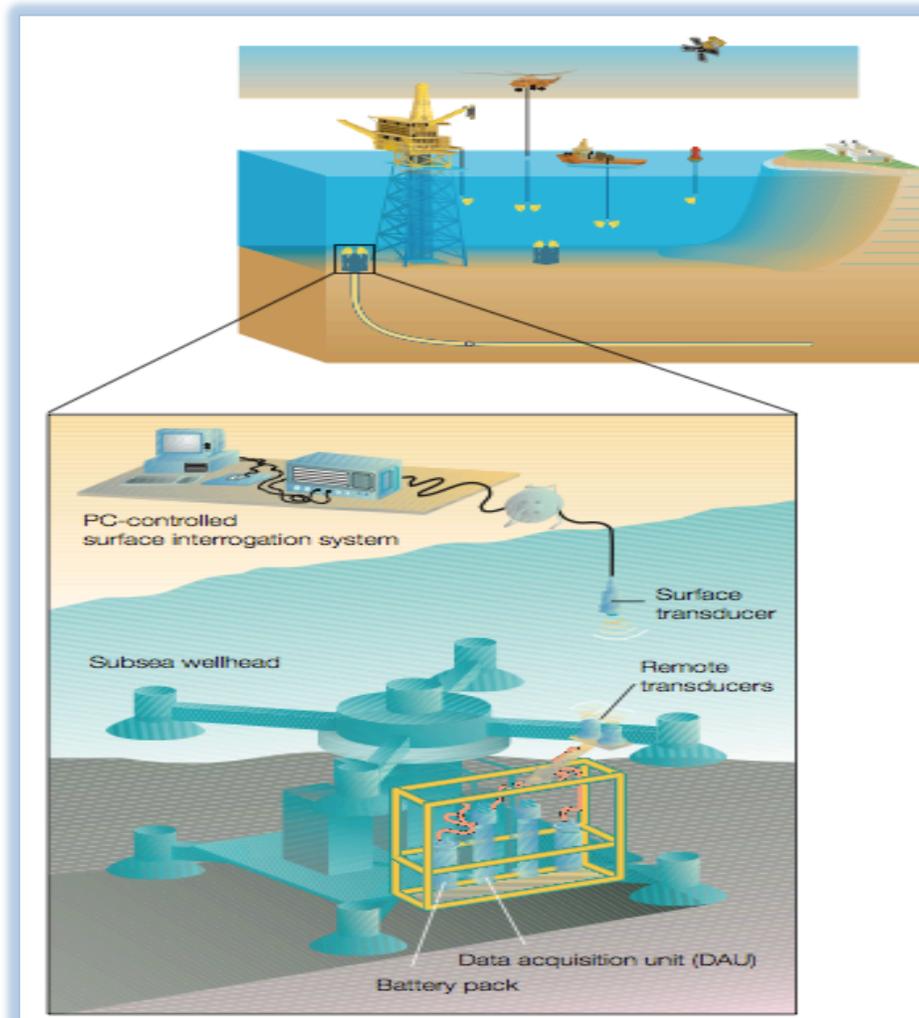


Fig. 2.4 Terminación Inteligente con PDG

Se trata de una tecnología emergente que permite a los operadores optimizar la producción del yacimiento y el comportamiento de las instalaciones del campo. La implementación de esta tecnología generalmente se ha restringido al desarrollo de campos nuevos debido a la complejidad percibida en la integración entre la superficie y la terminación inteligente en el fondo del pozo (es decir la combinación entre el monitoreo y el control de flujo). Sin embargo las terminaciones inteligentes pueden ser aplicadas en campos maduros en los cuales el comportamiento del yacimiento y el valor agregado por la terminación inteligente son bien entendidos.

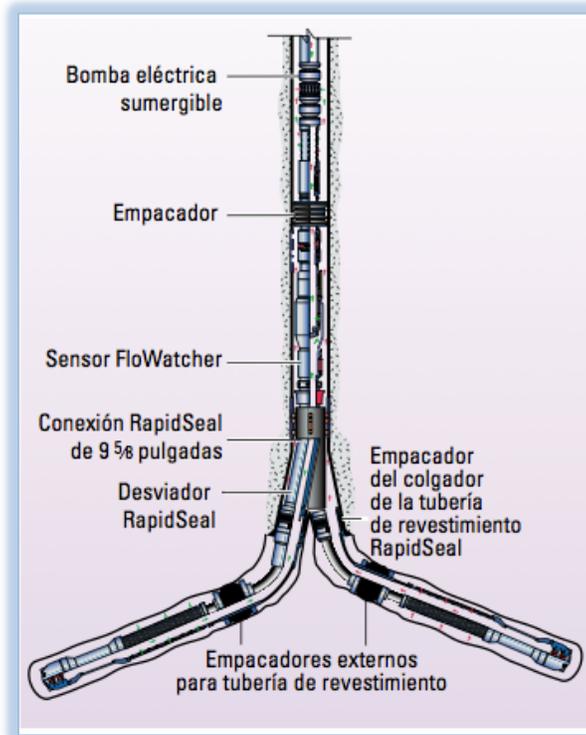


Fig. 2.5 Terminación Inteligente en un Pozo Multilateral

II.5 Campo Inteligente

Un campo inteligente es aquel que puede hacer mejor uso de la información para la creación de valor, mediante la alineación de los procesos de trabajo, la organización y la tecnología para elevar los niveles de desempeño orientados hacia el concepto de “Excelencia Operacional”, y lo que es más importante la creación sostenible de valor⁴.

La madurez de un activo se alcanza cuando se ha producido más del 60% de su reserva recuperable. Los altos costos, la obsolescencia de las instalaciones y las limitaciones ambientales son una de las múltiples razones por las cuales un activo podría alcanzar su madurez prematura. La “Excelencia Operacional” y el concepto de “Campo Inteligente” pueden contribuir a extender la vida de éste y garantizar su integridad mediante la racionalización efectiva de sus recursos.

El uso efectivo de datos e información implica por ejemplo: el entendimiento del rendimiento del activo, la transformación de los datos claves en información, la transferencia de información a todas las personas claves en todas las localidades de la empresa, entre otras.

La toma de decisiones oportunas implica ¿Cuanto inyectar o producir?, ¿Dónde ubicar los nuevos pozos?, ¿Cómo diagnosticar los problemas?, ¿Cual es la acción más importante?, ¿Cómo optimizar el activo?. Y por ultimo la explotación óptima de activos implica: La máxima ganancia, la integridad del activo, las operaciones seguras y confiables, las relacionadas con el entorno y el ambiente.

Los elementos que conforman la aplicación exitosa de la filosofía de campo inteligente dependen de la alineación efectiva de la gente y la organización, de las tecnologías y los procesos y de los sistemas gerenciales que soportan a éstos.

II.5.1 Elementos Tecnológicos de los Campos Inteligentes

- 💧 Mediciones (sensores) físicas directas o indirectas, desde la presión, temperatura y gasto en superficie, hasta la inclusión de medidores permanentes en el subsuelo.
- 💧 Telemetría, se entiende como la transmisión de datos a través de grandes distancias, muestreando un gran número de sensores y recibiendo instrucciones remotas para ser ejecutadas localmente. Bajo este aspecto se incluyen los terminales remotos (RTU), sistemas de adquisición de datos y control supervisor (SCADA), comunicaciones alámbricas e inalámbricas y protocolos de comunicación.
- 💧 Manejo de datos: Acceso, captura, filtrado y envío integrado de datos automáticos, tiempo real o manual.
- 💧 Análisis de aplicaciones de ingeniería y negocios para modelado, cálculo, simulación y predicción de escenarios reales.
- 💧 La visualización provee una dimensión adicional de los datos a través de un ambiente gráfico.

- La capacidad de control automático con la finalidad de mantener ciertos procesos en los puntos especificados sin intervención humana.
- Las capacidades de integración y automatización permiten la optimización de procesos de trabajo en forma simple y segura.

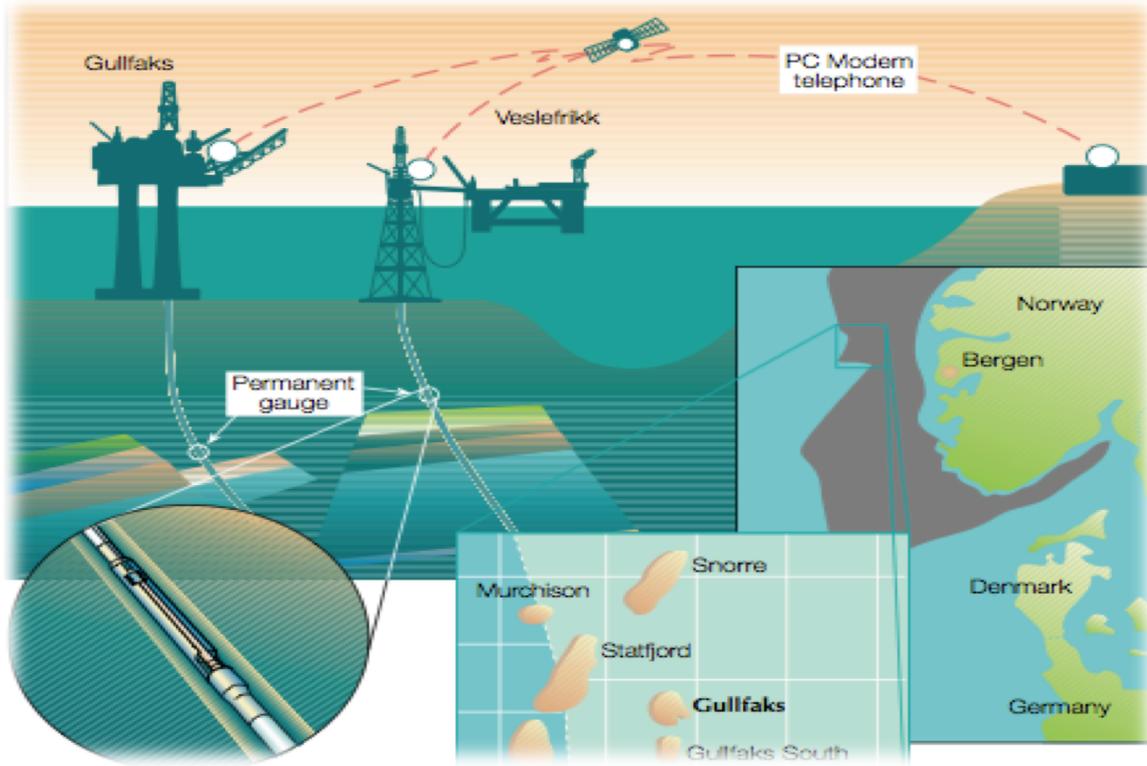


Fig. 2.6 Elementos Tecnológicos de un Campo Inteligente⁵.

II.6 Sistema de Monitoreo de un PDG Electrónico

Los diversos componentes de un sistema de monitoreo son: sensores electrónicos, mandriles del sensor, conectores, cables, sistemas de adquisición, software de interpretación, y fuente de alimentación⁵.

II.6.1 Mandril

El mandril sirve como una carcasa de protección para el sensor electrónico. Éste ayuda a prevenir el daño mecánico a lo largo de toda la longitud del sensor.

La protección del sensor es especialmente importante en los pozos desviados, donde el sensor tiene que pasar por liners de suspensiones (liner hangers), o durante las terminaciones de los buques flotantes (floating vessels).

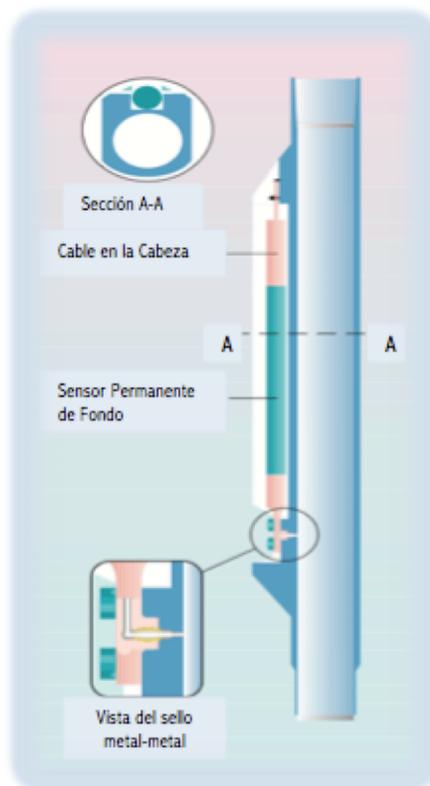


Fig. 2.7 Mandril del Sensor

II.6.2 Conectores en el Fondo del Pozo

El sistema de monitoreo utiliza dos conectores de fondo. El primero es un conector de fondo de pozo eléctrico que proporciona la conexión eléctrica con el cable y tiene el propósito de dar energía y transferir datos. El segundo es una conexión hidráulica que se utiliza para conectar el sensor a la presión de la tubería. Esta conexión eléctrica se realiza en el taller antes de que el sistema sea trasladado al sitio donde se ocupara. La conexión entre el sensor y el mandril se hace de metal a metal. Al final los cables de la boca de pozo, los sellos metal-metal son hechos de nuevo para garantizar que las conexiones son a prueba de presión. Cada conexión es probada a presión y verificada durante la instalación en el pozo.

II.6.3 Conectores en la Cabeza del Pozo

El tipo de conector en la boca del pozo que se utilice dependerá del tipo de cabeza de pozo que se haya instalado. Si la cabeza del pozo está localizado en la superficie (en tierra), los conectores tienen que pasar por la cabeza del pozo a un bloque de terminales, mientras que la señal será dirigida al sistema de adquisición en la superficie. Las señales procedentes del PDG pasan por el cable, sujetado de la parte exterior del la tubería, a una terminal externa sobre la cabeza del pozo.

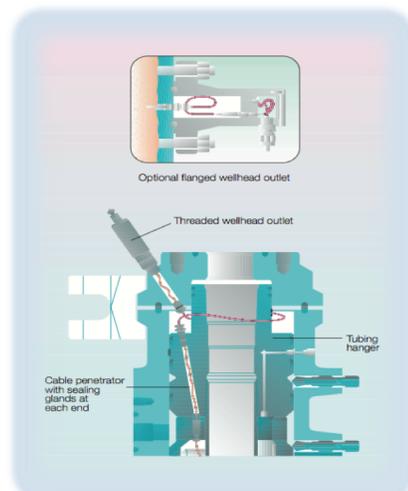


Fig. 2.8 Conectores en la superficie del Pozo

II.6.4 Conectores en la Parte Superior del Agujero

Estas conexiones se refieren a las realizadas entre los cables de fondo de pozo y el colgador de la tubería junto con las conexiones entre el cable de fondo de pozo y el sensor. Estas conexiones se establecen utilizando la presión ajustada, la forma de la compresión y los sellos metal-metal.

II.6.5 Cables

Es importante que los cables utilizados en el sistema de monitoreo puedan soportar la presión, la temperatura y la corrosión de los fluidos en el pozo. También es fundamental que sean resistentes para que no sufran daños durante la instalación. Los cables están hechos generalmente de conductores de cobre rodeado de un material de teflón aislante, de relleno antideslizante, de tubería con aleación de acero inoxidable y de un material termoplástico para la encapsulación.

El cable forma una parte importante del presupuesto para un sistema de monitoreo permanente ya que en él se lleva hasta el 30% del costo total.

El material de relleno proporciona el peso y sostiene el cable junto con el conector de la parte superior. También ayuda a reducir las tensiones térmicas, permitiendo el movimiento en el interior de la tubería de acero inoxidable. El tubo de acero inoxidable evita la contaminación de los fluidos del pozo.

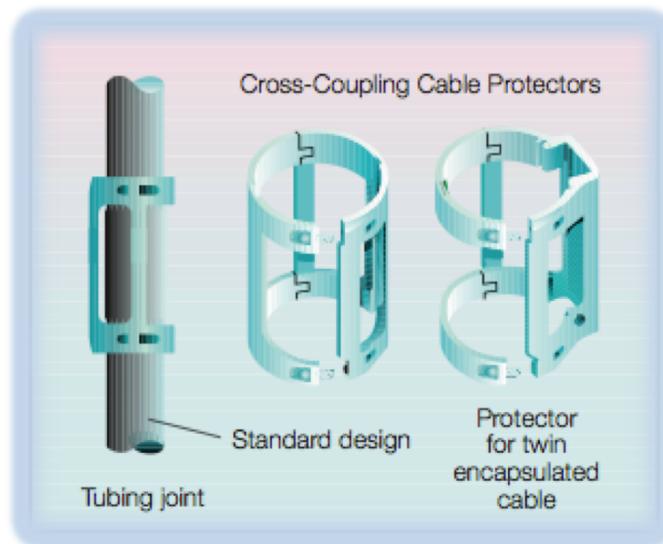


Fig. 2.9 Protector del Cable⁵

II.6.6 Fuente de Alimentación

La fuente de alimentación suele ser puesta a disposición en forma de paquetes de baterías submarinas (en el caso de terminaciones submarinas). En tierra, las plantas de energía o paneles solares se pueden utilizar para la fuente de alimentación.

II.7 Sistema de Monitoreo de un PDG de Fibra Óptica

Un sistema de monitoreo de fibra óptica consta de cuatro aspectos principales o subsistemas. Estos son: la unidad de instrumentación, la superficie de boca de pozo y la superficie por cable, en cables y conectores de pozo, y por ultimo el conjunto de sensores (Como se muestra en la **Fig. 2.10**).

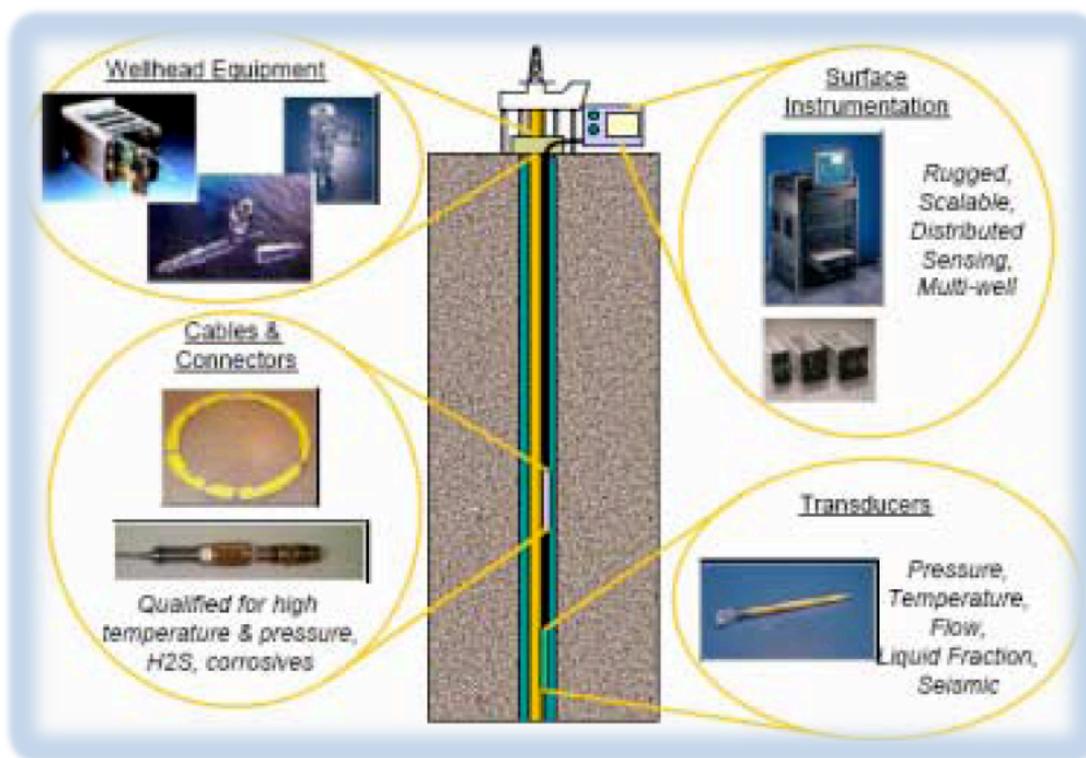


Fig. 2.10 Sistema de Monitoreo de Fibra Óptica

II.7.1 Instrumentación

La unidad de instrumentación se compone de los siguientes equipos:

- (a) Fuente de luz de fibra óptica
- (b) Unidad de chequeo opto-electrónica
- (c) Unidad de modulación de señal
- (d) Microprocesador
- (e) Monitor
- (f) Teclado
- (g) Suministros de energía asociados
- (h) Unidades de disco
- (i) Interfaces de comunicación de datos

La unidad también incluye el software necesario para controlar la adquisición de datos, transformación, almacenamiento y la interconexión.

II.7.2 Cableado de la Boca de Pozo y Superficie

Una salida de boca de pozo provee un pasaje para los cables de fibra óptica desde el pozo hasta la superficie. Esto asegura que el paso sea seguro y confiable. El sistema de cableado de boca de pozo y de superficie son similares a los sistemas eléctricos. Por lo general, la salida común en boca de pozo básica tiene por lo menos dos barreras de sellado para todos los caminos potenciales de fuga. En el caso de instalaciones de pozos múltiples, un cable de superficie multinúcleo puede ser utilizado entre la unidad de instrumentación y la caja de conexiones, mientras que los cables por separado pueden ser utilizados para las conexiones entre cada caja de conexiones y el pozo.

II.7.3 Cables y Conectores

Este subsistema es responsable de proveer la energía desde y hacia los sensores de fondo de pozo. El cable y el conector del sistema están diseñados para soportar condiciones mecánicas y ambientales, tales como los fluidos corrosivos del pozo y la temperatura. Muchas barreras de protección se colocan entre el fluido del pozo y el cable para alcanzar dicha duración, donde la protección del cable es comúnmente lograda. La protección del cable proporciona grandes fuerzas para mantener la fibra en su lugar y protegerla de posibles daños permitiendo así la fiabilidad a largo plazo y la supervivencia en entornos difíciles de fondo de pozo.

II.7.4 Ensamblado del Sensor

El ensamblado del sensor se refiere a la fibra óptica y se transduce a lo largo del mandril y cualquier otra pieza de los equipos necesarios para permitir el montaje en una cadena de producción.

II.8 Adquisición de Datos

Existen diferentes métodos para la recopilación de datos de los PDG. En algunos casos, los sistemas de adquisición que ya están en uso, para la recopilación de datos de herramientas de registro, son suficientes. Es muy común en terminaciones submarinas el utilizar un sistema de adquisición de datos ya existente, que se utilizó para supervisar los datos desde el pozo submarino, tales como los gastos, la temperatura, la presión, las posiciones de válvulas, y el estado de la válvula. La conexión con un sistema de adquisición de datos, ya existente, es hecho con una tarjeta de interfaz de sensor permanente. Las tarjetas de interfaz están conectadas a las plataformas por cables.

Otro tipo de sistema de adquisición de datos que se puede utilizar es el sistema de hidroacústica, el cual no requiere un cable para conectarse a la plataforma.

La unidad de adquisición de datos (DAU) registra y verifica la exactitud de cada medición. Un DAU puede ser checado con regularidad con un transductor acústico. Este transductor acústico puede ser colocado en un lado de la embarcación, plataforma o helicóptero.

En el caso de las plataformas, los PDG pueden ser conectados a una unidad en superficie montada sobre una cabina o colocados en una caja a prueba de explosión cerca de la boca del pozo. La unidad de superficie adquirirá y registrará las mediciones netas. Las computadoras pueden comunicarse con la unidad de superficie mediante estándares modernos de enlaces o redes de área local. La comunicación también puede realizarse con enlaces por satélite a los ordenadores en cualquier parte del mundo.

Las tecnologías de los PDG pueden ser mas fácilmente justificadas con el uso de herramientas de software que amplían el valor de los datos y permiten que más usuarios puedan acceder fácilmente y hacer uso de estas tecnologías. El ser capaz de monitorear continuamente y actualizar el modelo de yacimiento, especialmente en las etapas iniciales de desarrollo, pueden proporcionar la información necesaria para tomar decisiones que generen grandes beneficios económicos.

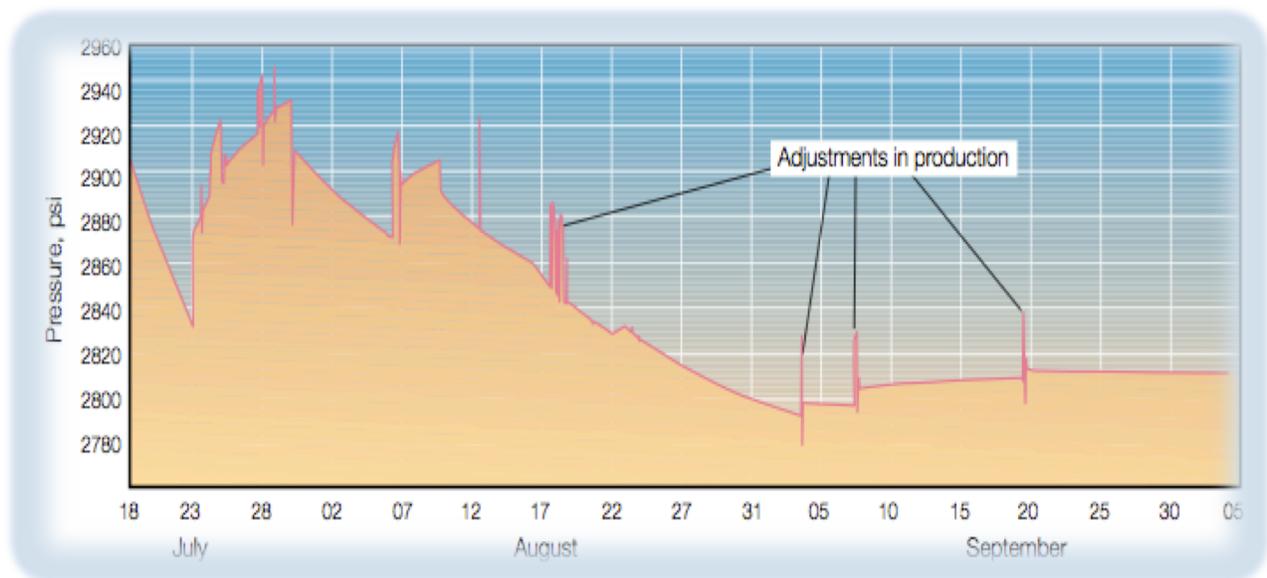


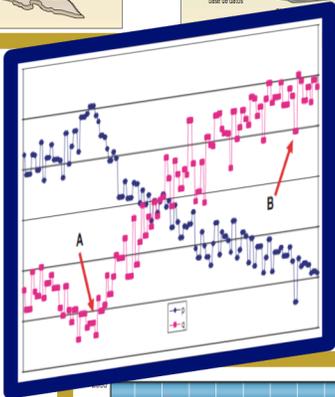
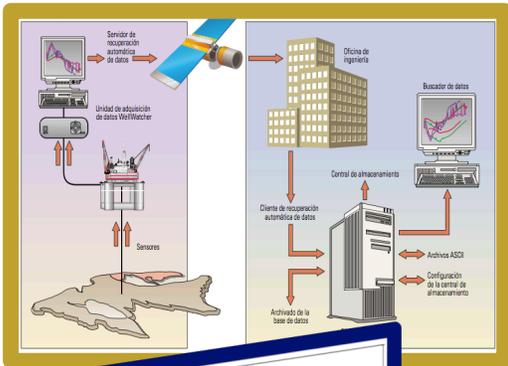
Fig. 2.11 Ejemplo de datos de Presión Obtenidos con un PDG

II.8.1 Software

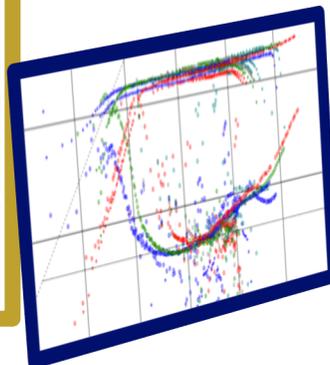
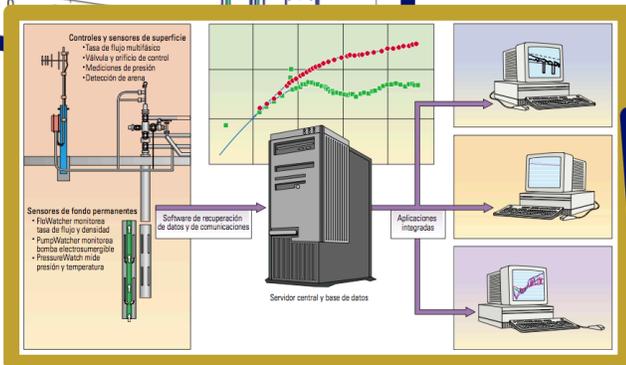
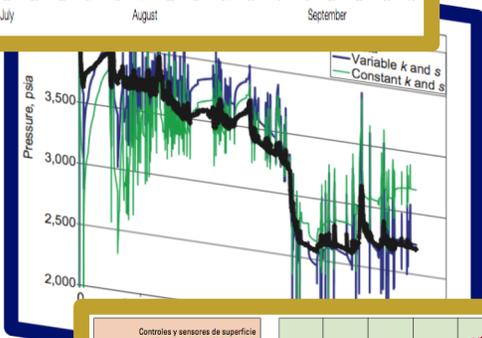
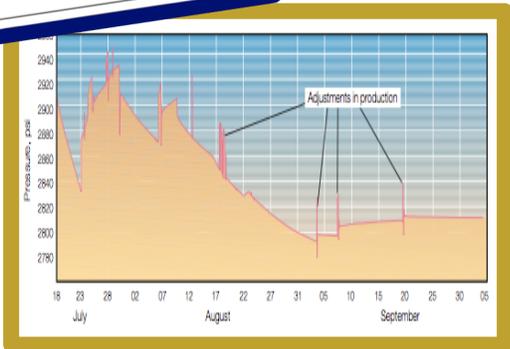
Los paquetes de software para los sistemas de monitoreo permanente permiten a los usuarios ver los datos de los sensores de fondo de pozo. Hacer interpretaciones y controlar los sensores permanentes. El software también permite que los datos sean compartidos con otros usuarios para su posterior análisis e interpretación.

II.9. Referencias

1. *Stephen Dyer, George Brown; Robert Greenaway: Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos. Oilfield Review Primavera de 2010.*
2. *Ain Caulfield, Stephen Dyer, Gil Hilsman: Project Management of Offshore Well Completions. Oilfield Review.*
3. *Rojas F. A.; Rodríguez J. C.: Terminaciones Inteligentes para Bombeo Neumático en el Campo Cantarell. Segundo Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México.*
4. *Huerta L. H.; Gómez G. S. Racionalización del Activo: Primer Paso en la Búsqueda de “Campos Inteligentes”. Segundo Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México.*
5. *Alan Baker John Gaskell: Permanent Monitoring— Looking at Lifetime Reservoir Dynamics. Oilfield Review.*



PROCESAMIENTO DE DATOS



III.1 Introducción

Este capítulo se centra en la implementación del método en lugar del desarrollo matemático. Los datos a largo plazo tienden a tener diferentes tipos de errores que los datos de una prueba corta. En el monitoreo a largo plazo, el pozo y el yacimiento pueden experimentar cambios dinámicos durante toda su vida. Debido a estos cambios, los datos pueden contener mediciones extrañas.

La presión siempre ha actuado como el más útil de los datos que pueden ser utilizados para la obtención de parámetros de yacimientos, el monitoreo de las condiciones del yacimiento, el desarrollo de esquemas de recuperación, la previsión futura del pozo y el desempeño del yacimiento. Las propiedades del yacimiento pueden deducirse comparando la respuesta de la presión al modelo o modelos del yacimiento ya que la alteración de las condiciones de producción tales como el cierre del pozo, el decremento o incremento de la tasa de producción o inyección, la compactación de la formación, etc., están reflejadas en los cambios de presión en el pozo o yacimiento.

La aplicación de datos provenientes de PDG requieren un proceso especial y técnicas de interpretación debido a las siguientes complejidades **(Fig.3.1)**:

- ✓ Una cantidad extremadamente grande de datos. En algunos casos la presión es medida en intervalos de 10 o 15 segundos por un periodo de muchos años, un año de datos consisten en más de tres millones de mediciones. Aparentemente es imposible incluir todos los datos en un procesamiento o interpretación debido a la limitación de los recursos informáticos.
- ✓ En comparación con los datos de pruebas de presión transitorias, los datos PDG son propensos a diferentes tipos de errores. En el caso de monitoreo a largo plazo a través de los PDG, el fluido en yacimientos y pozos puede sufrir cambios dinámicos durante toda su vida. El pozo puede ser estimulado, desempeñándose mal debido a una falla en el pozo, etc. La presión del yacimiento puede caer por debajo del punto de burbuja a causa de la producción de aceite o

gas, resultando hasta en un flujo de dos o hasta tres fases en el yacimiento. Por estos cambios los datos de los PDG pueden contener mediciones extrañas.

- ✓ Un comportamiento anormal de la presión durante un break point puede conducir a grandes incertidumbres en la estimación de parámetros o hasta una interpretación irrazonable.
- ✓ La inestabilidad de los sistemas permanentes de adquisición de datos in-situ.

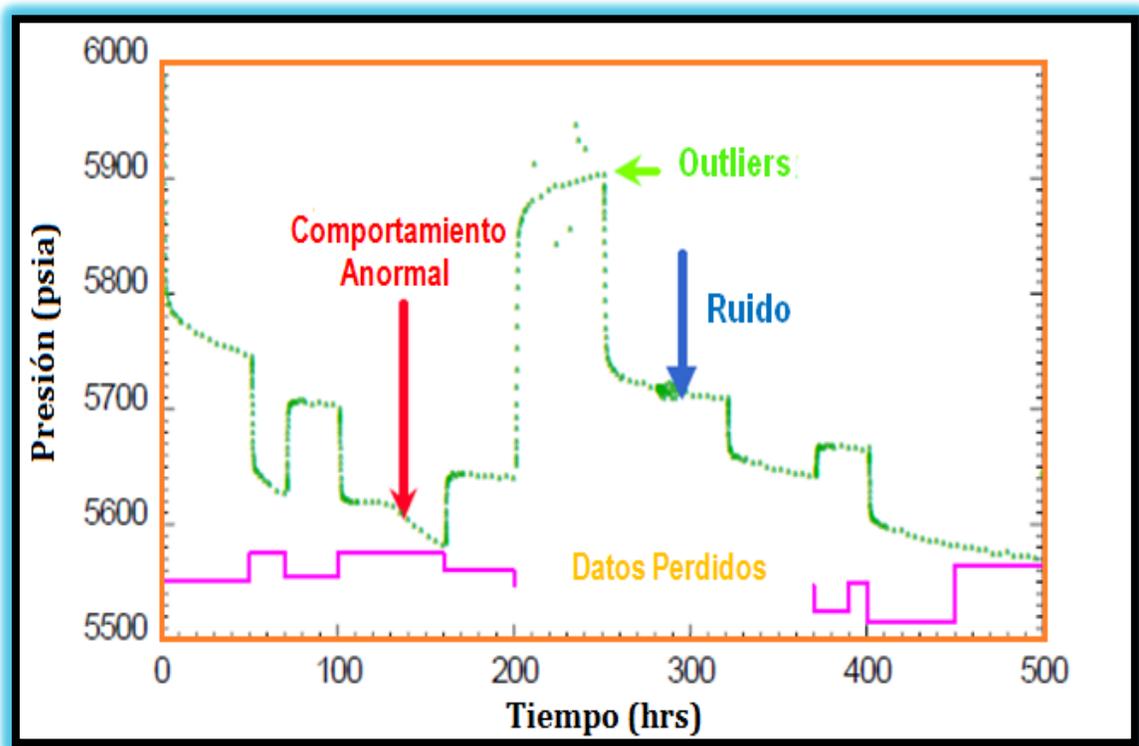


Fig. 3.1 Datos Provenientes de un PDG e Historia de Producción

Otro de los principales problemas en el procesamiento de datos provenientes de los PDG es que existen demasiados break points y que al registrarlos durante largos períodos de tiempo, los sensores o sistemas de adquisición pueden degradarse o fallar, introduciendo ruido y outliers dentro de las mediciones. Por ende Athichanagorn (1999) propuso un procedimiento de siete pasos para el procesamiento e interpretación de datos de presión a largo plazo provenientes de los PDG utilizando el método Wavelet.

En términos generales, el análisis Wavelet consiste en desarrollar un low pass y un high pass del filtrado de los datos. El low pass puede ser visto como una aproximación a la señal, mientras que el high pass se puede considerar como el detalle local en la señal. Debido a que la señal original se pasa a través de dos filtros que dan aproximaciones y detalle de los componentes, este proceso se denomina descomposición wavelet.

Los 7 pasos propuestos por Athichanagorn son:

- Eliminación de outliers
- Eliminación de ruido (Denoising)
- Identificación de break points
- Reducción de datos
- Reconstrucción de la historia de producción
- Filtrado del comportamiento
- Interpretación de datos

Se tiene que destacar que estos 7 pasos corresponden a el Proceso Wavelet, sin embargo, existen otros dos procesos que mejoran el análisis Wavelet, el Pre-Proceso Wavelet y el Post-Proceso Wavelet, con sus respectivos pasos **(Fig. 3.2)**.

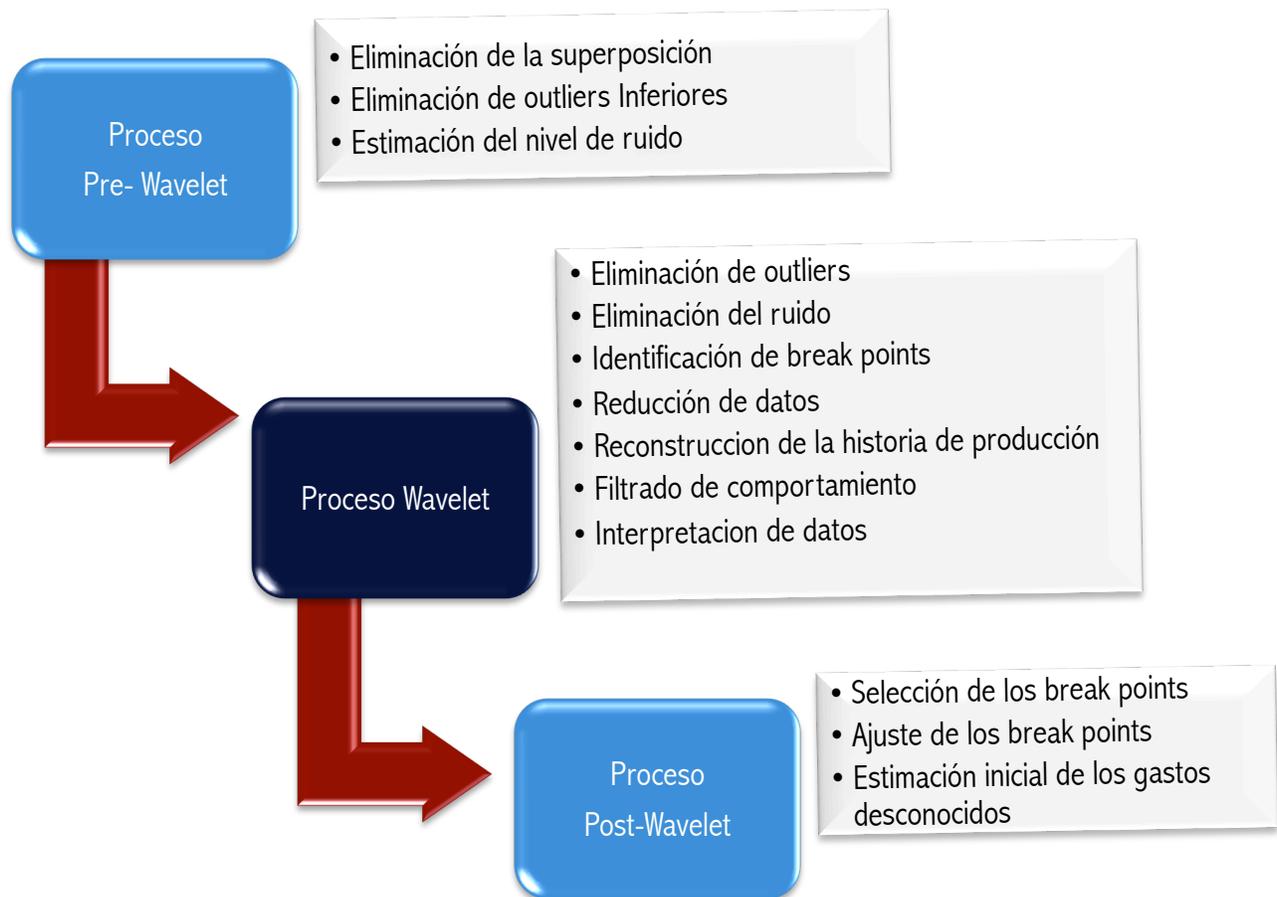


Fig. 3.2 Procesos Wavelet Completo

III.2 Proceso Wavelet

El Proceso Wavelet se divide en dos algoritmos que contiene los 7 pasos de Athichanagorn, éstos son el Algoritmo Wavelet y el Algoritmo Ventana y se dividen de la siguiente forma:

- Algoritmo Wavelet
 - ✓ Eliminación de outliers
 - ✓ Eliminación de ruido (Denoising)
 - ✓ Identificación de break points
 - ✓ Reducción de datos

- Algoritmo Ventana
 - ✓ Reconstrucción de la historia de producción
 - ✓ Filtrado del comportamiento
 - ✓ Interpretación de datos

III.2.1 Algoritmo Wavelet

Los datos de presión son descompuestos en señales Wavelet en los distintos niveles de detalle utilizando el algoritmo de descomposición Wavelet. Varios procesos se realizan en estas señales para eliminar el ruido y los outliers. Las señales Wavelet procesadas en los distintos niveles de detalle, luego se recombinan para formar la señal de presión filtrada. Después los datos procesados de presión se vuelven a muestrear a menores intervalos de presión y tiempo para reducir el tamaño del conjunto de datos.

III.2.1.1 Eliminación de Outlier

Los errores de medición se pueden clasificar como ruido u outliers. Los datos con ruido se dispersan alrededor de la tendencia de los datos generales. Los outliers, por otro lado son puntos de datos que se encuentran fuera de la tendencia de los datos. Un outlier provoca discontinuidades en el flujo de datos creando dos singularidades consecutivas. Los detalles de la primera señal Wavelet cambian bruscamente en una dirección. Las singularidades creadas por los outliers pueden ser detectadas mediante la localización de dos grandes magnitudes de la señal Wavelet a detalle con direcciones opuestas. La **Fig. 3.3** compara los datos de eliminación outlier con los datos originales.

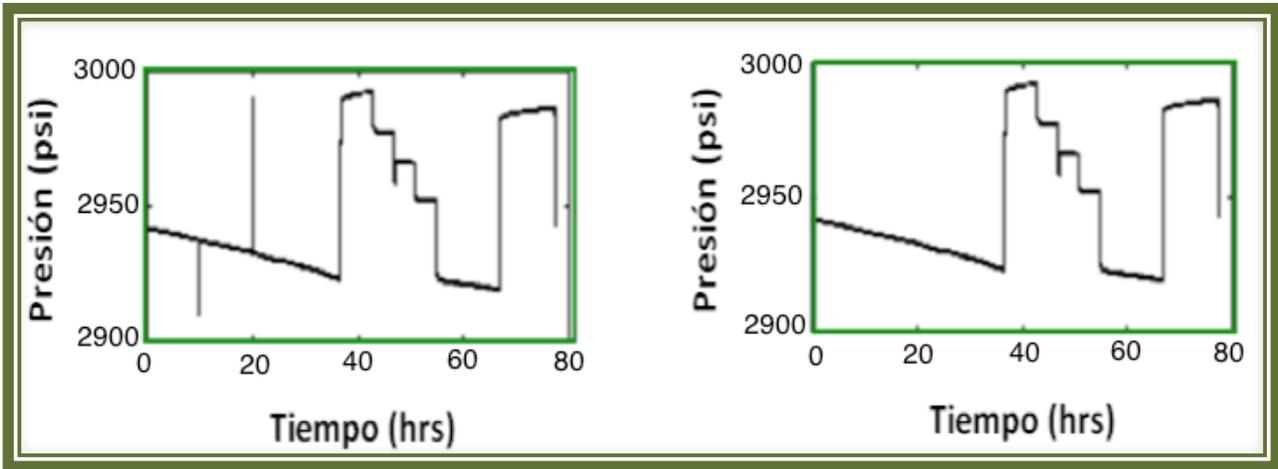


Fig. 3.3 Datos Antes y Después de la Eliminación Outlier. A la izquierda la señal original y a la derecha después de la eliminación de outliers.

III.2.1.2 Eliminación del Ruido (Denoising)

El proceso denoising se aplica a los datos para reducir la dispersión y la fluctuación con el fin de extraer las características más representativas de los datos. Las señales Wavelet de detalle cuyas magnitudes son menores que un cierto umbral se establecen en cero y el conjunto de datos eliminados de ruido se construye utilizando las señales del umbral. En la **Fig. 3.4** se comparan los datos antes y después de la eliminación del ruido.

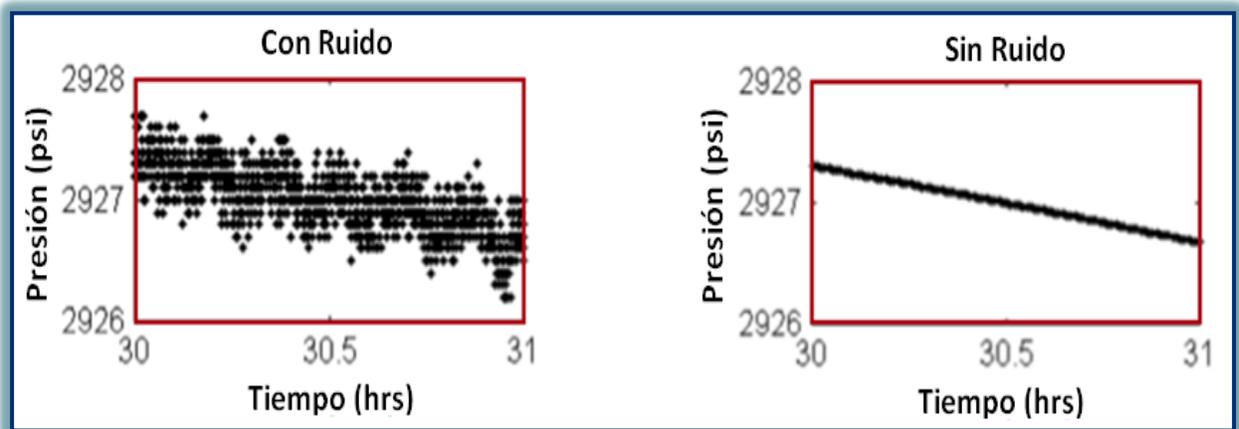


Fig. 3.4 Datos Antes y Después de la Eliminación del Ruido. A la izquierda se encuentran los datos originales y a la derecha los datos después de la eliminación de ruido.

III.2.1.3 Identificación de Break Points

Los tiempos en el cuál cambian las velocidades de flujo están determinados por la identificación de los cambios repentinos en la presión. Estos cambios causan las singularidades en los datos. Los máximos módulos Wavelet que indican la vecindad de la singularidad son usados para determinar los tiempos en el que cambia la velocidad de flujo. Una identificación adecuada de estos break points es fundamental para la interpretación de los datos. La **Fig. 3.5** muestra los break points identificados por el algoritmo Wavelet.

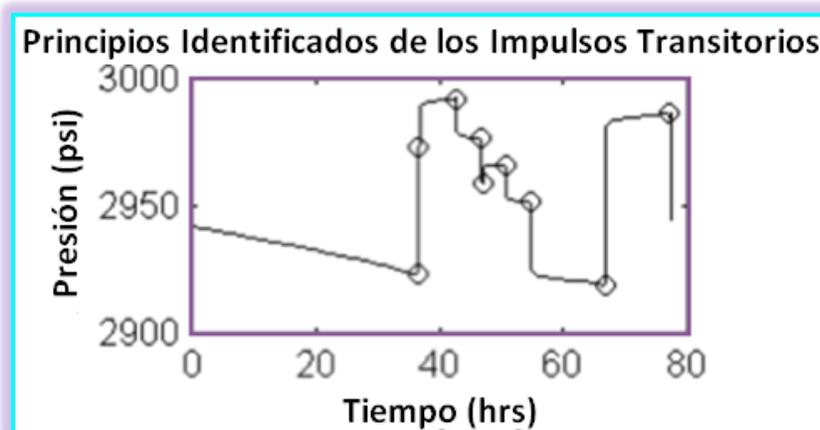


Fig. 3.5 Identificación de Break Points por el Algoritmo Wavelet

III.2.1.4 Reducción de Datos

El número de puntos de datos se reduce utilizando el umbral de presión y los métodos de umbral de tiempo. Los puntos se muestrean de los datos originales cuando un cierto cambio de la presión se ha producido o cuando el intervalo de tiempo entre las muestras se vuelve superior al umbral de tiempo máximo predeterminado. Para los datos con ruido que son recogidos a alta frecuencia, por lo general es necesario eliminar el ruido de los datos antes de llevar a cabo la etapa de reducción de datos para que los puntos representativos puedan ser identificados en el conjunto de datos. Un conjunto de datos distribuidos, incluso, en el intervalo de tiempo pueden ser generados mediante el ajuste del umbral de

presión a un nivel muy alto y seleccionar el umbral de tiempo deseado. La **Fig.3.6** muestra un ejemplo de un conjunto de datos originales y reducido.

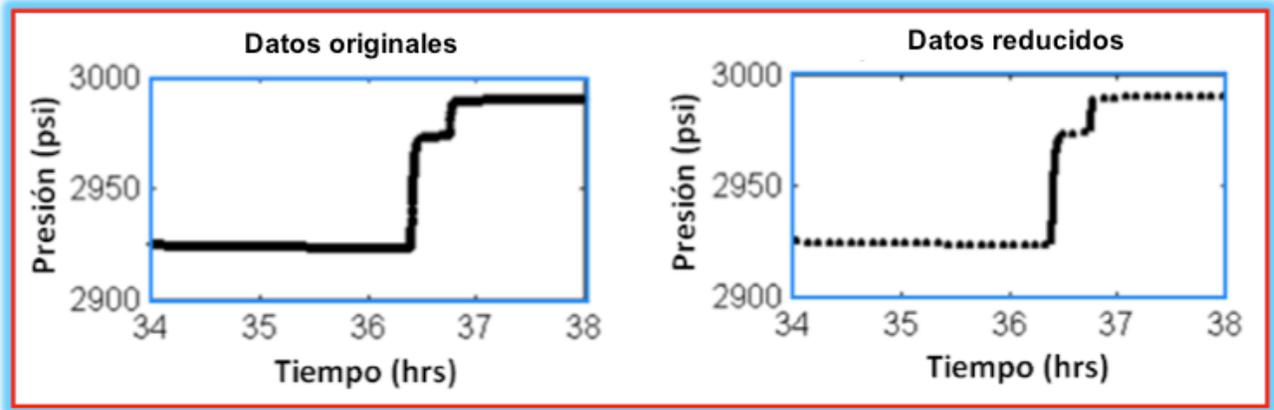


Fig. 3.6 Conjunto de Datos Originales (izquierda) y Datos Reducidos (derecha)

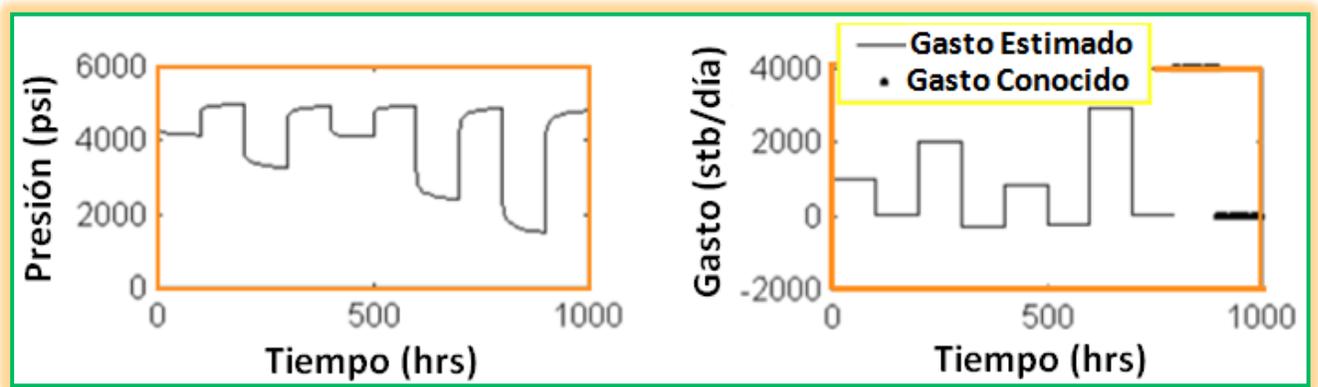
III.2.2 Algoritmo Ventana

Ya que es posible que las propiedades y las condiciones del yacimiento cambien, se recomienda no utilizar un modelo que considere propiedades constantes para ajustar el conjunto total de datos. Las secciones de los datos deben ser analizadas mediante la técnica de ventana móvil. Los datos en los break points que se agrupan forman una ventana de datos. La regresión no lineal es usada para estimar los parámetros del yacimiento y los gastos desconocidos. Los parámetros estimados se asocian con el tiempo en el centro de la ventana. Después los datos de la ventana dan un paso adelante en el tiempo y se realiza de nuevo el análisis de regresión. Se lleva a cabo paso a paso hasta que la última ventana cubre el final de los datos. Una ventana más ancha aporta mayor suavidad a las tendencias de los parámetros de variación en el tiempo.

III.2.2.1 Reconstrucción de la Historia de Producción

Cuando todos los gastos son conocidos cada break point puede ser analizado por separado utilizando los valores locales del yacimiento y las propiedades del fluido. Sin embargo, este análisis tradicional de presión transitoria no se puede utilizar cuando algunos de los gastos son desconocidos. Los gastos desconocidos son parámetros para ser estimados en el análisis de regresión. Es importante tener buenas estimaciones iniciales de los gastos desconocidos para asegurar que el algoritmo de regresión converja correctamente. La **Fig. 3.7** muestra un ejemplo de la estimación de los gastos desconocidos.

Fig. 3.7 Reconstrucción de Gastos



El yacimiento es un sistema dinámico en el que las señales de entrada resultan en señales de salida de tiempo continuo. El gasto de producción es considerado como una señal de entrada, mientras que la presión es la señal de salida causada por el sistema del yacimiento. Las curvas de decremento e incremento pueden ser consideradas como señales de entrada. Cada variación de gasto de corto plazo actúa como una señal de impulso para el sistema del yacimiento. Para un sistema lineal la respuesta de una señal de impulso unitaria es constante. Esto significa que la proporción entre las variaciones del gasto y la respuesta de la presión es una constante. Esta relación puede ser usada para calcular aproximadamente el gasto a partir de la presión de los PDG bajo la restricción de producción acumulada. Aunque en la vida real, no existe un sistema lineal. La **Fig. 3.8** ilustra este sistema y la señal del yacimiento.

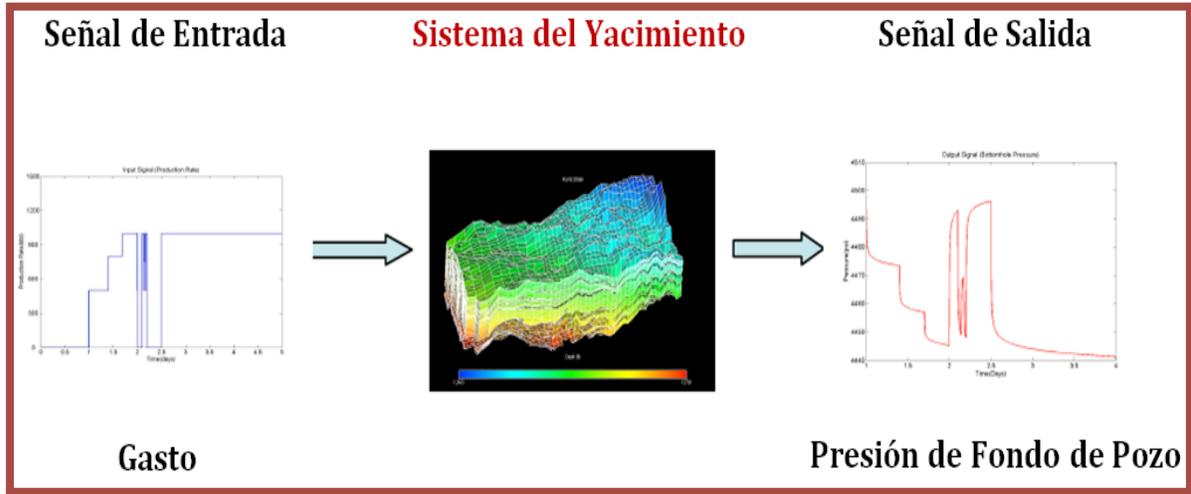


Fig. 3.8 Sistema y Señal del Yacimiento

Los gastos desconocidos deben de estimarse a partir de los gastos conocidos y de los datos de presión. La ec. 3.1 (Horne,1995)muestra como la presión de fondo fluyendo, p_{wf} , esta relacionada con el cambio de gastos, q al tiempo t empezando por una presión inicial p_i .

$$p_{wf} = p_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 0.8686s - 3.2274 \right) \dots \dots \dots \quad (3.1)$$

B es el factor de volumen, μ es viscosidad, k es permeabilidad, h es el espesor del yacimiento, ϕ es porosidad, c_t es la compresibilidad total, r_w es el radio del pozo y s es el factor de daño. Por el mismo tiempo transcurrido t , un desconocido cambio en el gasto q_2 , puede ser inferido de un break point con un conocido cambio de gasto q_1 y un cambio de presión $p_{i,1} - p_{wf,1}$. Esta relación se muestra en la Ec. 3.2

$$\frac{p_{i,1} - p_{wf,1}}{q_1} = \frac{p_{i,2} - p_{wf,2}}{q_2} \dots \dots \dots \quad (3.2)$$

La Ec. 3.2 puede ser usada para relacionar los cambios de presión y los cambios de gastos de dos break points consecutivos como se muestra en las Ecs. 3.3 y 3.4

$$\frac{p_{i,k} - p_{wf,k}}{q_k} \cong \frac{p_{i,k+1} - p_{wf,k+1}}{q_{k+1}} \dots \dots \dots (3.3)$$

$$\frac{p_{i,k-1} - p_{wf,k-1}}{q_{k-1}} = \frac{p_{i,k} - p_{wf,k}}{q_k} \dots \dots \dots (3.4)$$

Esta relación puede ser utilizada para estimar los gastos desconocidos de un break point si el gasto de un adyacente se conoce. Este procedimiento trabaja bien cuando no hay ruido en los datos transitorios de presión pero es normal que los datos de campo tengan ruido que no puede ser filtrados por completo. Escogiendo un simple valor de tiempo transcurrido t para comparar los datos de presión de dos break points, no es bueno para los datos con ruido del campo como lo es el tiempo elegido que puede ser en una sección de ruido de datos de presión. Una propuesta alternativa es tomar mas puntos de datos para comparar los valores de presión. La relación obtenida es el promedio. Si mas puntos se toman en el limite donde todos los datos de presión son tomados, la relación es entre el área del primer break point y el área del segundo.

III.2.2.2 Filtrado de Comportamiento

Ocasionalmente los datos de presión pueden mostrar comportamientos extraños que no siguen la tendencia general por varias razones. Excluyendo estos break points del análisis, se debería reducir la incertidumbre de la regresión y proporcionar mejores estimaciones de los parámetros del yacimiento.

Una medida que puede ser utilizada para determinar el grado de ajuste de cada break point es la diferencia entre el ajuste de la regresión y los datos. Las desviaciones de los impulsos transitorios anormales son inusualmente altas debido al hecho de que éstas no están bien ajustadas por la regresión. Para determinar estos break points anormales, se calcula para cada break point la varianza. El break point con la variación máxima se excluye del cálculo de la varianza promedio de los datos globales. Entonces, la varianza de cada break point es comparada con la varianza de la media.

Los break points con varianzas que son al menos tres veces mayor que la varianza media se excluyen del análisis. Después de que los break points anormales se eliminan, los datos experimentan una nueva regresión. Las varianzas de nuevas versiones de los break points se comparan otra vez con el nuevo promedio de varianza. En general, la calidad del segundo ajuste es mejor que el anterior (es decir, la nueva varianza media es menor que la varianza media anterior). Utilizando los mismos criterios de varianza, los break points más anormales pueden ser eliminados en esta segunda iteración. Este proceso puede repetirse hasta que no haya mas break points que eliminar. La **Fig. 3.9** muestra un ejemplo de los break points anormales eliminados por este método.

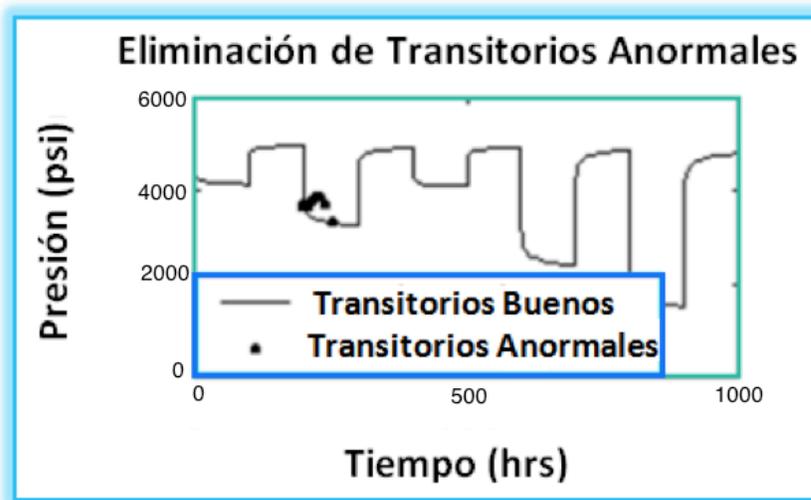


Fig. 3.9 Eliminación de Break Points Anormales

III.2.2.3 Interpretación de Datos

El modelo del yacimiento tiene que ser determinado mediante el análisis de uno de los break points utilizando métodos convencionales de interpretación de pruebas de pozo. El análisis de ventana móvil puede estar basado en la interpretación del modelo del yacimiento.

Usando el método de análisis de ventana móvil, los parámetros desconocidos del yacimiento y los gastos desconocidos en cada ventana se estiman por regresión. El análisis se mueve hacia adelante a una nueva ventana del mismo ancho, pero el punto de partida de la nueva ventana puede estar dentro del intervalo de la ventana vieja. Los gastos se actualizan y se toman como conocidos por las ventanas subsecuentes desde que los gastos desconocidos no se pueden deducir con alta certeza a partir de la respuesta en la ventana posterior. La **Fig. 3.10** muestra ejemplos de los parámetros del yacimiento estimados utilizando el análisis de ventana móvil.

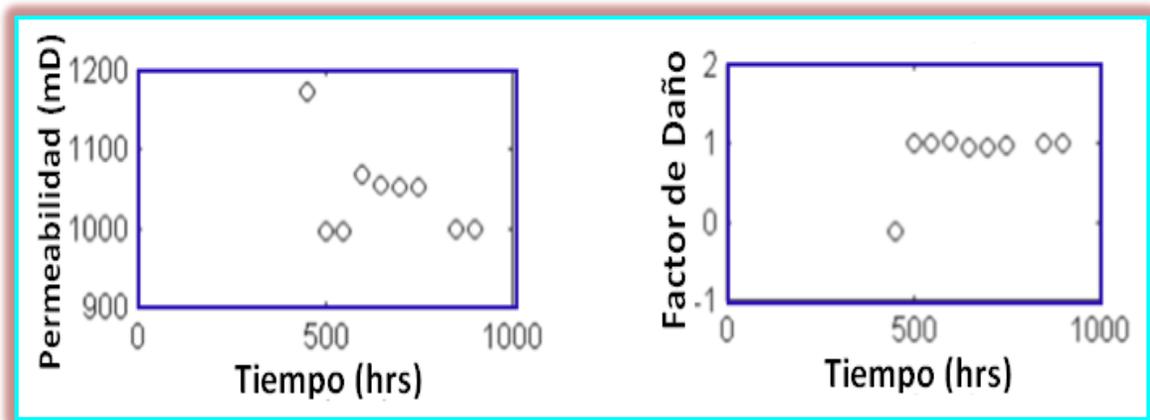


Fig. 3.10 Estimación de Permeabilidad y Factor de Daño sobre una Frecuencia de Nueve Ventanas.

III.3 Proceso Pre-Wavelet

III.3.1 Eliminación de la Superposición

Durante el registro o la preparación de los datos de presión, es posible que pueda haber una superposición de datos en tiempo. El algoritmo Wavelet no puede aceptar datos de presión, con superposiciones. Los datos de presión necesitan ser preseleccionados y tener las superposiciones eliminadas antes de ser utilizado en el algoritmo Wavelet. Una regla simple es eliminar un par de datos

de presión y tiempo cuando su valor de tiempo es menor o igual que el valor de tiempo del punto de datos anterior, como se muestra en la **Fig. 3.11**.

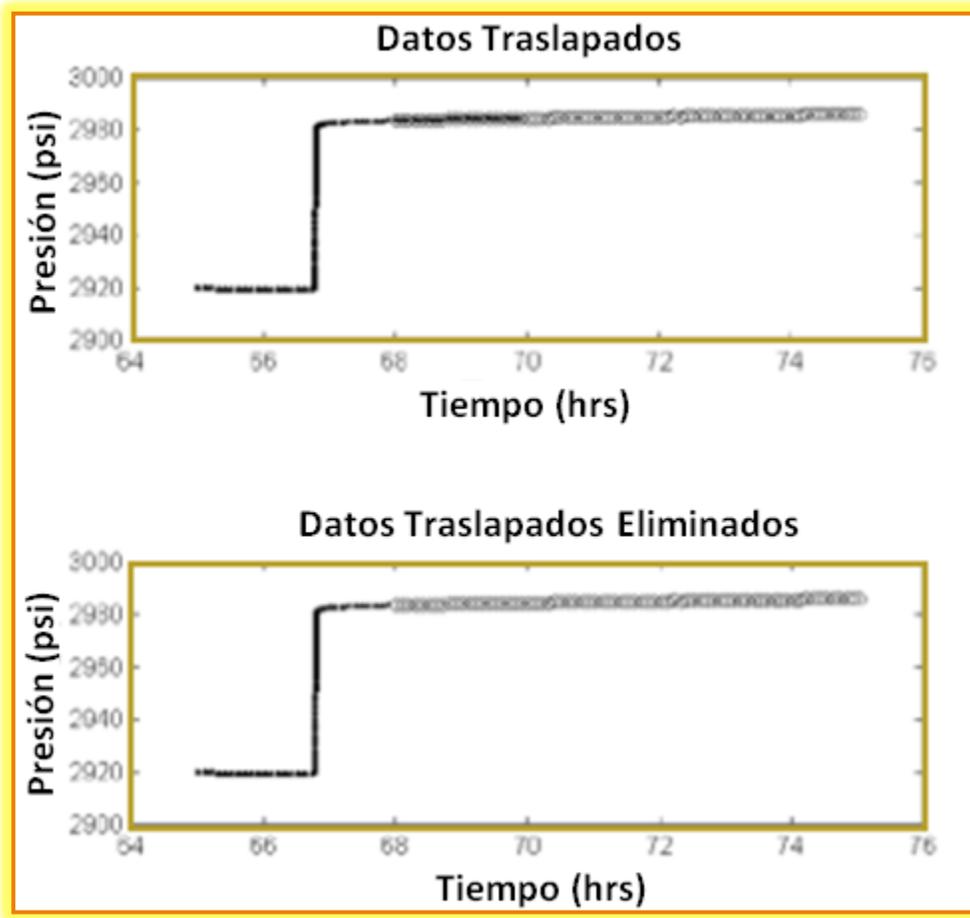


Fig. 3.11 Eliminación de Datos Traslapados

III.3.2 Eliminación de los Outliers Inferiores

El algoritmo Wavelet elimina exitosamente los outliers superiores individuales. Sin embargo, en algunos conjuntos de datos se encontró que algunos outliers ocurren en la parte inferior. Los outliers inferiores se crean cuando no hay datos de presión disponible para un intervalo de tiempo y los valores cero se asignan a los puntos de datos de presión. Sea cero o alguno de los números grandes positivos o negativos asignados a los datos de presión, cuando no hay datos de presión disponibles, se pueden crear estos outliers inferiores. Los outliers inferiores también pueden surgir cuando los sistemas de

adquisición de los PDG fallan e introducen un gran cambio positivo o negativo a los datos de presión durante un intervalo de tiempo.

Los outliers inferiores, en los que una sección de datos de presión son diez veces menor que la presión en la vecindad, tienen que ser encontrados en los datos reales del campo. Esto podría ser debido a un error del registro de datos o a que la presión verdadera no se transmite al transductor de presión. La **Fig. 3.12** muestra un outlier inferior y en la **Fig. 3.13** se muestra el resultado del algoritmo Wavelet donde el outlier inferior no puede ser eliminado. Los outliers inferiores tienen que ser eliminados mediante la supresión de los datos de tiempo y presión en la etapa anterior del procesamiento Wavelet. Esto creará brechas en las que no se dispone de datos, sin embargo, el algoritmo ventana puede manejar tales situaciones.

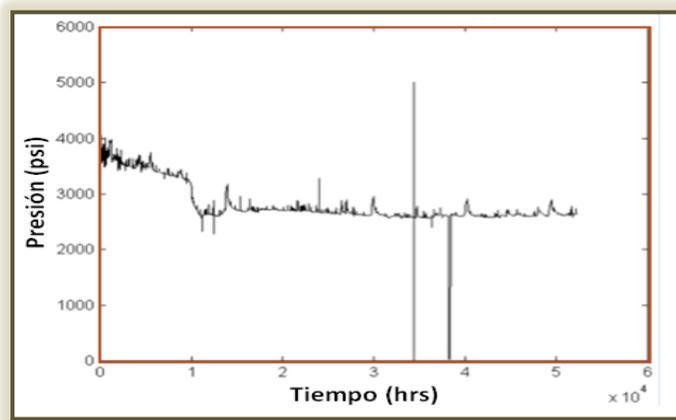


Fig. 3.12 Conjunto de Datos del Campo con Outliers Superiores e Inferiores

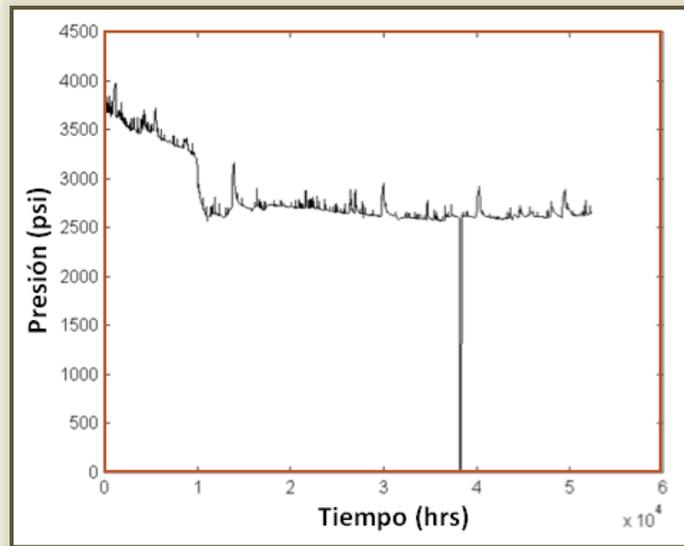


Fig. 3.13 Outlier Superiores Eliminados por el Algoritmo Wavelet

Los outliers inferiores también causan dos break points que se interpretan con el algoritmo Wavelet. Si el outlier inferior no es eliminado antes del proceso ventana, esta etapa será eliminado por el algoritmo de filtrado de comportamiento, pero los dos break points falsos interpretados se quedaran y esto no es correcto. La **Fig.3.14** muestra los datos de presión con la eliminación del outlier inferior creando un intervalo sin datos.

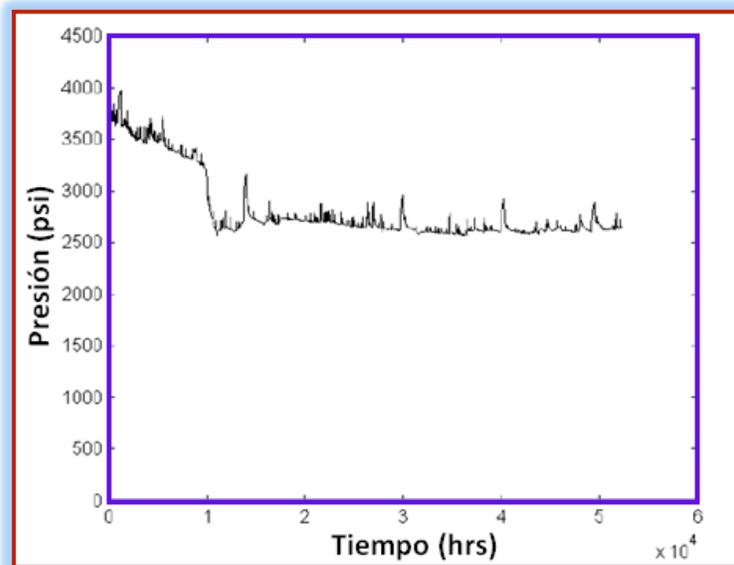


Fig. 3.14 Etapa Outlier Eliminada

Se encontró una vez más que estos outliers inferiores no pueden ser eliminados por el algoritmo Wavelet y tienen que ser eliminados antes del procesamiento Wavelet. La **Fig. 3.15** muestra la eliminación de los outlier inferiores creando un intervalo sin datos.

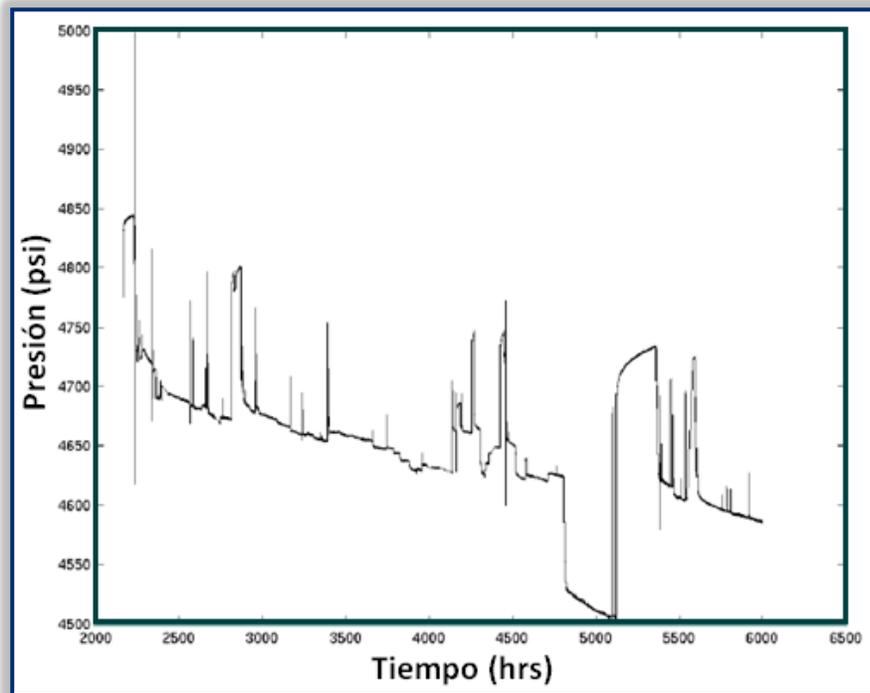


Fig. 3.15 Outliers Superiores e Inferiores Eliminados de un Conjunto de Datos

III.3.3 Estimación del Nivel de Ruido

La eliminación de datos de ruido es un paso importante en el procesamiento de datos por medio del análisis Wavelet. Los datos de los PDG tienden a tener ruido debido a razones diversas, tales como los cambios físicos en el yacimiento o en la producción del pozo, y el sistema de adquisición de datos por sí mismo. Con el fin de extraer las características más representativas de un conjunto de datos de los PDG, la eliminación de ruido se debe imponer a los datos de los PDG para reducir la dispersión y las fluctuaciones de los valores de datos.

El método del umbral Wavelet se encontró que era una de las maneras más eficaces de eliminar los datos de ruido sin presunciones acerca del comportamiento de los datos. La mayoría de los métodos de eliminación de ruido tienden a difuminar rasgos agudos en los datos, por el contrario, el método del umbral Wavelet generalmente conserva la mayor parte de estas características. Para eliminar los datos de los ruidos, el umbral de eliminación de ruido necesita ser determinado sobre la base de un conjunto de datos específicos porque no hay un valor universal para eliminar el ruido de los datos de los diferentes PDG instalados en lugares diferentes.

Donoho y Johnstone correlacionaron el umbral de eliminación de ruido con los datos del nivel de ruido,

$$\lambda = \sigma \sqrt{2 \log (n)}$$

Donde n es el número total de puntos de datos del conjunto de datos y σ es la derivación estándar del nivel de ruido.

Esta aplicación puede ser usada para determinar el umbral de ruido para la mayoría de las aplicaciones.

III.3.4 Detección del Nivel de Ruido a Través del Mínimo Error Cuadrado Ajuste de Línea Recta

Para poder utilizar la ecuación para calcular el umbral de eliminación de ruido, los datos de nivel de ruido deben ser determinados de antemano. Khong sugirió calcular el nivel de ruido mediante el siguiente procedimiento:

- ✓ Localizar la pendiente del mínimo error cuadrado (LSE) de línea recta ajustando al intervalo de datos sobre el cual el nivel de ruido necesita ser estimado.
- ✓ Restar el tendencia de la presión de los datos para obtener la señal de ruido residual.
- ✓ Calcular el nivel de ruido de la señal de ruido residual.

Este es un procedimiento para determinar el nivel de ruido. Sin embargo, la validez de este procedimiento es dependiente en el supuesto de que la presión varíe linealmente con el tiempo durante el intervalo de tiempo del nivel de ruido que se estima. Desafortunadamente, la suposición no es válida para la mayoría de las veces. Además, la eliminación de ruido en los datos, se realiza típicamente antes de que cualquier interpretación o análisis se realice, por lo tanto, sin analizar realmente un conjunto de datos específicos de los PDG, sería muy difícil de especificar un intervalo, si hay uno, que se espera para demostrar la relación lineal entre la presión y el tiempo.

Por ejemplo no tiene mucho sentido aplicar un error de mínimos cuadrados (LSE) en línea recta de ajuste a dos conjuntos de datos de presión típicos de pozo para estimar la señal de ruido. Calculando la señal de ruido, basándose en la diferencia entre los datos de presión y su ajuste lineal sólo traerá la señal artificial, una señal de ruido engañosa. Un umbral de eliminación del ruido estimado en consecuencia no se puede esperar que haga un buen trabajo de eliminación de ruido para un conjunto de datos PDG.

III.4 Proceso Post-Wavelet

III.4.1 Selección de los Break Points

El número de break points identificados es directamente relacionado a dos parámetros: el muestreo del espaciamiento y el umbral transitorio. Cuanto menor sea el umbral o menor sea el espaciamiento del muestreo, mayor serán los break points detectados. La correcta identificación de todos los break points es crítica para el procesamiento de datos provenientes de los PDG.

Una solución para mejorar el algoritmo podría ser combinar todos los diferentes break points detectados por varias combinaciones del espaciamiento en el muestreo Wavelet y del umbral de

detección de pendiente, así que sería probable tener todos los break points verdaderos. Los break points falsos pueden luego ser seleccionados usando un procesamiento de señal adicional.

Los métodos estadísticos para distinguir los break points verdaderos de los break points falsos, están siendo investigados.

Las **Fig. 3.16 y 3.17** muestran la posibilidad de detectar diferentes conjuntos de break points cuando la combinación en el espaciamiento del muestreo Wavelet y el umbral de detección usado es diferente.

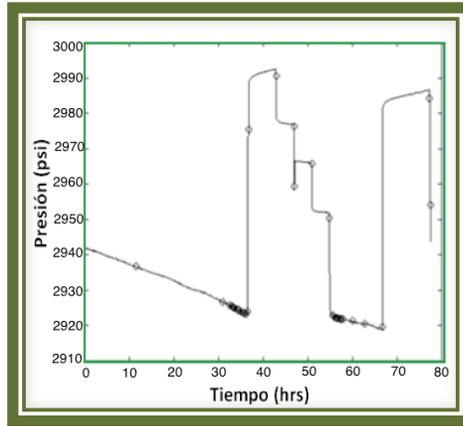


Fig. 3.16 Break Points

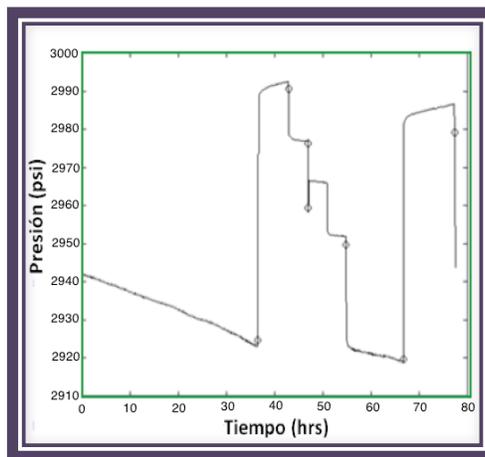


Fig. 3.17 Break Points

Se puede ver que el número de break points detectados es más alto cuando, el espaciado Wavelet y el umbral de detección de la pendiente, son usados y muchos break points falsos son encontrados. Por otro lado, el número de break points detectados es menor cuando, el espaciado wavelet y el umbral de detección de la pendiente usados son altos y algunos break points válidos son perdidos.

Es difícil encontrar la combinación entre el espaciado Wavelet y el umbral de detección de la pendiente que detecte todos los break points válidos.

III.4.2 Ajuste de los Break Points

Se puede ver en la **Fig.3.18** que los break points dados al utilizar el algoritmo Wavelet no caen exactamente al principio de los break points.

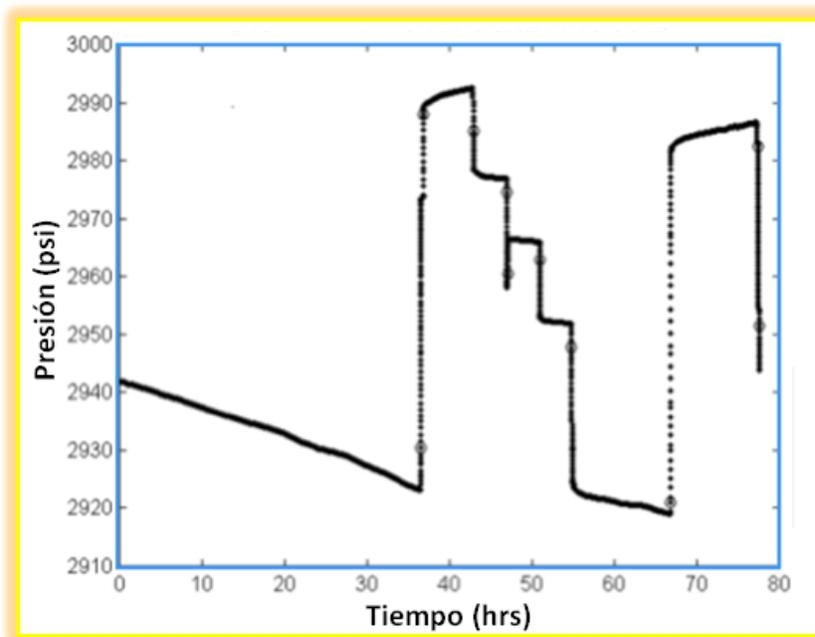


Fig. 3.18 Break Points del Algoritmo Wavelet

Los break points pueden caer ligeramente después del inicio de un impulso transitorio. El error es mayor si se usa un espaciamiento largo del muestreo Wavelet. Este error necesita ser corregido ya que el algoritmo ventana requiere usar un break point específico exactamente al inicio de un impulso transitorio, de otra forma el modelo del yacimiento no puede ser ajustado tempranamente.

Este error puede ser reducido al estimar un break point mas exacto al usar la intersección de dos líneas rectas ajustadas a mínimos cuadrados, una a la izquierda de los break points verdaderos y la otra a la derecha de los break points. Esta propuesta es ilustrada en la **Fig. 3.19**.

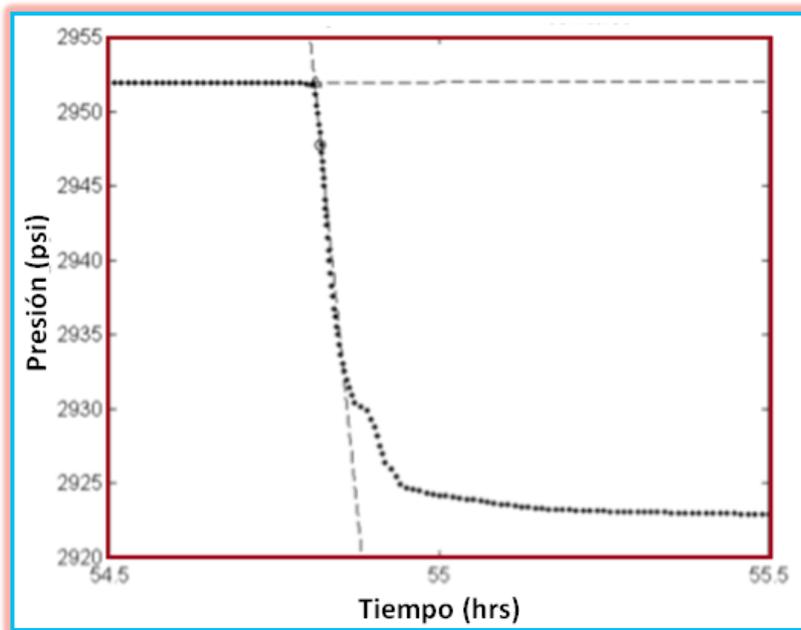


Fig. 3.19 Ajuste de Break Points Usando la Intersección de Líneas Rectas

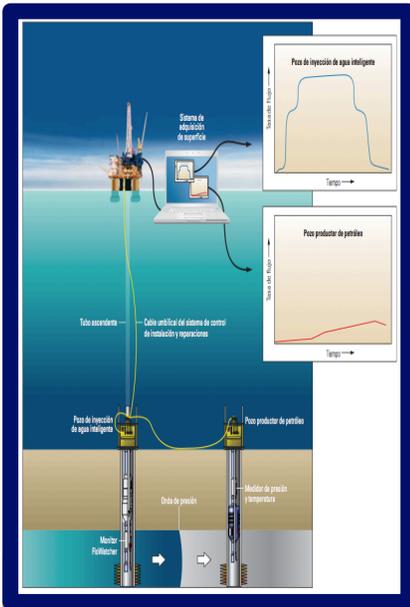
III.4.3 Estimación Inicial de los Gastos Desconocidos

El algoritmo ventana necesita una estimación de la tasa desconocida, si el gasto no esta disponible. Una buena estimación inicial del gasto desconocido es esencial para que el algoritmo Wavelet trabaje. Una pobre estimación inicial causará a la regresión fallar al converger a la respuesta correcta o incluso fallar al converger a cualquier respuesta en absoluto.

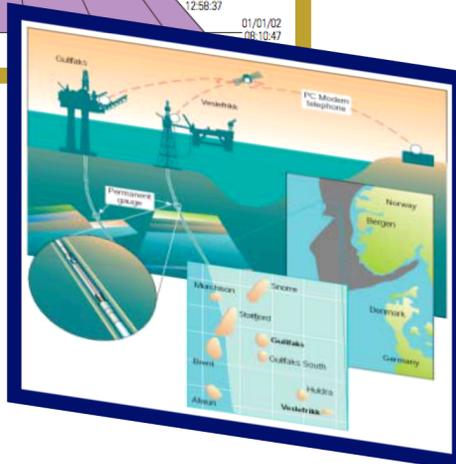
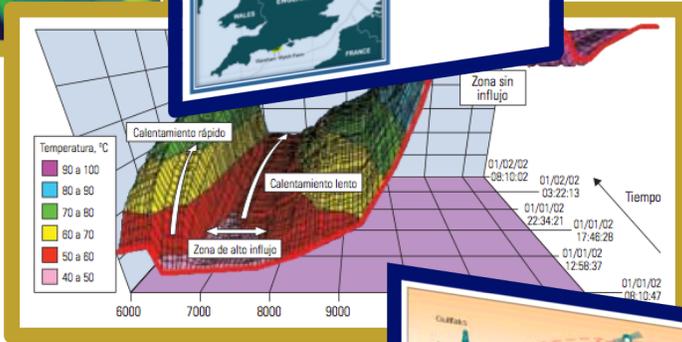
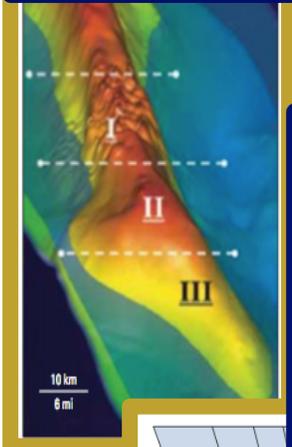
Un cambio en el gasto y en la caída de presión resultante son proporcionales a cada uno por la ley de Darcy. Por lo tanto el cambio de presión de cada transitorio es proporcional al cambio de gasto en los break points. Esta proporcionalidad puede ser igual a la razón del cambio de presión al cambio de gasto del break point. La constante de proporcionalidad de un break point puede ser usada para estimar el gasto desconocido de sus impulsos transitorios vecinos. Por otro lado no es practico usar solo un punto de presión para calcular la constante de proporcionalidad ya que es posible seleccionar un punto con ruido.

III.V Referencias

1. *Liang-Biao Ouyang and Jitendra Kikani. Improving Permanent Downhole Gauge (PDG) Data Processing via Wavelet Analysis SPE, ChevronTexaco Exploration & Production Technology Co. October 2002*
2. *Suwat Athichanagorn, Roland N.Horne; Processing and Interpretation of Long-Term Data Acquired From Permanent Pressure Gauges.*
3. *Ortiz; R.B. Aguiar; A.P. Pires; Wavelet Filtering of Permanent Downhole Gauge Data. C.E.P, SPE, North Fluminense State University*



APLICACIONES



IV.1 CAMPO BALMORAL

El campo Balmoral¹ (bloque 16/21) se encuentra ubicado en Reino Unido en un sector del Mar del Norte al noroeste de Escocia (**Fig. 4.1**), con un tirante de agua de 145 metros. El campo fue descubierto en 1975 y la perforación comenzó en 1984. El campo fue desarrollado con 19 pozos marinos, de éstos 13 son productores y 6 inyectores.

En 1989 dos campos satelitales, Glamis y Blair, fueron conectados a la template de Balmoral. El campo Glamis se encuentra en arenas del jurásico al suroeste del campo Balmoral y cuenta con dos pozos productores y uno inyector. El campo Blair esta en la arenas del Paleoceno que cubre parcialmente a Glamis.

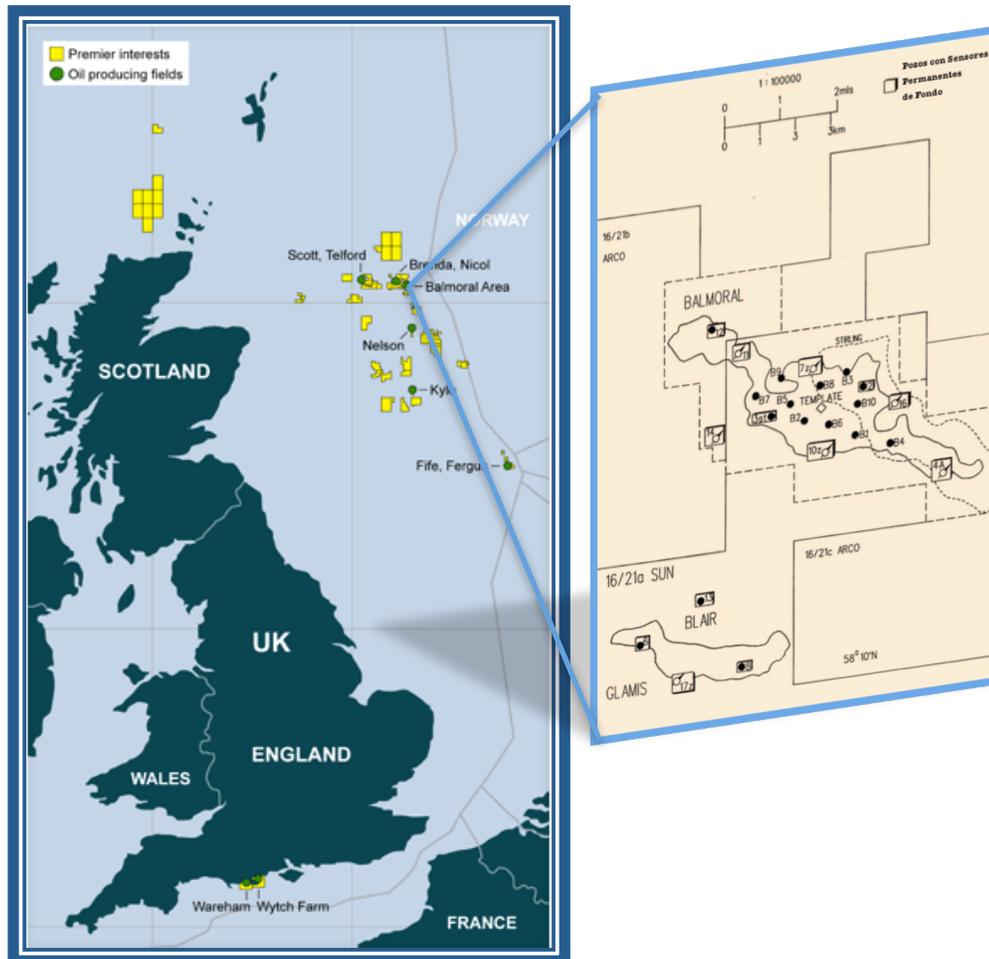


Fig. 4.1 Ubicación del Campo Balmoral

Para el desarrollo del campo Balmoral se tuvo pensado perforar todos los pozos mientras se construía el Buque Flotante de Producción FPV (Floating Production Vessel) y pudieran ser conectados a éste. Empezaron a operar en 1986 con inyección de agua.

IV.1.1 Análisis Del Problema

Debido al uso extensivo de pozos satelitales y a la naturaleza del mar en y alrededor del campo Balmoral frecuentemente se necesitaban realizar operaciones para el monitoreo de yacimientos pero resultaban demasiado difíciles y costosas. Así que se decidió instalar PDG desde la etapa temprana de desarrollo en todos los pozos satelitales conectados con la plantilla de Balmoral.

Se ocuparon dos sistemas diferentes de sensores en esta zona para probar su fiabilidad, más adelante se hablará de los resultados y de cómo fueron utilizados los datos obtenidos a partir de estos sistemas de monitoreo de presión.

Los sensores permanentes de fondo en todos los pozos satelitales de Balmoral (9 en total) son considerados la mejor manera de obtener los primeros datos del comportamiento del yacimiento. Lo mismo para el campo Glamis, donde los dos pozos productores y el inyector fueron pre-perforados y puestos en servicio aproximadamente al mismo tiempo.

Debido al conocimiento limitado de la heterogeneidad del yacimiento, disponible antes del comienzo de la producción, y dado que la recuperación final de los campos Balmoral y Glamis dependía en gran medida de mantener la presión del yacimiento en todos los pozos, fue vital una evaluación temprana para identificar el agua de inundación.

IV.1.2 Sistema de Sensores de Presión de Fondo

Los 9 pozos satélites del campo Balmoral están equipados con un sistema de sensores de presión de fondo (DHPG) del mismo fabricante, este comprende tres pozos productores y seis pozos inyectores y se conoce como sistema 1 (1988). En el Campo Glamis y Blair se instalaron 4 equipos de un segundo fabricante, tres productores, y un inyector, y se conoce como sistema 2 (1985).

El sensor de presión se encuentra en un mandril justo por debajo del empacador de cada pozo. Los datos de cada sensor son transmitidos a un módulo de control marino que se encuentra en la plantilla donde se transmite a la estación de control en el FPV de Balmoral. Los datos de temperatura no se registran debido a las limitaciones del sistema de transmisión de datos submarino.

El sistema de sensores de presión de fondo está compuesto de las siguientes partes (**Fig. 4.2**):

- a) Sensor de presión de fondo que va instalado en el exterior del mandril.
- b) Un cable de fondo de pozo desde el sensor hasta el colgador de la tubería de producción, terminado con abrazaderas metálicas.
- c) Tubo de suspensión / árbol del sistema de conexión con presión.
- d) Árbol de salida.
- e) Una conexión de cruce / caja de conexiones para adaptar el equipo al intracampo umbilical.
- f) Una conexión buzo que se acopla al intracampo umbilical que contiene el cable de señal.
- g) Una conexión buzo que va del intracampo umbilical al cable de la plantilla jumper.
- h) Un cable pasa corriente eléctrico, conectado al módulo de control del árbol submarino en la plantilla. Las señales son transmitidas por el control principal umbilical al sistema de computo del buque.

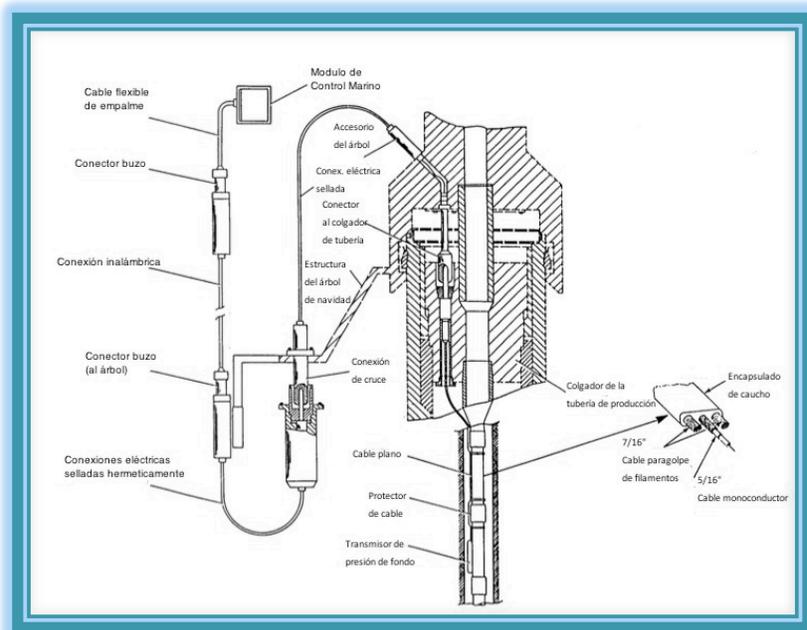


Fig. 4.2 Sistema del Sensor de Fondo (Sistema 1)

Para los campos de Glamis y Blair se ocupó otro sistema (Sistema 2) en el cual se le hicieron algunas modificaciones al sistema 1, en un intento por4 mejorar el rendimiento del sistema:

- 1) Los conductores de pares trenzados dentro del intracampo umbilical sustituyen al conductor mono coaxial.
- 2) Un conductor mono encapsulado de 1/4 " sustituye al cable plano.
- 3) Los sensores de cristal sustituyen a los sensores de esfuerzo.
- 4) Un acoplamiento cruzado de cable con abrazaderas se utiliza en lugar de la conexión de abrazaderas.
- 5) Un estricto control de calidad de fabricación. Se realizan pruebas de calibración a los sensores.
- 6) Mejoramiento del sistema de salida del árbol incorporando puertos u orificios para pruebas de presión.
- 7) Mandriles sólidos para los sensores.
- 8) Terminaciones mejoradas en el cable de fondo de pozo para facilitar las pruebas de presión en ambos extremos.

IV.1.3 Aplicaciones de los Datos Obtenido de los Sensores Permanentes de Fondo

Los sensores permanentes de fondo han sido utilizados para dos propósitos principales.

- 💧 El monitoreo de la presión de fondo durante la vida productiva del campo Balmoral.
- 💧 Recopilar datos de presión de fondo de pozo durante las pruebas extendidas a los pozos de dos campos satelitales para propósitos de evaluación.

IV.1.3.1 Monitoreo Continuo del Yacimiento

La principal aplicación de los datos de presión de fondo durante la vida productiva de un campo es monitorear la presión del yacimiento, y por lo tanto, poder evaluar el éxito que se tiene en el mantenimiento de la presión con la inyección de agua. Esta información es especialmente útil durante la etapa inicial del campo y los primeros meses de producción, cuando es fundamental el conocimiento del comportamiento del yacimiento y el nivel de aporte del acuífero para las decisiones de desarrollo del campo.

En última estancia, el objetivo de mantener la presión del yacimiento es para mejorar la recuperación al permitir que los pozos fluyan con un alto corte de agua, y para evitar la fuga de gas alrededor de los pozos productores que puede ocurrir si la presión decae por debajo del punto de burbuja. Esta aplicación se puede lograr mediante el monitoreo continuo o analizando pruebas de decremento de presión (CD) e incremento de presión (CI).

Otra aplicación de los datos de presión de fondo es la evaluación del índice de productividad e inyectividad. Esto puede indicar posibles problemas de fondo de pozo y ayuda a decidir si un pozo es candidato para la estimulación o para cualquier otro tratamiento.

Esta aplicación se logra mejor mediante el registro de una prueba de decremento e incremento que permite calcular tanto la presión del yacimiento como la declinación. Algunos sensores instalados en el campo Balmoral fallaron antes de que se pudiera obtener cualquier dato útil. Sin embargo, algunos otros han funcionado por periodos de tiempo suficientes para proporcionar información valiosa.

Los datos de monitoreo continuo de los pozos 16/21a-2, 3, 7Z y 12 mostraron que la presión del yacimiento era constante aproximadamente durante los tres primeros años de la vida del campo. La presión medida por los sensores sólo vario significativamente cuando el tamaño del estrangulador se cambio.

Por otro lado el pozo 16/21a-11, indicó un aumento de la presión de fondo durante la primera mitad de 1987 (**Fig 4.3**) que se refleja en un aumento de la presión en el manifold por la inyección de agua. Con el fin de establecer si está fue causada por un aumento en la presión del yacimiento o una disminución en el índice de inyectividad, las pruebas de CD se realizaron en los pozos 16/21a-7Z y - 11, el 2 de diciembre de 1987, utilizando los sensores permanentes.

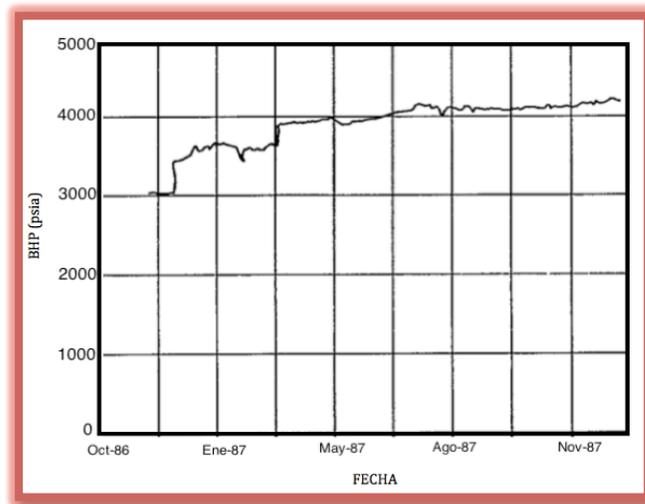


Fig. 4.3 Datos de Presión de Fondo del Pozo 16/21a-11

Estas pruebas de decremento indicaron que la presión del yacimiento no había cambiado significativamente desde el valor original de 3160 psia a 7000 pies. Sin embargo, el índice de inyectividad del pozo 16/21a-7Z había bajado del valor de su post-terminación de 6,6 BPD/psi a 4,3 BPD/psi, y el índice de inyectividad del pozo 16/21a-11 había caído de 19,8 BPD/psi a 10,8 BPD/psi. Una reducción del índice de inyectividad en la vida temprana de un pozo inyector es poco común, y puede ser causado por el enfriamiento del yacimiento, particularmente debido a material en el agua de inyección causando taponamiento, o hinchazón / movimiento de formación de finos y arcillas. Los sensores de fondo de pozo establecieron que había ocurrido una reducción en el índice de inyectividad.

En junio de 1988 el pozo 16/21a-2 del campo Stirling fue terminado en el devoniano del yacimiento (en el cual utilizaron pruebas extendidas de pozos) al paleoceno del campo Balmoral como productor. La operación del empacamiento de grava que se llevo a cabo en la re-terminación no fue exitosa, así que el empaque fue retirado y se autorizó que el pozo produjera sin empacador. Un PDG fue corrido con la terminación.

Los datos de presión de fondo de pozo adquiridos con este sensor indicó que el pozo había alcanzado un índice de productividad de 21 de BPD/psi después de retirar el empacador en comparación con uno de 3,6 BPD/psi post-pack. Además, sugirió que la presión del yacimiento era constante. Ambas conclusiones fueron reforzadas por dos pruebas de incremento durante Noviembre/Diciembre de 1988, utilizando el PDG, que sugirió un índice de productividad de 20 a 24 BPD/psi.

Desafortunadamente, ambos sensores en los pozos de producción de Glamis (Sistema 2) fallaron en la instalación. El sensor del pozo inyector 16/21a-17Z de Glamis, ha trabajado continuamente desde que se instaló en agosto de 1989. Monitoreando la presión durante la inyección, y también durante una prueba de PFO en octubre de 1989, que ha indicado que la presión del yacimiento es aproximadamente constante, y que el índice de inyectividad del pozo ha aumentado de 16.9 a 18.4 BPD/psi. Este último se cree que es debido al crecimiento de la fractura.

El campo ha sido inyectado por debajo de lo debido hasta la fecha, lo que ha causado una disminución de varios cientos de psi donde no hay posibilidad de que sea por el acuífero activo. Los datos de presión indican que el acuífero es activo, la información será ocupada durante la planificación futura del desarrollo del campo.

IV.1.3.2 Pruebas Extendidas de Pozos.

La segunda aplicación de los PDG ha sido en la evaluación de campos satelitales a través de las pruebas extendidas de pozos. El pozo 16/21a-2 fue originalmente perforado en 1980 y se probó que había aceite en los horizontes del paleoceno y devoniano (ahora conocido como los campos Balmoral y Stirling, respectivamente). Éste fue suspendido y subsecuentemente re-abierto en julio de 1986, cuando fué terminado en el devoniano.

El propósito de las pruebas extendidas de pozos en los horizontes del devoniano fué la evaluación del yacimiento y el rendimiento del acuífero del campo naturalmente fracturado Stirling. Como un gran acuerdo de la incertidumbre geológica alrededor del yacimiento, la lectura en tiempo real de la presión de fondo del pozo podría ser invaluable para permitir hacer decisiones flexibles como el progreso de la prueba.

En marzo de 1987 el pozo 16/21a-2 fue re abierto y los dos sensores de memoria de largo plazo fueron puestos en el niple como un respaldo por si falla el sensor permanente. El pozo después fue puesto en operación y fluyo hacia el FPV el 12 de marzo. Las pruebas extendidas empezaron el 13 de marzo, después de un cierre corto para regresar el control del árbol al FPV y desenganchar el equipo semi-sumergible del pozo, las pruebas extendidas empezaron el 13 de marzo.

En la primera parte (del 13 de marzo al 3 de junio de 1987) de la prueba extendida, el pozo estaba fluyendo continuamente. Cada 2 ó 3 días el pozo fue encaminado a las pruebas del separador y las presiones fueron grabadas (usando el sensor permanente) en intervalos de 15 minutos **(Fig. 4.4)**.

Las presiones en la cabeza del pozo fueron grabadas usando un sensor justo arriba del estrangulador marino a la plantilla por debajo del FPV. Seguido de una prueba de incremento (PBU), del 3 de junio al 8 de agosto de 1987.

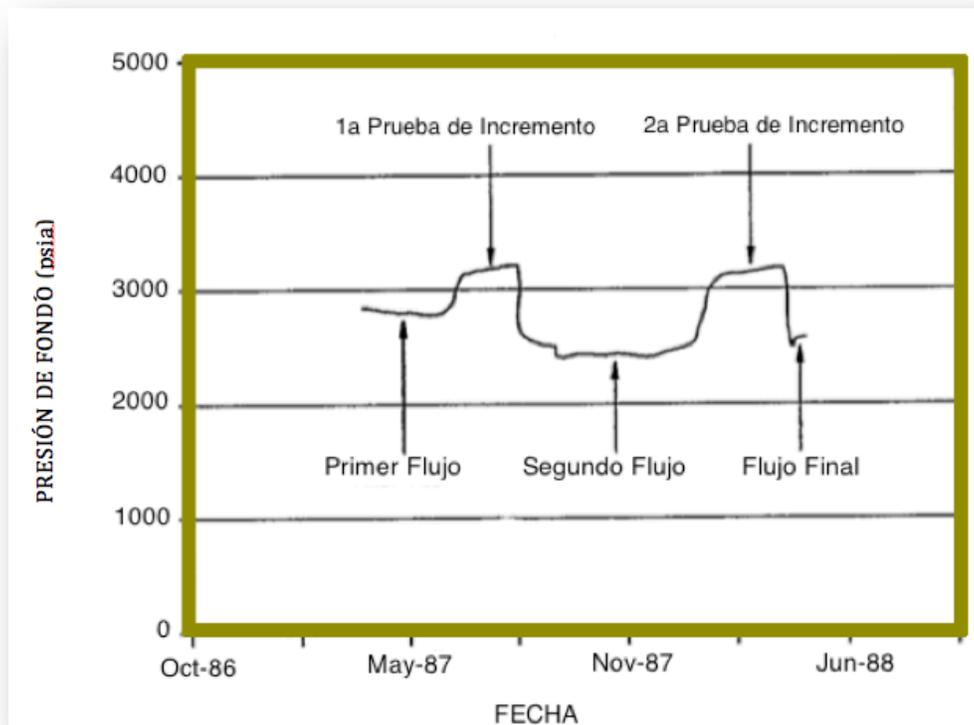


Fig. 4.4 Datos de Presión de Fondo del Pozo 16/21a-2 (Devoniano)

Durante esta primera parte de la prueba extendida un volumen total de aceite de 141,000 STB fue recuperable y el gasto fue esencialmente constante y la presión de fondo declinó mas lentamente de lo predicho. Por lo tanto el soporte del acuífero pareció ser efectivo. Imprecisiones debidas a las correcciones de la profundidad de las lecturas de varios sensores fueron significativamente comparadas con las pequeñas caídas de presión observadas durante esta primera parte de la prueba.

Un segundo periodo de flujo fue propuesto con los objetivos de lograr un preciso cálculo de balance de materia, evaluando el potencial del agua de producción. Y evaluar el comportamiento de la fractura con el tiempo.

La segunda parte de la prueba extendida consiste en poner a producir el pozo del 8 de agosto de 1987 al 2 de febrero de 1988, seguido por un incremento del 2 de febrero al 11 de abril de 1988.

Después del incremento un periodo final de dos semanas fue llevado a cabo del 11 al 27 de abril de 1988. Un registro de producción fue llevado a cabo con un equipo semi-sumergible el 30 de abril, y subsecuente el pozo fue re-terminado en el paleoceno como un productor del campo Balmoral.

Durante la segunda parte de la prueba extendida más de 281,000 BPD de aceite fueron producidos. Los cálculos de balance de materia basados en la segunda parte de la prueba confirmaron la hipótesis de que el yacimiento estaba comunicado con un acuífero extenso, lo cuál fue la conclusión principal para ser trazadas las presiones de fondo reunidas durante la prueba. La ventaja de usar los PDG, sin embargo, fue que estos datos podían ser reunidos durante un período continuo de 13 meses en las bases de tiempo real, sin la necesidad de un buque especial. La proximidad con el FPV de Balmoral por lo tanto podría ser usada para maximizar la ventaja.

En 1989, el pozo 16/21 a-13 en el campo Blair, también fue objeto de una prueba extendida del pozo. Este pozo fue perforado en 1984 como un pozo exploratorio donde se encontraron 20 pies de arenas del paleoceno con aceite. Aunque la prueba de perforación fue desarrollada en 1984, todavía existía una duda considerable, como la capacidad de producción a largo plazo del pozo.

Tomando una ventaja comercial de la movilización de los buques especiales durante la instalación marina del campo Glamis, el pozo 16/21a-13 fue conectado otra vez al FPV de BALMORAL por una línea de flujo de 4" y un control umbilical. El pozo fue terminado en el paleoceno y un sistema 2 de sensor permanente fue instalado.

El objetivo de las pruebas extendidas fueron establecer el volumen de los poros conectados identificando cualquiera de las fronteras del yacimiento y confirmando la permeabilidad y el daño al pozo. El pozo fue puesto primero a producir para el FPV de Balmoral por un tiempo corto de 3 horas y este fue seguido por un incremento de 21 horas para establecer la presión del yacimiento con el PDG. El pozo entonces fue puesto a producir por 5 días y cerrado el 7 de junio por un incremento de 30 días durante los 5 días de flujo la presión de fondo de pozo parecía declinar dramáticamente implicando que el pozo estuviese en conexión con una pequeña parte de volumen de poro (**Fig. 4.5**).

Sin embargo por mas de 35 días de incremento, la presión parecía recuperarse lentamente a la presión original del yacimiento probando que un volumen de acuífero extenso estaba en comunicación con el pozo a través de algunas restricciones. La grafica de incremento también implicaba un sistema complicado de fronteras cercanas al pozo.

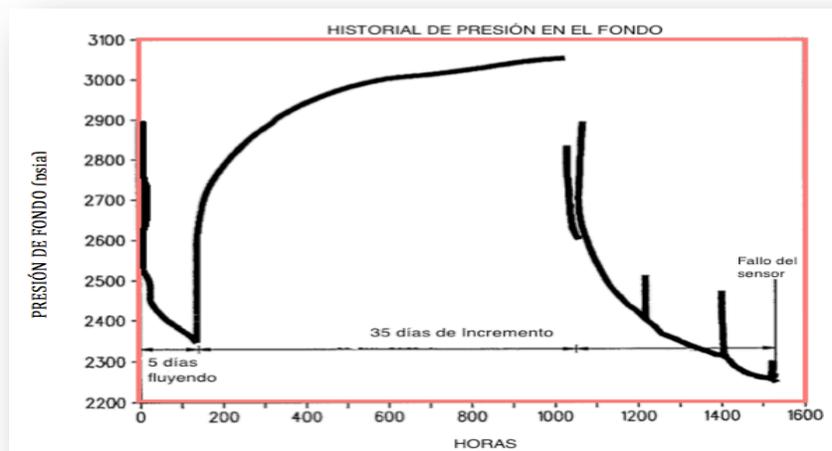


Fig. 4.5 Datos de Presión de Fondo del Pozo 16/21a-13

El pozo fue puesto a funcionar otra vez el 12 de julio de 1989. En septiembre de 1989 un consentimiento adicional de 250,000 BPD fue obtenido tomando el volumen total de 500,000 BPD. El objetivo de esta sección de la prueba fue para establecer el nivel de apoyo del acuífero y observar el desarrollo del corte del acuífero.

Desafortunadamente el PDG falló el 5 de agosto de 1989, haciendo estimaciones del volumen de poros conectados por una análisis difícil de declinación. El sensor sin embargo pudo funcionar durante un período lo suficientemente largo como para satisfacer la mayoría de los objetivos la prueba extendida. Los resultados proporcionan la suficiente confianza como para permitir que Sun Oil Ltd de Reino Unido hagan una presentación ante el Gobierno para desarrollar el campo.

IV.1.4 Confiabilidad de los Sistemas de los Sensores

Como se discutió anteriormente, dos diferentes sistemas de sensores diferentes han sido utilizados en los campos satélites y en Balmoral. La fiabilidad de estos dos sistemas han sido examinados y se realizó un análisis de las diferentes formas de fallas que tuvieron.

La **Fig. 4.6** muestra una imagen total de tiempo de funcionamiento de ambos sistemas. Cuando no se muestra la barra, se indica que el sensor fallo en la instalación o antes de que el pozo comenzará a funcionar.

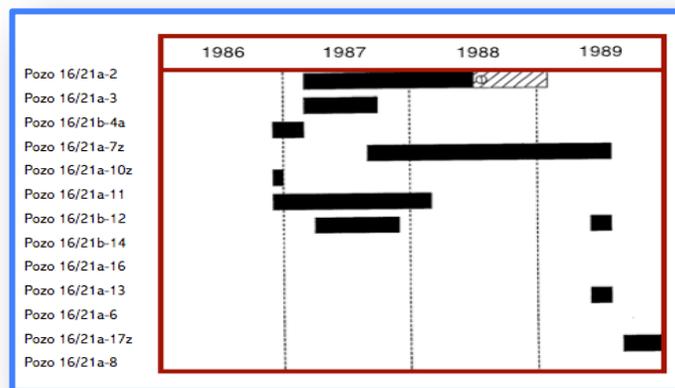


Fig. 4.6 Tiempo de Funcionamiento del Monitoreo de los PDG bloque 16/21

La **Tabla 4.1** resume los resultados para el sistema1 de sensores. Un tiempo de falla se calculó, así como el número de días operacionales desde que el pozo fue puesto en producción y se encontró que fue de 230 días. El sistema1 de sensores no se encuentra actualmente trabajando.

POZO	DÍAS OPERACIONALES	DÍAS TOTALES	TIEMPO OPERACIONAL %
16/21b-4a	45	1157	3.9
16/21a-7Z	690	1157	59.6
16/21a-10Z	34	1157	2.9
16/21a-11	427	1157	36.9
16/21a-14	0	1157	0.0
16/21a-16	0	1157	0.0
16/21a-2 (Stirling)	419	419	100.0
16/21a-2 (Balmoral)	251	598	42.0
16/21a-3	153	1055	14.5
16/21b-12	285	1047	27.2
Tiempo promedio de fallo = 230.4 días Actualmente el Sistema1 no se encuentra trabajando			

Tabla 4.1 Análisis del Tiempo Operacional del Sistema1

La **Fig. 4.7** categoriza las fallas del sistema1 en cuatro áreas principales. Una de las principales causas de fallo que representan 3 de los 9 fallas del sistema1 es una conexión buzo acoplable en cualquiera de los extremos del cordón umbilical. La mayoría de estas conexiones han fallado debido a la corrosión de los pines que indican la presencia de agua en el interior del tapón. En dos casos, el

anillo “0” diseñado para prevenir la entrada de agua se encontró intacto, lo que implica que no hubo exclusión de agua durante la composición del conector.

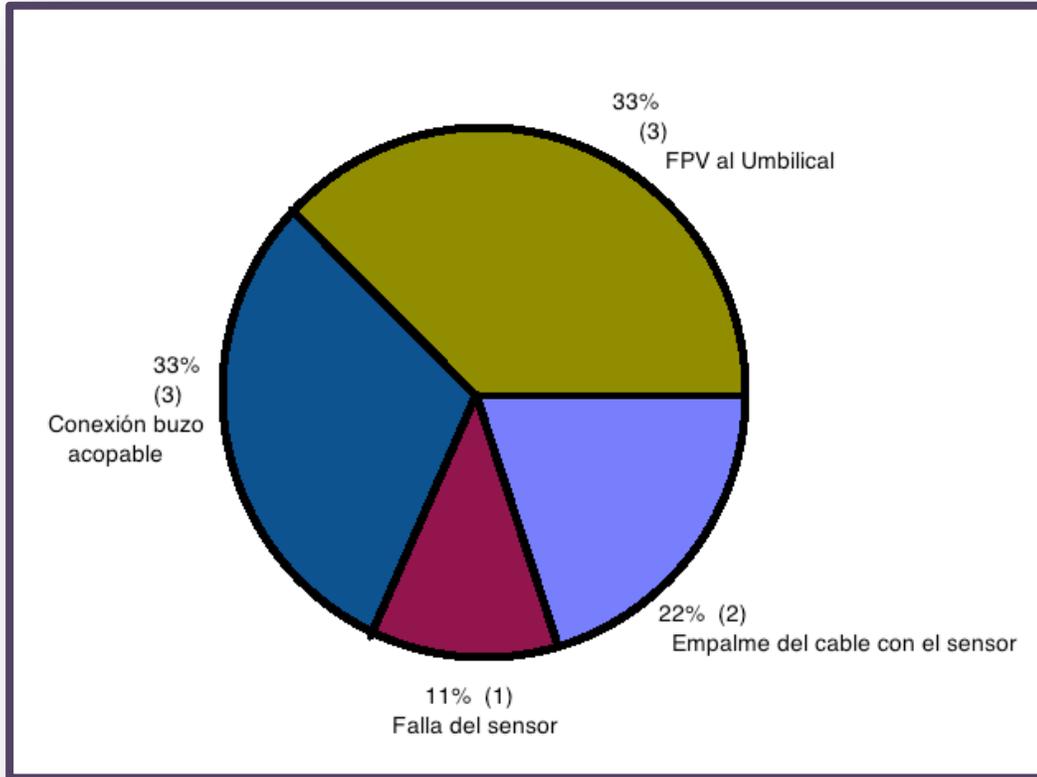


Fig. 4.7 Fallas Principales del Sistema 1

Otros 3 fallos son atribuibles a la zona comprendida entre la conexión umbilical en la plantilla y el FPV. Sólo un fallo en el sensor ha sido identificado en el Sistema1 los dos fallos restantes se encuentran en la conexión entre el cable de fondo de pozo y el propio sensor.

Cuatro sensores fueron instalados en el sistema 2. Estos fueron en los pozos 16/21a-6, 8, 13 y 17Z. Los sistemas en los pozos 6 y 8 fallaron antes de la instalación. La falla del pozo 6 fue identificado como un fracaso del conector wet en el hanger, la falla del pozo 8 fue una falla de cable a una profundidad aproximadamente de 300 m. Esto es más probable debido al daño del cable durante la

terminación. La falla en el pozo 13, se desarrollo después, fue identificado como una falla del sensor. El sistema en el pozo 17Z es actualmente el único de los 13 sensores que se encuentra en funcionamiento. La **Tabla 4.2** muestra el porcentaje de tiempo de funcionamiento desde la fecha en que los pozos fueron puestos a producción.

POZO	DÍAS OPERACIONALES	DÍAS TOTALES	TIEMPO OPERACIONAL %
16/21a-6	0	217	0
16/21a-8	0	193	0
16/21a-17Z	167	167	100
16/21b-13	65	244	27.2
Tiempo promedio de fallo = 58 días			
Un sensor del Sistema2 todavía sigue trabajando			

Tabla 4.2 Análisis del Tiempo Operacional del Sistema 2

IV.1.5 Instalaciones Futuras

El análisis de las fallas presentadas anteriormente indica que la causa principal de falla en el sistema radica en la sección entre la cabeza del pozo y el FPV de Balmoral que es usualmente en el conector buzo acoplable en el intracampo umbilical. El mejoramiento en el diseño de tales conectores o preferentemente su eliminación en el sistema podrían conducir a un sistema más confiable.

Una alternativa para el intracampo umbilical es el uso de una telemetría acústica marina. En este sistema el sensor es alimentado por un empaque de batería montada en un árbol a lo largo de un paquete de telemetría acústico y una unidad de adquisición de datos (DAU). Los datos de los Sensores son almacenados en el DAU y periódicamente recuperados para revisar el paquete de telemetría acústica con un transductor acústico sumergible desplegado de un buque. Este tipo de sistema en el

pasado ha sido usado en un número de ocasiones y por lo tanto no puede considerarse como una nueva tecnología.

Otras áreas potenciales de mejoramiento de posición con la minimización de conectores eléctricos de fondo de pozo y el mejoramiento del diseño de equipo para reconocer las condiciones para las cuales el equipo es expuesto en la instalación.

V.1.6 Conclusiones

- 💧 Si el monitoreo en tiempo real de la presión de fondo es necesaria, entonces los PDG son la única opción para satisfacer esta demanda. La aplicación de tal instalación puede ser extendida para pruebas de pozo donde el resultado es incierto, tal como las pruebas extendidas de pozos en los cambios Stirling o Blair, o para el monitoreo de la presión durante períodos críticos de la vida del campo tal como el inicio de su vida productiva. Para el monitoreo de rutina de la presión de fondo de pozo a lo largo de la vida del campo, los datos de tiempo real no son esenciales. Por lo tanto se podría argumentar que algunos pozos tienen instalados sensores de memoria a largo plazo, los cuales pueden ser sacados periódicamente para recoger los datos.
- 💧 La instalación de los PDG descritos en este documento y la instalación de sensores de memoria a largo plazo puede ser usado en un sistema de telemetría acústico. Ya que algunos de estos sistemas son capaces de transmitir a más de 12 km. Con este rango, las unidades de adquisición de datos montados en pozos satelitales pueden ser monitoreados cuando se requiera desde la FPV de Balmoral a un mínimo costo. Este sistema es demasiado bueno en cuanto a costo-beneficio cuando se comparó con el uso de señal por cable ya sea como línea independiente o incluida en un intracampo umbilical y puede ser más confiable,

IV.2 Campos del Mar del Norte

Se presenta la experiencia y aplicación de sensores permanentes de fondo de presión y temperatura, en la administración de yacimientos de dos complejos de petróleo en el mar del norte, Gullfaks y Veslefrikk². En total 40 sensores de cuarzo y de capacitancia de cuarzo de tres diferentes proveedores, fueron instalados en pozos costa fuera por más de 6 años. Los sensores han entregado invaluable datos en tiempo real para la administración de yacimientos de estos dos campos y así contribuir directamente para incrementar la producción de aceite diaria. Las instalaciones han probado ser confiables y seguras, así como una buena inversión.

IV.2.1 Campos Gullfaks y Veslefrikk

El campo Gullfaks se encuentra en la parte central de la cuenca del este de Shetland, en el Mar del Norte, 175 km al noroeste de Bergen, Noruega. El campo se desarrollo con tres plataformas con estructuras de concreto— Gullfakks A, B y C — y un inicio de producción en Diciembre de 1986. El aceite se encuentra en 3 grandes unidades de areniscas: la formación Brent, Cook y Statfjord. Estas areniscas someras con alta porosidad son generalmente poco consolidadas, y el control de arena es necesario en pozos productores de alta permeabilidad. Estos yacimiento están sobre presionados y la inyección de agua es el principal mecanismo impulsor. En Junio de 1993, 80 de 107 pozos planificados habían sido perforados. De estos pozos, 29 tenían un sensor permanente de fondo instalado. La producción diaria era de 530 000 std B/D.

El campo Veslefrikk consiste en un bloque tectónico levantado en el costado del noroeste de la plataforma Horda, aproximadamente 145 km al noroeste de Bergen. El campo ha sido desarrollado con una perforación ligera, una plataforma a boca de pozo y una plataforma flotante de producción. La producción comenzó en 1989 en seis pozos pre perforados.

El aceite es producido de dos yacimientos de areniscas separados: el grupo deltaico Brent y el más profundo, arena intra dunlin de aguas someras. En la **Fig. 4.8** se observa la ubicación de los campos y el sistema de monitoreo permanente que fue introducido en los dos campos.

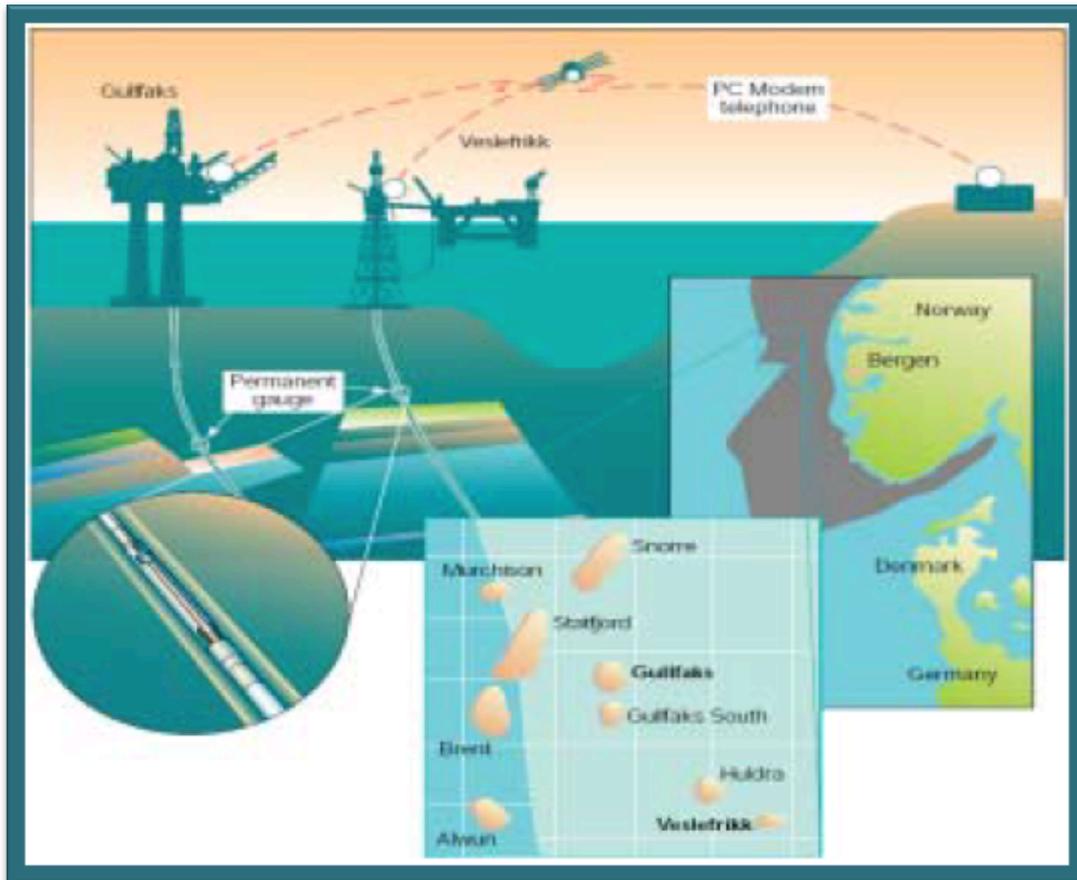


Fig. 4.8 Ubicación de los Campos Gullfaks y Veslefrikk

Los yacimientos están ligeramente sobre presionados. La estrategia de producción es mezclar la producción e inyección con una inyección de agua periférica para mantener la presión promedio del yacimiento sobre la presión de saturación. En Junio de 1993, 17 de 20 pozos planeados habían sido perforados. Los PDG donde los fueron instalados en 8 pozos. La producción diaria de aceite era de 75000 std B/D. En la **Tabla 4.3** se muestra la lista general de los datos del yacimiento de los dos campos.

	Gullfaks	Veslefrikk
Inicio de Producción	1986	1989
Número de Plataformas	3	1
Pozos Planeados	107	20
Tiempo de Vida Estimado (años)	20	20
Predicción de la Producción de Aceite (10⁶ std m³)	230	44
Principal Mecanismo Impulsor	Inyección de Agua	Inyección de Agua
Presión del Yacimiento (kPa)	31000	32200 y 34700
Temperatura del Yacimiento (°C)	70	130
Profundidad de Referencia (m), Nivel Promedio del Mar	1850	2800 y 3000
Profundidad del Agua (m)	135 a 217	175
Presión de Saturación (kPa)	21000 a 27000	20000
Permeabilidad de la Formación (md)	100 a 10000	50 a 800

Tabla 4.3 Datos Generales del Campo y del Yacimiento.

Las diferencias entre los dos campos nos conducen a varias aplicaciones para sensores permanentes. El primer PDG que mide presión fue instalado en Junio de 1987 en un pozo de Gullfaks. En Junio de 1993 se habían instalado 40 sensores en pozos de Gullfaks y Veslefrikk, en 35 pozos productores y 5 inyectores. Los lugares de los pozos con PDG para Gullfaks y para Veslefrikk se observan en la

Fig. 4.9.

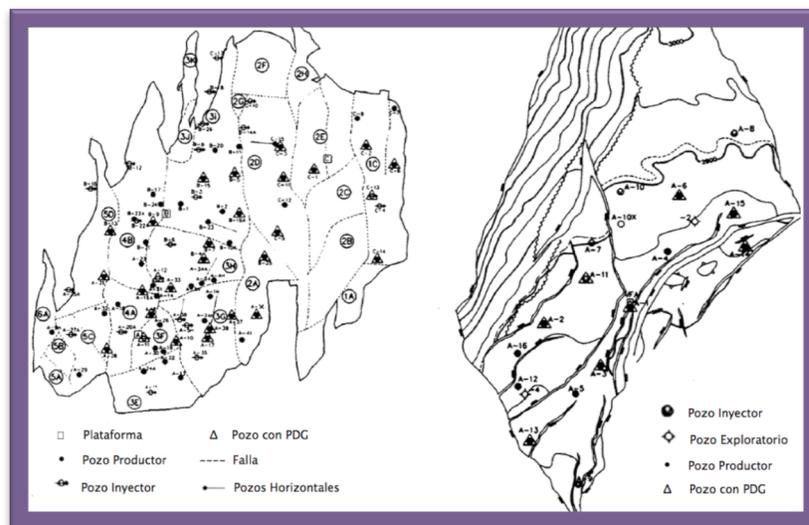


Fig. 4.9 Ubicación de los Pozos con PDG para los Campos Gullfaks y Veslefrikk.

IV.2.2 Análisis del Problema

La decisión de instalar PDG está basada en tres factores primarios.

1. La necesidad de mejorar la descripción del yacimiento, especialmente durante la fase de producción inicial.
2. Incrementar la producción, resultado de la combinación de menos tiempo de inactividad para la adquisición, la optimización del yacimiento y la administración del pozo.
3. La seguridad y las consideraciones operacionales.

Las grandes inversiones antes del inicio de la producción son típicas para la mayoría de desarrollos del Mar del Norte, requiriendo una producción temprana alta para garantizar la rentabilidad del proyecto. Al mismo tiempo para la complejidad del yacimiento y el tiempo de vida relativamente corto del campo, se necesita la adquisición extensa de datos durante la fase de producción inicial. Los PDG respaldan ambos de estos requerimientos al suministrar los datos de fondo de pozo continuos con un mínimo tiempo de inactividad del pozo.

La producción del campo Gullfaks principalmente ha sido limitada por la capacidad del pozo, mientras la producción de Veslefrikk ha sido parcialmente limitada por la capacidad y disponibilidad del sistema de inyección. Consecuentemente el tiempo de inactividad del pozo, debido a la adquisición de datos, resulta en la producción diferida. Bajando un sensor con línea de acero típicamente requiere 28 horas de cierre de pozo, incluyendo el cierre de pozos vecinos por razones de seguridad.

El análisis costo/beneficio en una comparación de los PDG y el sensor bajado con línea de acero. Sin embargo un número de pozos en Gullfaks son altamente desviados y requiere tubería especial para la adquisición de datos en el fondo del pozo. Esto incrementa el costo drásticamente. En estos pozos el costo de instalación de un PDG es menor que el costo de una sola operación de adquisición de datos. Además el potencial considerable para incrementar la producción a través de la optimización del yacimiento y la existente administración del yacimiento. La posibilidad de usar los datos de presión de

pruebas de incremento y cierres de pozo derivados operacionalmente también da como resultado un incremento de la producción al evitar cierres extras para la adquisición de datos.

El uso de sensores bajados con línea de acero para la adquisición de datos en un pozo del Mar del Norte es una operación compleja que puede envolver 10 personas o más gente, incluyendo el servicio de personal de la compañía y los representantes de la misma. Utilizando PDG un ingeniero de yacimiento en tierra puede iniciar y supervisar una prueba de pozo gracias a un modem o teléfono en cooperación con el personal de proceso en el mar. Al reducir la frecuencia de intervenciones en el pozo, los PDG contribuyen a la seguridad total y a reducir el tiempo de inactividad causado por las fallas potenciales.

IV.2.3 Requerimiento de los PDG

Los PDG en los campos Gullfaks y Veslefrikk fueron seleccionados sobre la base de un número de requerimientos. Los sensores debían de tener alta resolución y alta precisión. Era particularmente importante que los sensores no se desviaran sobre un periodo extenso de tiempo. Esto era esencial para la aplicación en la evaluación y administración de yacimientos y la administración del pozo. Además, los sensores debían de ser resistentes para soportar el choque impuesto por la tubería que transmiten las herramientas de perforación. Debido a que los campos tienen yacimientos con alta permeabilidad, con una respuesta de presión de transición corta, un sensor de escaneo de tiempo de 1 segundo fue requerido. Para poder usar todos los cierres para la adquisición de datos, un cambio en modo opción de presión y temperatura ($\Delta p/\Delta t$) era requerido. Los sistemas instalados habían satisfecho todos estos requerimientos.

En la **Tabla 4.4** se da una visión general de los datos clave de sistemas de PDG.

	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Tipo de Sensor	Capacitancia de Cuarzo	Cuarzo	Cuarzo
Rango de Presión (K)	10	11.5	11
Precisión de la Presión (% FS)	-0.025	-0.025	-0.025
Resolución de la Presión (kPa)	0.069	0.069	0.055
Intervalo de Temperatura (°C)	0 a 150	0 a 150	0 a 150
Precisión de la Temperatura (°C)	0.5	0.3	0.15
Resolución de la Temperatura (°C)	0.01	0.03	0.001
Diámetro (mm)	31.8	44	40
Longitud (cm)	115	126	87
Modo $\Delta p/\Delta t$	Si	Si	Si
Control Remoto en Tierra	Si	Si	Si
Tipo de Mandril	Montaje Lateral	Montaje Lateral	Montaje Lateral
Tamaño de Mandril (pg)	5.5 y 7	5.5 y 7	4.5 y 5.5
Tipo de Cable (pg)	0.25 y 0.125	0.25	0.25
Encapsulación (mm)	11 x 11	12 x 18	12 x 17 y 11 x 11

Tabla 4.4 Datos Clave de los PDG

IV.2.4 Instalación y Configuración del Sistema

Los PDG son instalados en la tubería montados en los mandriles en el espacio anular entre la tr y la tubería de producción. Una presión en el orificio a través de los mandriles de retención permite la comunicación al pozo. Los sensores son instalados entre 1500 y 3750 m. Los sensores de fondo fueron instalados en pozos con inclinaciones que van de 0 a 80°. La distancia promedio entre los PDG y la parte superior de las perforaciones para todas las instalaciones es de 360 m (el rango es de 200 a 630 m). Las señales del sensor son transferidas a través de un cable monoconductor a la superficie. El cable de fondo tiene un conductor de centro de cobre rodeado por una capa de aislamiento de teflón, un material antideslizante, un tubo de acero inoxidable y un polímero de encapsulación para

incrementar la producción. El cable está protegido por protectores de cable de acero (clamps) en cada unión de la tubería. El cable termina en una barrera de presión de cabeza de pozo, y un cable de superficie transfiere la señal a un convertidor. Las señales son finalmente transferidas a una computadora especial. La computadora es conectada a un modem para transferir los datos a tierra. Después de varios años hubo mejoras del software, todos los sensores ahora pueden ser operados desde tierra por un modem y una conexión de telefonía satelital. Esto incluye la transferencia de datos de presión y temperatura y el uso de la opción $\Delta p/\Delta t$. En la **Fig. 4.10** se ilustra la configuración del sistema del PDG.

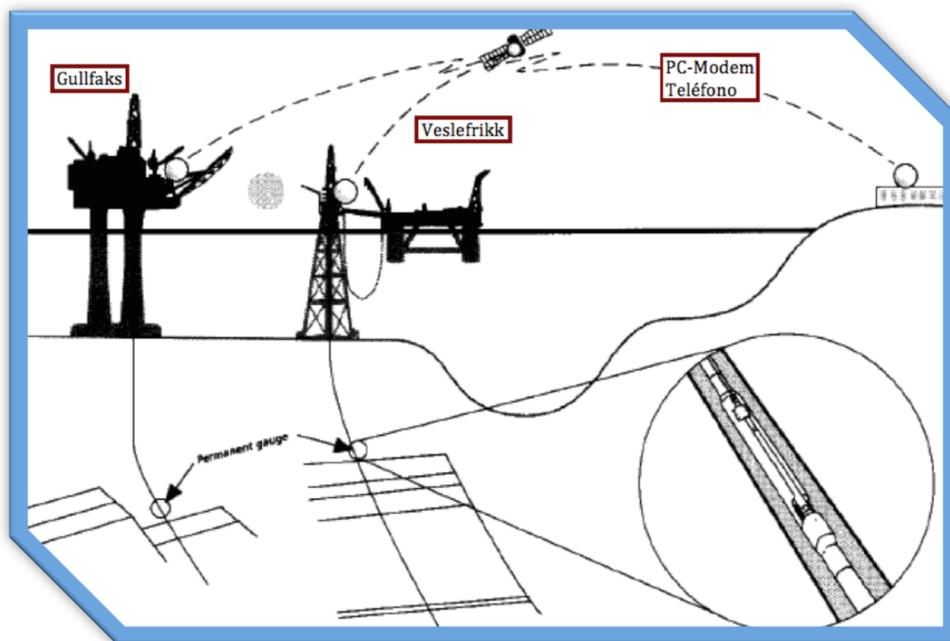


Fig. 4.10 Configuración del Sistema PDG.

IV.2.5 Aplicaciones de la Administración del Yacimiento

Para los dos campos los datos provenientes de los PDG han mejorado el desarrollo del campo y reducido los costos de adquisición de datos. Los sensores han proporcionado información continua y de confianza usada para numerosas aplicaciones en la administración del yacimiento.

Campo Gullfaks: El plan de desarrollo del campo Gullfaks está basado en el flujo de aceite de una sola fase sin gas libre en el yacimiento. Para mantener este requerimiento, un margen entre la presión de saturación y la presión de fondo fluente en las perforaciones está definido. En pozos con PDG la presión de fondo fluente es monitoreada y ajustada para estar ligeramente arriba de la presión de saturación. Esto resulta en un incremento del potencial en el gasto de un pozo individual de 630 a 3145 BPD. La **Fig. 4.11** muestra el monitoreo sobre un periodo mayor a 6 meses en el pozo C-3.

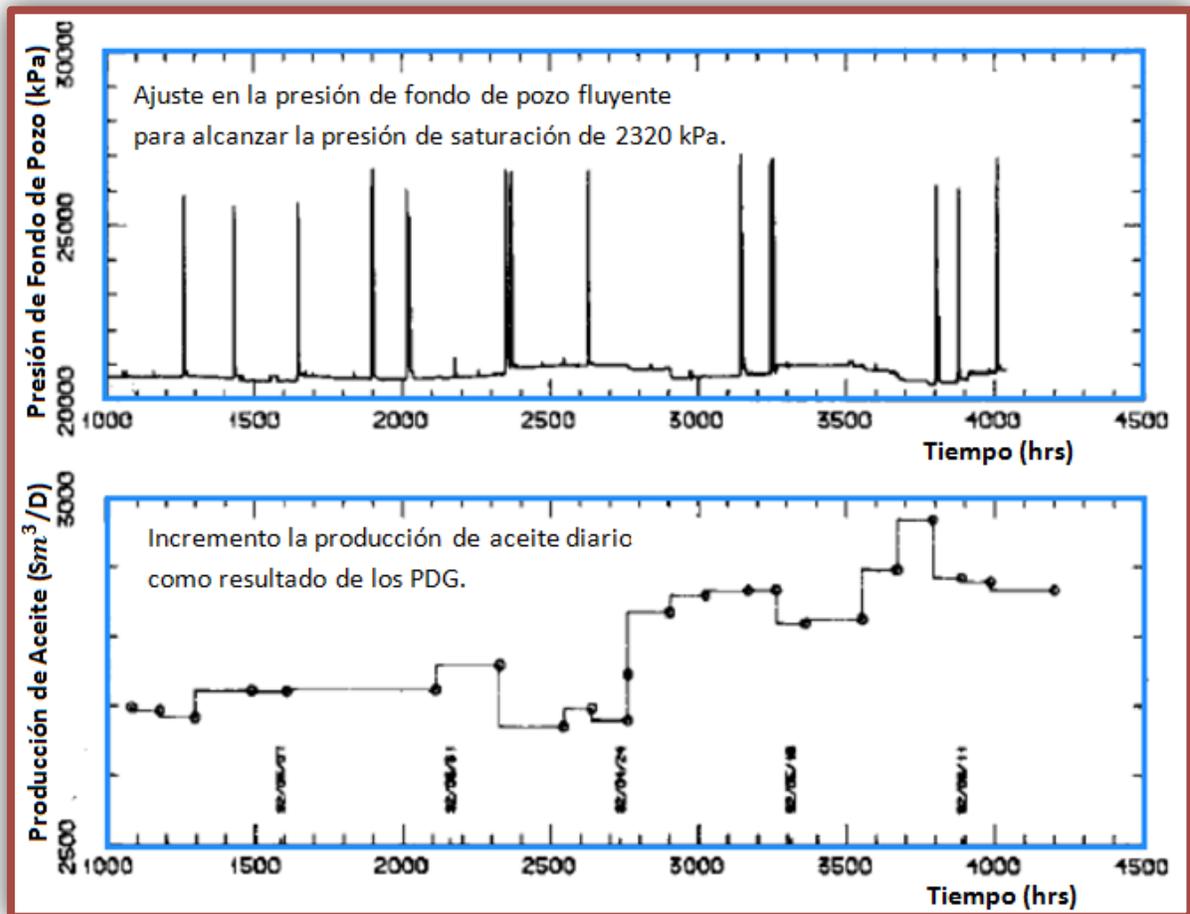


Fig. 4.11 Monitoreo del Incremento de la Presión de Fondo Fluendo

El gasto de aceite fue ajustado frecuentemente para mantener la presión de flujo de fondo de pozo ligeramente arriba de la presión de saturación, resultando en un incremento en el gasto de aceite de

1260 a 1890 B/D. En los pozos sin sensores, curvas calibradas basadas en ecuaciones multifase empíricas y en los datos provenientes de PDG fueron usadas.

El campo Gullfaks es altamente fallado con una cantidad de sellos o fallas selladas parcialmente. Los datos provenientes de los PDG son usados para ajustar la historia con modelos numéricos de cada área de producción, para identificar el grado de comunicación entre los pozos, y para controlar el flujo de salida de cada aparejo para mantener el balance de materia. En la **Fig. 4.12** se observan los datos de Sensores Permanentes provenientes de los pozos A-10 y A-11.

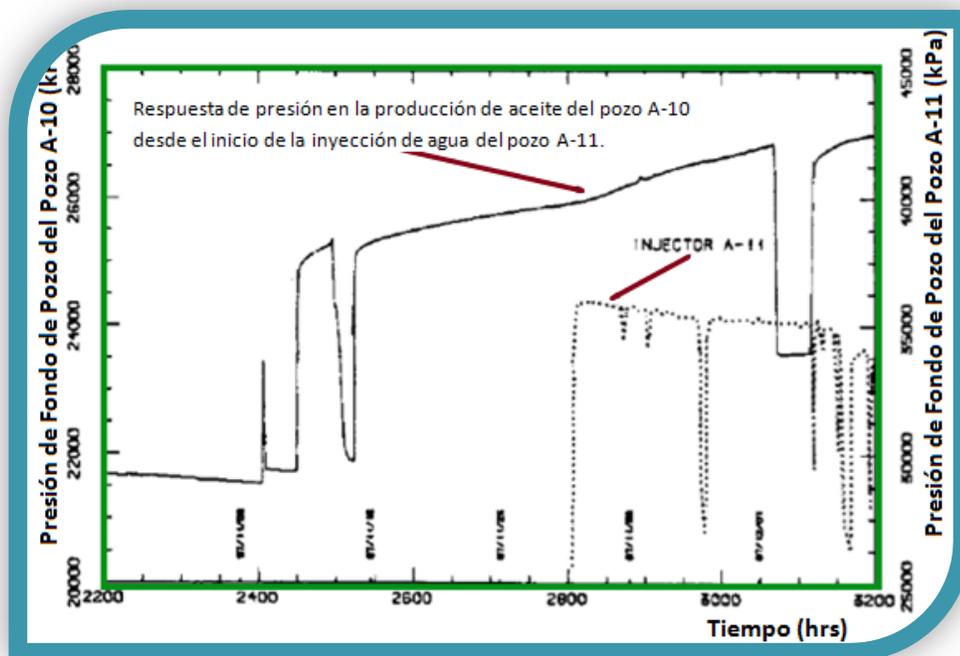


Fig. 4.12 Datos de los PDG Provenientes de los Pozos A-10 y A-11

La producción de aceite del pozo A-10 fue cerrada cuando la inyección de agua del pozo A-11 empezó. En base a la interpretación geológica del momento, una falla fue localizada entre los dos pozos. Una excelente comunicación a través de la falla fue probada de datos provenientes de los PDG. Cuando los datos de los PDG se combinan con mediciones de presión de formación de agujero descubierto, tal comunicación entre pozos es revelada en un número de casos.

Los datos de los PDG son usados para identificar los parámetros de terminación de pozo que afectan la productividad del pozo. Aproximadamente 40 % de todos los pozos productores de Gulffaks son pozos entubados. Estos pozos contribuyen al más del 50 % de la producción diaria de aceite. Los sensores son frecuentemente usados para el monitoreo continuo de rendimiento de empaque de grava. Los posibles efectos causados por migración de finos, incrustaciones, u otros fenómenos pueden ser identificados y monitoreados.

Los PDG son usados frecuentemente para el análisis de prueba de pozos transitorios. Aunque estos sensores son localizados de 200 a 630 m sobre las perforaciones, los efectos del almacenamiento del pozo no han sido encontrados para dominar los datos transitorios. En la **Fig. 4.13** se muestran los datos de incremento de presión provenientes del pozo A-10 tanto de los PDG como de los sensores bajados con línea de acero cerca de las perforaciones.

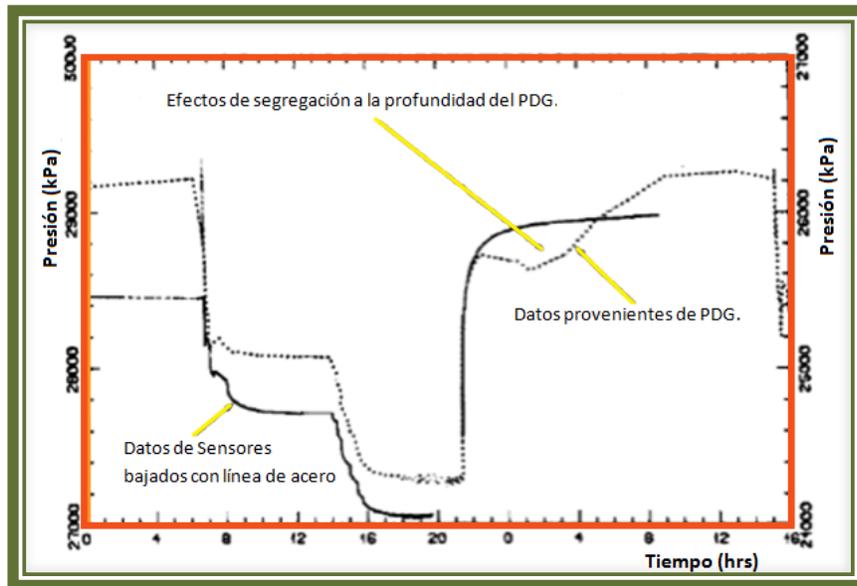


Fig. 4.13 Incremento de Presión del Pozo A-10, de los PDG y de los Sensores Bajados con Línea de Acero

El pozo tenía un corte de agua de 47 %. La figura anterior ilustra los efectos de segregación de fase a la profundidad del PDG. A pesar del efecto de segregación ambos conjuntos de datos pueden ser usados para el análisis como se muestra en la **Fig. 4.14**.

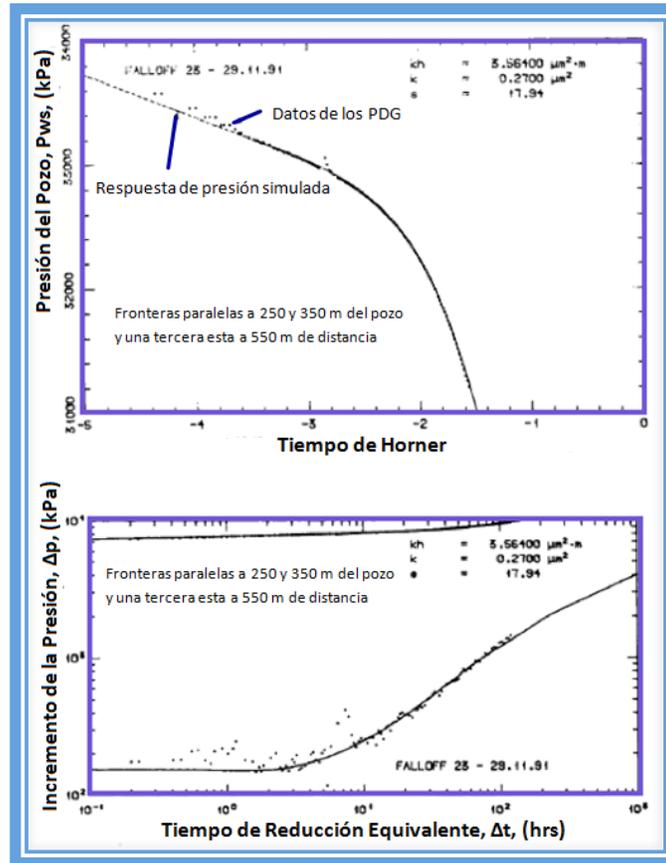


Fig. 4.14 Comparación entre los Datos de Caída de Presión Simulados y Medidos del Pozo A-11 en el Campo Veslefrikk.

Como resultado de formaciones débiles y grandes variaciones en el agotamiento de presión en los diferentes bloques de fallas y zonas del yacimiento, ha sido un desafío continuo perforar los pozos Gullfaks. En muchos casos, solo existe un pequeño margen entre la presión de fractura de la formación y la presión de poro. Por lo tanto la perforación segura depende de una estimación precisa de cada zona antes que el yacimiento sea penetrado. Debido a la alta cobertura de los PDG, los datos de estos

sensores pueden ser usados para calcular la presión de poro y el peso del lodo necesario para un adecuado control del pozo.

Campo Veslefrikk: La estrategia para el desarrollo del campo Veslefrikk estaba basada en información de solo dos pozos exploratorios en el campo. El campo fue considerado marginal en ese tiempo, así que se hicieron esfuerzos para reducir la inversión total en el desarrollo de campos al terminar varios de los campos tanto en yacimientos de Brent como de IDS. La producción mezclada y la inyección en estos pozos se controlan por una perforación selectiva en pozos productores y por estrangulamiento de fondo en pozos inyectores. Esta solución requiere un exhaustivo y bien planeado programa de adquisición de datos, donde el uso de PDG en pozos específicos juega un papel importante.

De los 6 pozos productores pre-perforados antes de la producción, 4 fueron terminados inicialmente en un solo yacimiento y equipados con PDG. La continuación del inicio de la producción, perforaciones adicionales, y las mediciones de la presión de formación en agujero revestido fueron planeadas cuidadosamente para optimizar la información de la fase de producción inicial. Como resultado la información acerca de las propiedades del yacimiento, potencial de producción y comportamiento del pozo fueron obtenidas. Además la información importante fue obtenida de las dos más grandes incertidumbres identificadas antes de la producción: los grados de comunicación a través de la falla principal del campo y la transmisibilidad vertical del Brent inferior e intermedio a través de la arena del Rannoch de baja calidad. Esta información llevó a la mejora de la descripción del yacimiento y permitió ajustes al plan de desarrollo del yacimiento antes que el primer pozo de inyección fuera perforado. La complejidad de las presiones en dos yacimientos independientes para la producción mezclada demanda una planeación cuidadosa y efectiva en la administración del yacimiento. Por lo tanto un modelo numérico del total del campo había sido construido y mantenido. La información proveniente de los PDG era usada continuamente para el ajuste de la historia de producción y el modelo de refinación.

Una de las incertidumbres principales del campo Veslefrikk había sido los grados de comunicación lateral dentro del yacimiento IDS. Un objetivo primario es acelerar la producción proveniente de IDS para incrementar la recuperación, simplificando la reconstrucción de pozos y evitar reparaciones mayores. La historia de producción ha mostrado que los senderos de comunicación del IDS son considerablemente más complejos que lo descrito por el modelo geológico. Esto se atribuye a los cambios laterales en la litología. Los datos de los PDG han proporcionado información vital del conjunto geofísico, geológico y de los esfuerzos técnicos del yacimiento hacia la mejor descripción del yacimiento.

Los PDG fueron instalados en el pozo inyector A-11 del yacimiento IDS, dos pozos productores: el A-1 y el A-13 y un pozo inicialmente productor A-3 en el yacimiento IDS. El monitoreo de la respuesta de presión para estos cuatro pozos ha mostrado una restricción de flujo severa entre el pozo A-1 y los pozos más al sur pero con buena comunicación al pozo A-11 opuesto a la falla arqueada. Esta falla tiene un tiro más grande que el espesor de la arena principal del IDS; por lo tanto era esperado tener restricciones de flujo graves.

Esto también fue indicado por datos sísmicos de alta resolución 3D usados para relacionar cambios laterales en amplitud a la calidad del yacimiento. Un análisis de caída del pozo A-11 confirma que el pozo está rodeado por restricciones de flujo en tres lados y que el área con buena calidad proveniente del mapa de amplitud es de un tamaño razonable.

En la siguiente **Fig. 4.15** se muestra un incremento de presión en el fondo del pozo y un decremento en la tasa de inyección ocurrido en el pozo A-11.

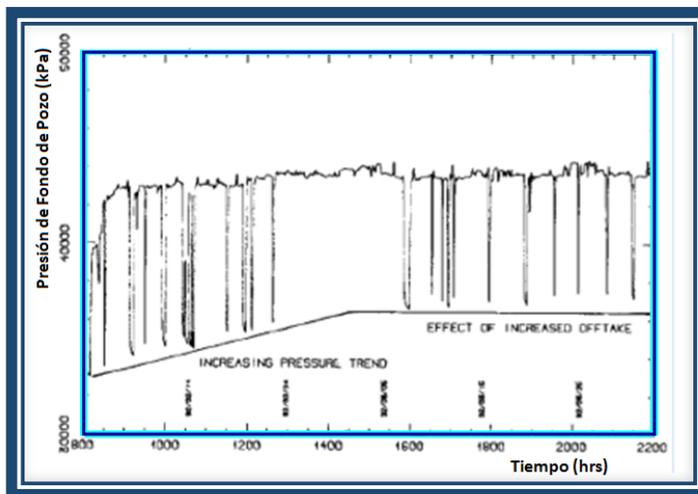


Fig. 4.15 Presión Lineal vs Tiempo del Pozo A-11,
Inyección de Agua en el Campo Velefrikk

El análisis de la caída de presión de periodos de cierre selectos muestra ningún incremento en el daño. Al monitorear la presión de los PDG, la extracción en el pozo A-1 fue incrementada hasta que la presión fue balanceada. Consecuentemente el decremento en la tasa de inyección cesada y la producción procedente del IDS fue acelerada por 1260 bpd sin poner en serio peligro la producción de los otros pozos productores del IDS.

IV.2.6 Desempeño sobre el Tiempo

De los 40 PDG instalados en los pozos de los campos Gullfaks y Veslefrikk desde Julio de 1987, 23 Sensores, el 58 %, siguieron en operación en el año de 1993. Los sensores que fueron instalados tempranamente habían adquirido datos continuos de presión y temperatura de más de 4 años. La siguiente **Tabla 4.5** entrega el estado de cada Sensor.

POZO	TIPO DE SENSOR	FECHA DE INSTALACION	FECHA DE FALLO	TIEMPO OPERACIONAL (Días)	% OPERACIONAL
34/10-A-10	1	30 de Junio de 1987	15de Septiembre de 1991	1508	70.7
34/10-A-11	1	17 de Octubre de 1988	Continua Bien	1847	100
34/10-A-12	1	20 de Diciembre de 1987	Continua Bien	979	100
34/10-A-17	1	24 de Septiembre de 1988	Continua Bien	1711	100
34/10-A-21	1	28 de Febrero de 1989	30 de Marzo de 1989	30	1.9
34/10-A-16A	1	9 de Noviembre de 1989	16 de Diciembre de 1989	37	2.8
34/10-A-28	1	4 de Abril de 1990	Continua Bien	1154	100
34/10-A-8R	1	17 de Agosto de 1990	Continua Bien	1019	100
34/10-A-12	1	1 de Octubre de 1990	2 de Febrero de 1992	489	50.2
34/10-A-33	1	14 de Septiembre de 1991	Continua Bien	626	100
34/10-A-36	1	24 de Junio de 1992	Continua Bien	342	100
34/10-A-37	1	24 de Septiembre de 1992	Continua Bien	250	100
34/10-A-39A	1	8 de Febrero de 1993	Continua Bien	113	100
34/10-B-4	2	6 de Septiembre de 1988	6 de Septiembre de 1988	0	0
34/10-B-4	2	10 de Septiembre de 1988	21 de Septiembre de 1988	11	0.6
34/10-B-5	1	3 de Febrero de 1989	3 de Febrero de 1989	0	0
34/10-B-7	2	15 de Abril de 1989	20 de Febrero de 1992	1041	69
34/10-B-9	2	26 de Junio de 1989	Continua Bien	1436	100
34/10-B-10A	2	17 de Septiembre de 1989	Continua Bien	1353	100
34/10-B-13	2	4 de Junio de 1990	Continua Bien	1093	100
34/10-B-15	2	15 de Septiembre de 1990	17 de Mayo de 1992	990	80.2
34/10-B-5	2	19 de Diciembre de 1990	Continua Bien	895	100
34/10-B-19A	2	4 de Abril de 1992	Continua Bien	383	100
34/10-B-25	2	20 de mayo de 1992	Continua Bien	11	100
34/10-C-1	1	28 de Diciembre de 1989	Continua Bien	1251	100
34/10-C-2	1	11 de Abril de 1990	12 de Abril de 1990	1	0
34/10-C-3	1	23 de Junio de 1990	Continua Bien	1074	100
34/10-C-4	1	1 de Enero de 1991	Continua Bien	882	100
34/10-C-5	1	14 de Abril de 1991	9 de Septiembre de 1991	148	19
34/10-C-6	1	5 de Marzo de 1992	Continua Bien	453	100
34/10-C-7	1	25 de Junio de 1992	Continua Bien	341	100
34/10-C-8	1	11 de Noviembre de 1992	Continua Bien	202	100
30/3-A-1	3	13 de Febrero de 1990	23 de Agosto de 1991	556	46.1
30/3-A-6	3	22 de Febrero de 1990	7 de Marzo de 1990	13	1.1
30/3-A-2	3	6 de Marzo de 1990	9 de Abril de 1991	397	32.6
30/3-A-3	3	15 de Marzo de 1990	20 de Marzo de 1990	5	0.4
30/3-A-11	3	2 de Julio de 1992	Continua Bien	700	100
30/3-A-13	3	29 de Abril de 1992	Continua Bien	389	100
30/3-A-14	3	29 de Junio de 1992	29 de Junio de 1992	0	0
30/3-A-15	3	1 de Febrero de 1993	11 de Febrero de 1993	10	9.2

Tabla 4.5 Estado de cada PDG Instalado

Y en la siguiente **Tabla 4.6** se observa la tasa de éxito de los Sensores Permanentes de Fondo de Pozo hasta Junio de 1993.

Tipo de Sistema	Total de Sensores Instalados	Total de Sensores Trabajando	% de Sensores Trabajando	% de Sensores Trabajando en un Año o Mas
1	22	15	68	71
2	10	6	60	78
3	8	2	25	75
Total	40	23	58	72

Tabla 4.6 Tasa de Éxito de los PDG

La más baja confiabilidad puede ser atribuida a las diferencias en la temperatura del yacimiento entre los dos campos (70 y 130°C) y al efecto que los pozos de Veslefrikk son generalmente más profundos.

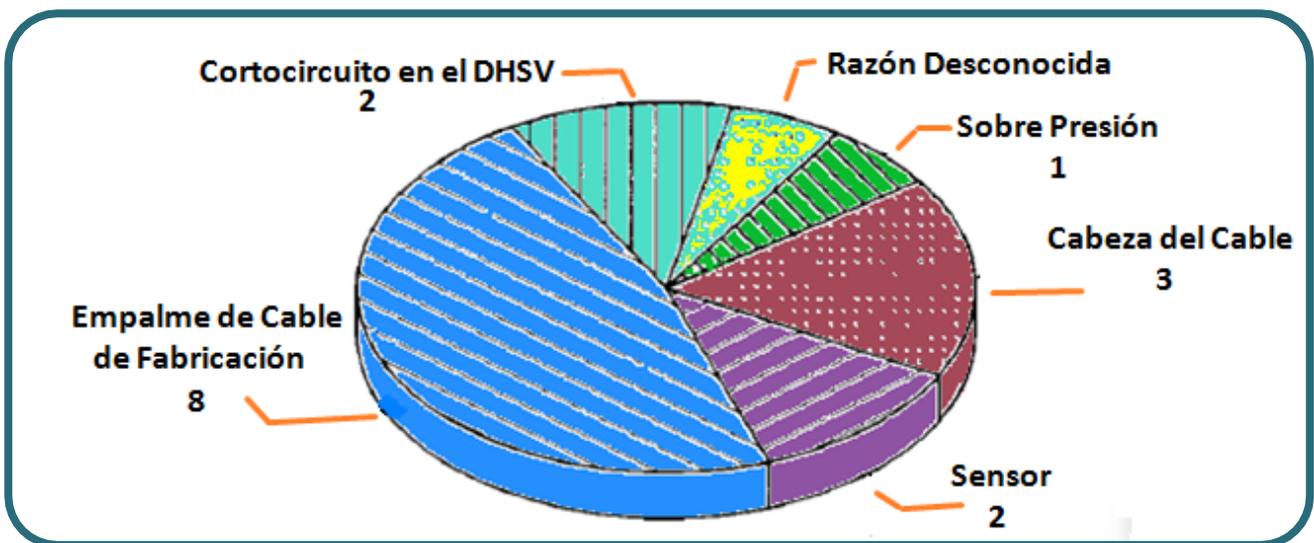


Fig. 4.16 Análisis de Fallas de los PDG en los Campos Gullfaks y Veslefrikk

Los análisis revelan que 8 de los sensores que fallaron fueron causados probablemente por un circuito corto o abierto en la fabricación de empalme de cables instalados. Un número de mediciones con un localizador de falla de cable digital y el capacitometro apoyan este diagnóstico. La falla de los empalmes fue probablemente iniciada por la tensión que resultó cuando el conductor central se deslizó dentro de la tubería de acero, debilitando el empalme. En consecuencia los dos cambios fueron hechos en la construcción del cable: el cable de libre empalme fue requerido en cada instalación de 1991 y un filtro especial previene el desplazamiento entre el conductor central y la tubería de acero. Estos cambios han incrementado la fiabilidad general del sistema. En dos campos de Veslefrikk, la señal del sensor fue temporalmente restaurado por el bombeo de N₂ y aceite de silicón en el cable. Esto confirma a los circuitos cortos como la causa de la falla.

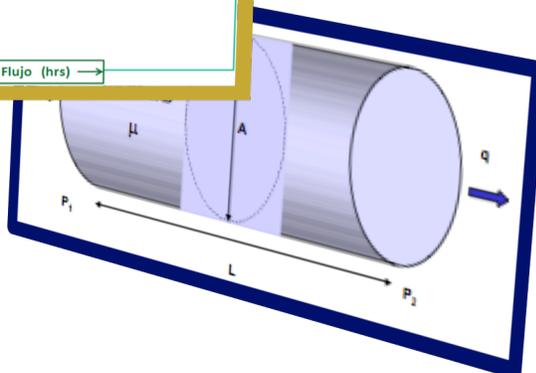
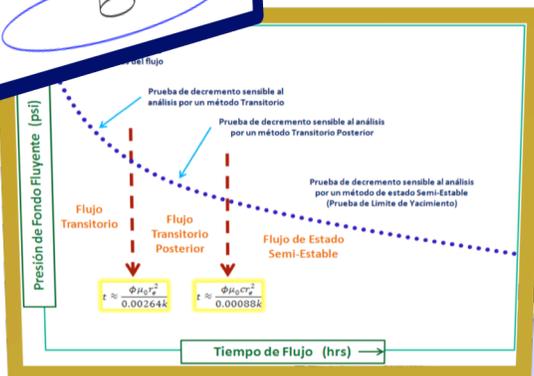
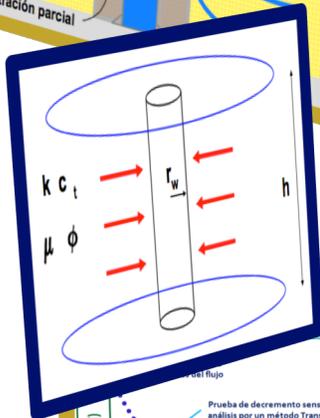
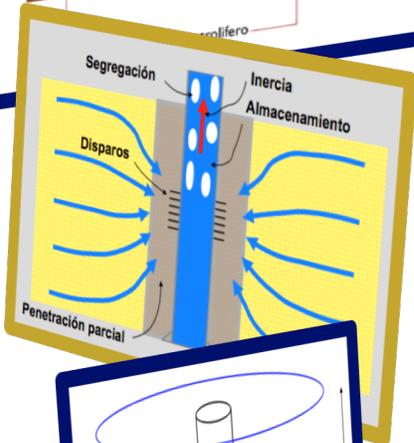
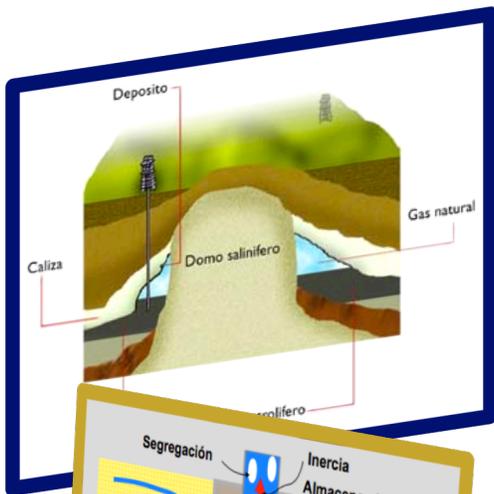
IV.2.7 Conclusiones

- 💧 A partir de los análisis costos/beneficio, los PDG de presión y temperatura pueden ser justificados en pozos clave en campos complejos en el Mar del Norte. El periodo de recuperación para las inversiones es menor a un año.
- 💧 El uso de PDG es particularmente favorable en los pozos altamente desviados donde la adquisición de datos de fondo de pozo podría requerir tubería especial o de lo contrario equipo snubbing.
- 💧 Los PDG han mejorado la administración del yacimiento y contribuido al incremento de producción diaria.
- 💧 Los PDG son la única fuente posible de datos de fondo de pozo de tiempo real durante el fracturamiento hidráulico y las operaciones de simulación.

- 💧 Los PDG pueden contribuir al incremento total de la seguridad reduciendo la frecuencia de las intervenciones del pozo y proporcionando información de la presión antes que el yacimiento haya sido perforado.
- 💧 De los 40 PDG instalados durante 1987 a 1993, 23 Sensores FUERON operacionales hasta Junio de 1993. El desempeño sobre el tiempo es generalmente alto. Para los Sensores instalados de 1987 a 1989, 61 % de ellos aun siguen trabajando después de 12 meses. De los Sensores instalados de 1990 a 1992, 79 % siguieron trabando después de 12 meses.
- 💧 La causa principal de las 17 fallas experimentadas habían sido empalmes de cable en fábricas instaladas. Usando el empalme de cable libre se había incrementado la confiabilidad total del sistema.
- 💧 De un número de comparaciones con información proveniente de registros de producción en los mismos pozos, ningún registro de variación vertical ha sido observado en los PDG.

IV.3 Referencias

1. *C.E. Shepherd, P. Neve, and D.C. Wilson, Sun Oil Britain Ltd. The Use and Application of Permanent Downhole Pressure Gauges in the Balmoral Field and Satellite Structures (1990)*
2. *Trond Unneland, SPE, and Torstein Haugland, SPE, Statoil A/S. Permanent Downhole Gauges Used in Reservoir Management of complex North Sea Oil Fields.*



FUNDAMENTO TEÓRICO PARA SU ANÁLISIS

V.1 Fundamento Teórico

Las técnicas de análisis de presión han sido originadas de las soluciones de ecuaciones en derivadas parciales, describiendo el flujo de fluidos a través de medios porosos para varias condiciones de frontera¹.

Para poder entender el análisis e interpretación de datos obtenidos de los PDG se necesita tener muy claro lo que es la ecuación de difusión y poder analizar correctamente los datos de producción.

V.1.1 Ecuación de Difusión para Yacimientos de Aceite

La ecuación de difusión representa o describe matemáticamente el flujo de un fluido en el medio poroso y se compone de la combinación de tres ecuaciones: (a) la Ecuación de Estado, que describe el tipo de fluido en movimiento, (b) la Ecuación de Continuidad, que no es más que un balance de masa o una forma diferencial de la ley de Conservación de Masa y (c) la Ley de Darcy (ecuación de movimiento)².

Esta ecuación para el caso de comportamiento infinito cuenta con las siguientes condiciones³:

- i. $p(r,0)=p_i, r \geq 0$condición inicial.
- ii. $\left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r_w} = - \frac{q\mu}{2\pi kh}, t > 0$condición de frontera interna (representa gasto constante en $r=r_w$).
- iii. $\lim_{r \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i, t \geq 0$condición de frontera externa (representa un yacimiento infinito).

Las limitaciones de la ecuación de difusión son:

- a) Medio poroso isotrópico, horizontal y homogéneo; permeabilidad y porosidad constantes
- b) Un solo fluido satura el medio poroso
- c) Viscosidad constante, fluido incompresible o ligeramente compresible
- d) El pozo penetra completamente la formación. Fuerzas gravitacionales despreciables

V.1.1.1 Ecuación de Estado

Las ecuaciones de estado expresan la variación de la densidad de un fluido como función de la presión y temperatura. La ecuación de estado que se utiliza para obtener la ecuación de difusión es la que corresponde a un fluido ligeramente compresible, que fluye a temperatura constante.

La compresibilidad se define como:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dp} \quad \dots\dots\dots (5.1)$$

donde, considerando c constante, que es una suposición razonable para fluidos ligeramente compresibles, se tiene

$$\rho = \rho_0 e^{c(p-p_0)} \quad \dots\dots\dots (5.2)$$

donde ρ_0 es la densidad del fluido a la presión de referencia p_0 .

V.1.1.2 Ecuación de Continuidad

En esta ecuación se establece que la cantidad de masa que entra menos la cantidad de masa que sale de un volumen de control es igual al cambio de masa en dicho volumen de control, en un intervalo de tiempo.

$$-\nabla(\rho V) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad \dots\dots\dots (5.3)$$

V.1.1.3 Ley de Darcy:

En 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, Henry Darcy dedujo la ley que lleva su nombre. Es la ley fundamental que rige el flujo de fluidos en el medio poroso. Esta expresión matemática establece que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido⁴.

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad \dots\dots\dots (5.4)$$

donde v es la velocidad aparente del fluido a través de la arena en $[cm/seg]$ y es igual a q/A , siendo q el gasto volumétrico en $[cm^3/seg]$ y A , el área total transversal de la roca en $[cm^2]$. A incluye el área del material de la roca y de los canales porosos. La viscosidad del fluido, μ , se expresa en unidades de $[centipoise]$, y el gradiente de presión, dp/dx , en atmósferas por centímetro, tomadas en la misma dirección que v y q . La constante de proporcionalidad, k , es la permeabilidad de la roca expresada en unidades de $[darcy]$.

El signo negativo en la ec. 5.2 se añade debido a que el gradiente de presión es negativo en la dirección de flujo.

V.1.2 Flujo Radial

En ingeniería petrolera este flujo es el que más se utiliza ya que el flujo (o inyección) en un pozo que penetra completamente la formación sigue las condiciones del flujo radial. Este patrón de flujo se da en pozos localizados en yacimientos donde los efectos de las fronteras aún no se sienten, es decir, parecen ser de extensión infinita¹. En el flujo radial, las líneas de corriente convergen hacia el pozo como se muestra en la **Fig. 5.1**.

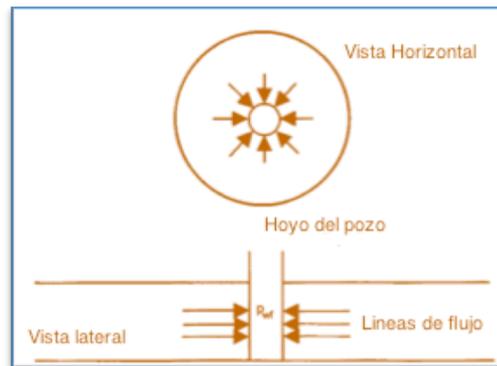


Fig. 5.1 Geometría de flujo para un sistema radial

V.1.3 Ecuación de Difusión Radial

La representación matemática del flujo de fluidos del yacimiento al pozo se aproxima con la ecuación de flujo radial, ya que así podemos simular las condiciones de flujo de fluido en los alrededores del pozo. Se pueden obtener soluciones analíticas de la ecuación bajo varias condiciones iniciales y de frontera para emplearlas en la descripción de las pruebas de pozo¹.

Para una geometría radial, se asume que:

- 💧 El yacimiento es considerado homogéneo en todas las propiedades de la roca e isotrópico con respecto a la permeabilidad.
- 💧 El pozo productor está terminado a través de todo el ancho de la formación para así asegurar un flujo radial total.
- 💧 La formación está completamente saturada con un simple fluido.

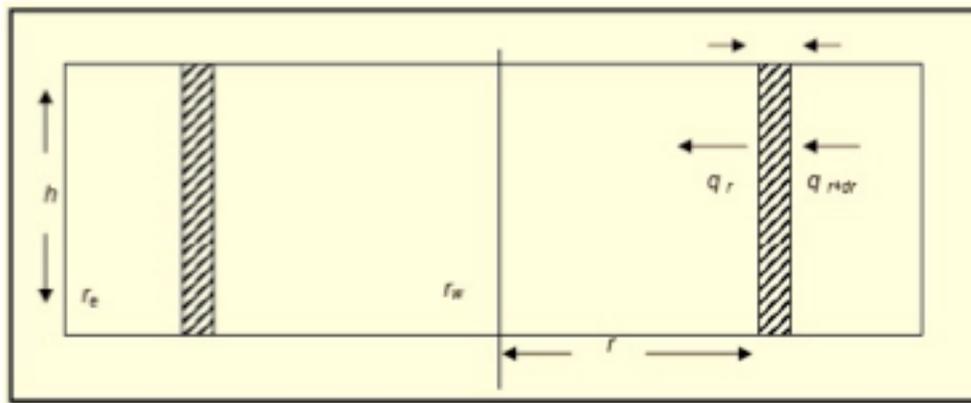


Fig. 5.2 Flujo Radial de una Fase Simple Alrededor de un Pozo Productor

La ecuación de difusión para una geometría radial es:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{k\rho}{\mu} r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \phi c \rho \frac{\partial P}{\partial t} \quad \dots\dots\dots (5.5)$$

$$P_D = \frac{1}{2} E_1 \left(\frac{r_D^2}{4t_D} \right) \quad \dots\dots\dots (5.6)$$

donde

$$P_D = \frac{kh\Delta P}{\alpha q B \nu} \quad \dots\dots\dots (5.7)$$

$\alpha = 141.2$

$$t_D = \frac{2.637 \times 10^{-4} k t}{\phi \nu C_T r_w^2} \quad \dots\dots\dots (5.8)$$

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$

y su aproximación logarítmica es

$$P_D = \frac{1}{2} \left[\text{Ln} \left(\frac{t_D}{r_D^2} \right) + 0.80907 \right] \quad \dots\dots\dots (5.9)$$

V.2 Análisis de Datos de Producción

La producción de campos de aceite tiende a pasar a través de una serie de etapas. Y esto puede ser descrito por una curva de producción idealizada, como se muestra en la **Fig. 5.3**:

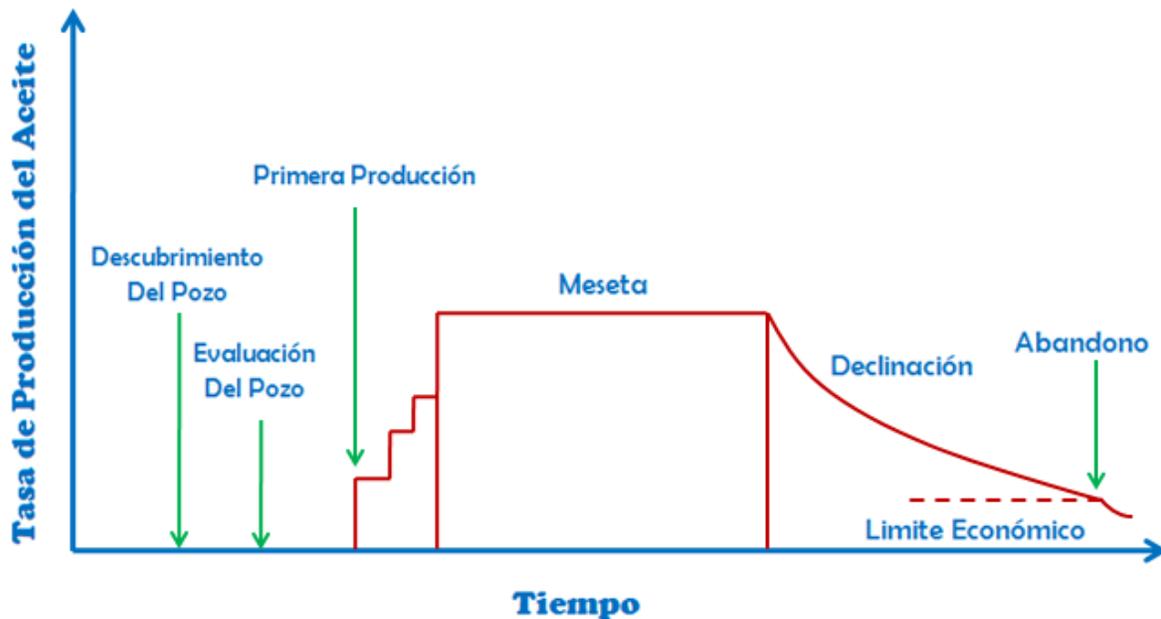


Fig. 5.3 Línea Idealizada de las Diferentes Etapas que Atraviesa una Producción de Aceite, desde el Descubrimiento del Pozo Hasta su Abandono.

Donde primero surge el descubrimiento del pozo, luego un pozo de evaluación es perforado para determinar el potencial de desarrollo del yacimiento. Un mayor desarrollo continúa y la primera producción de aceite marca el inicio de la fase de construcción. Después el yacimiento entra a una fase de meseta, donde la producción finalmente se mantiene constante. Posteriormente se llega al comienzo de la declinación, la cual termina en abandono una vez que el límite económico es alcanzado.

Para muchos campos, especialmente los pequeños, la fase de meseta puede ser muy corta y parecerse más a un pico marcado, mientras que los grandes campos pueden permanecer muchas décadas en el

nivel de producción de meseta. Este tiempo de vida de un campo y la forma de la curva de producción son a menudo relacionados al tipo de hidrocarburo que se produce.

Cuando en un campo se combinan los modelos de flujo de yacimiento con la perforación y los planes de desarrollo, en conjunto con los modelos de inversión económica, se puede llegar a la descripción precisa de la producción actual y como esta cambia con el tiempo. Sin embargo, la predicción precisa del flujo de fluidos usualmente requiere datos detallados y conocimientos de muchas propiedades y parámetros importantes del yacimiento, tales como la presión, la permeabilidad, etc.

Algunos ejemplos de modelos simplificados para el pronóstico de producción son el análisis de tasas de declinación y la utilización de curvas de declinación, las cuales son aplicables para campos individuales.

V.2.1 Análisis de la Tasa de Declinación

La tasa de declinación es el decremento que existe en la extracción de petróleo sobre el tiempo. En muchos casos esta es calculada de bases anuales, haciendo el cambio en el volumen producido de un año a otro. Como se puede ver en la siguiente ecuación.

$$\text{Gasto de Declinación}_n = \frac{\text{Producción}_n - \text{Producción}_{n-1}}{\text{Producción}_{n-1}}$$

Donde se puede notar que la tasa de declinación puede ser positiva en algunos casos, lo que representaría un incremento en la producción.

La declinación puede ser causada por el agotamiento de los hidrocarburos y la presión del yacimiento, las erróneas decisiones políticas, el mal funcionamiento tanto de instalaciones como del personal, errores humanos, entre otros factores.

El agotamiento es un factor fundamental para el flujo de fluidos dentro del yacimiento y su conexión con los flujos fundamentales lo convierte en un importante parámetro para entender la producción del yacimiento.

V.2.2 Curvas de Declinación

El objetivo del análisis de una curva de declinación es modelar el historial de producción con la ecuación de una línea. El desempeño futuro se calcula al manipular la ecuación para resolver el gasto, tiempo, o producción acumulada. Las reservas son calculadas del rendimiento de la predicción.

Las curvas de declinación pueden ser usadas para crear perspectivas razonables para un fluido de producción de un solo pozo o de un campo entero. Sin embargo se debe enfatizar que en muchos casos de campos, una simple curva no es suficiente para obtener un buen ajuste y puede ser necesario usar una combinación de curvas para obtener un buen arreglo.

Las ventajas del análisis de las curvas de declinación de producción son que los datos de producción son extensamente disponibles, que el método es de bajo costo y que tiene eficiencia de tiempo, además de ser fácilmente programable para operaciones en computadoras personales.

Las desventajas de este análisis son: Un ajuste de los datos históricos con la ecuación de una línea representan una ecuación matemática (para la mayoría de los casos, las características del yacimiento no se pueden deducir cuantitativamente de la forma de la curva); cambios en las condiciones de operación, usualmente después de la forma de la curva de declinación; y la información de rendimientos futuros es difícil en bajas permeabilidades, en varias capas o en yacimientos fracturados debido a las grandes variaciones y los efectos inciertos de flujo transversal. Los cambios en estas condiciones de operación y cualquier cambio de potencial deben ser tomados en cuenta cuando se desarrolla la ecuación repitiendo una curva de declinación y, particularmente, cuando se predice el rendimiento⁶.

V.2.3 Ecuaciones de la Declinación de Producción

El análisis de las curvas de declinación se deriva de la observación empírica del rendimiento de la producción de pozos de gas y aceite. Durante la vida temprana de un pozo, mientras todavía se encuentra en flujo transitorio y las fronteras del yacimiento no han sido alcanzadas, las curvas de declinación no se deben esperar ser aplicables. Típicamente durante el flujo transitorio la tasa de declinación es alta pero se estabiliza una vez que el flujo de dominio de frontera es alcanzado. Para la mayoría de los pozos esto sucede dentro de pocos meses de producción. Sin embargo, para los pozos de baja permeabilidad, (pozos exploratorios de gas, en particular) las condiciones transitorias de flujo puede durar varios años, y estrictamente hablando, no se debe analizar por métodos de curvas de declinación hasta después que han alcanzado la estabilidad.

Todas las teorías de curvas de declinación empiezan por la definición instantánea o actual velocidad de declinación (D) como se muestra:

$$D = -\frac{(\Delta q/q)}{\Delta t} = -\frac{\Delta q}{\Delta t} / q$$

Donde D es el cambio fraccional en velocidad por unidad de tiempo, frecuentemente expresado en % por año. Como se observa en la **Fig. 5.4**, en la cual:

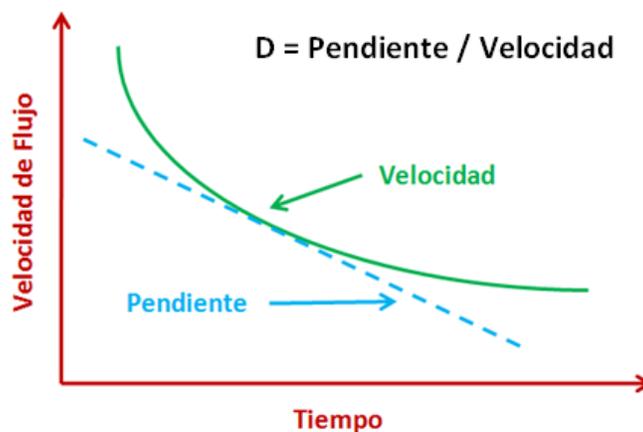


Fig. 5.4 Ejemplo de la Velocidad de Declinación

Arps aplicó la ecuación de una hipérbola para definir las 3 ecuaciones generales para modelar la declinación de la producción. Estos modelos son: exponencial, hiperbólica y armónica. Para localizar una hipérbola en el espacio uno debe de conocer las siguientes variables. El punto de inicio en el eje "y", el gasto inicial $q(i)$, la tasa de declinación inicial $D(i)$ y los grados de curvatura en la línea (b).

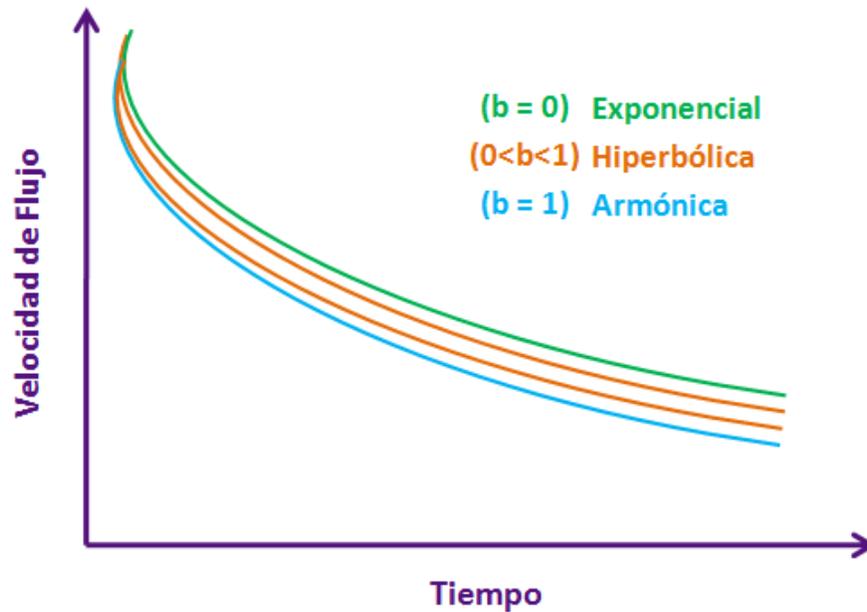


Fig. 5.5 Curvas de Declinación

En la **Fig. 5.5** se puede observar que la declinación exponencial predice una declinación más rápida que la hiperbólica y armónica, como resultado, es usada a menudo para calcular las mínimas reservas probadas. Gracias a esto la hiperbólica a veces es usada para calcular las reservas probables. Y si la declinación armónica continua, la parte inferior de la curva será tan plana que no será esencialmente una declinación. Esto implica que la tasa de producción no llegará a cero, y por lo tanto las últimas reservas recuperables (a tasa cero) no se pueden cuantificar, a menos que una tasa de abandono se especifique. La declinación armónica se volverá una línea recta si se traza como la velocidad (log) vs la producción acumulada⁷.

En la **Tabla 5.1** se muestra un resumen de las ecuaciones de Arps y la ecuación Adimensional.

	Velocidad de Declinación	Velocidad de Producción, q	Tiempo Transcurrido, t	Producción acumulada, Qp
Exponencial b=0	$\frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_2}\right)}{t}$	$q_i \exp(-Dt)$	$\frac{\ln\left(\frac{q_i}{q_2}\right)}{D}$	$\frac{q_i - q_2}{D}$
Hiperbólica 0<b<1	$\frac{D_i}{D_2} - \frac{q_i^b}{q_2}$	$\frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$\frac{\left(\frac{q_i}{q_2}\right)^b - 1}{bD_1}$	$\frac{q_i}{D_1(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q_2}{q_i}\right)^{1-b}\right]$
Armónica b=1	$\frac{D_i}{D_2} - \frac{q_i}{q_2}$	$\frac{q_i - q_2}{1 + D_i t}$	$\frac{q_i - q_2}{D_i q_2}$	$\frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q_2}\right)$
Adimensional		$q_{Da} = \left(\frac{q_2}{q_i}\right)$	$t_{Da} = D_i t$	$D_p D_a = \frac{Q_p}{q_i / D_i}$

Tabla 5.1

Nota

- ***Los términos q_i y la velocidad de declinación D definen las propiedades de la curva exponencial.**
- ***La q_i y la velocidad de declinación inicial D_i identifican los puntos iniciales de la curva armónica.**
- ***La b , q_i y D_i deben de ser determinados para encontrar la forma y el punto inicial de la curva hiperbólica.**

V.3 Índice de Productividad

El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo representa la capacidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos, esta capacidad para aportar fluidos depende en gran medida del tipo de yacimiento, del mecanismo de empuje y de variables como la presión, permeabilidad, etc.

El comportamiento de flujo del yacimiento al pozo es fácil de relacionar con el gasto total del pozo para una cierta etapa de la historia de producción. Además es necesario establecer su relación con la producción acumulada total tomada de dicho pozo y de la formación productora. El comportamiento de flujo indicará la respuesta de la formación a un abatimiento de presión en el pozo productor⁴.

Cuando un pozo empieza a producir es necesario que se evalúe la productividad del pozo a las condiciones en las que se encuentra al momento de ponerlo a producir. Al evaluar la productividad de un pozo, el flujo de aceite hacia el mismo es directamente proporcional a la diferencia de presiones, entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyendo. A esta constante de proporcionalidad se le denomina índice de productividad (IP), derivada a partir de la Ley de Darcy para flujo radial estacionario y un sólo fluido incompresible.

$$J = IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \left[\frac{bl/día @cs}{lb/pg} \right] \quad \dots\dots\dots (5.10)$$

La curva es una línea recta cuando las presiones de fondo fluyendo se encuentran arriba de la presión de burbujeo; el IP del pozo es constante y es representado por el inverso de la pendiente de la línea recta como se muestra en la **Fig. 5.6**. Cuando el valor de esta pendiente es constante se tiene un índice de productividad lineal.

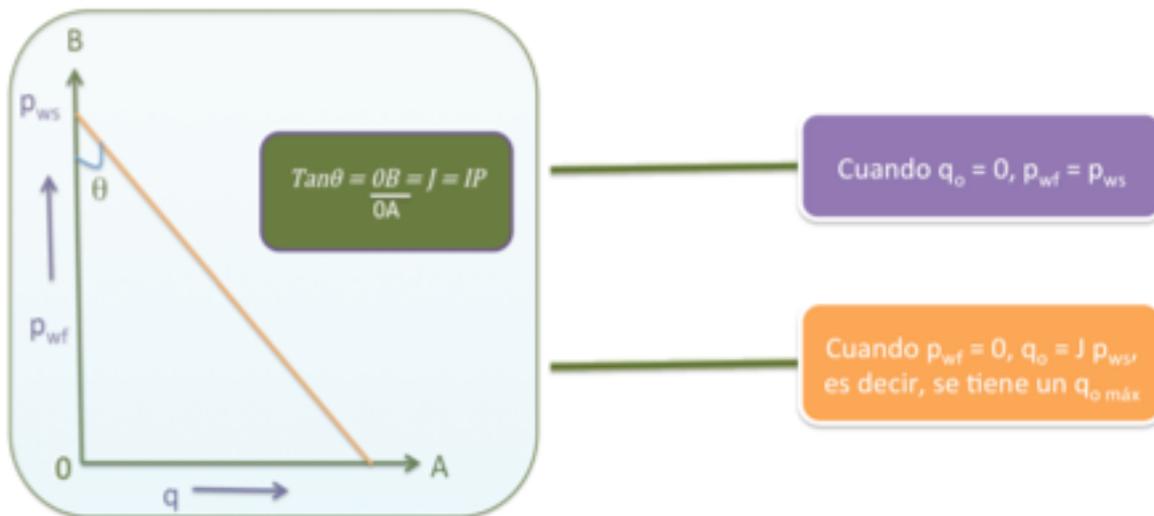


Fig. 5.6 Representación Gráfica del Índice de Productividad

El término de índice de productividad no constante (IPR) fue sugerido por Gilbert en el año 1954, mientras que el término índice de productividad lineal (IP) fue introducido por Muskat en 1942¹.

Sin embargo, cuando existe una curvatura la pendiente varía conforme varía el abatimiento de presión. Cuando se considera un comportamiento no lineal, se le denomina IPR (Inflow Performance Relationship).

$$J = IPR = \tan\theta = -\frac{dq}{dp_{wf}} \quad \dots\dots\dots (5.11)$$

En la **Fig. 5.7** se observa la dirección que generalmente tiene la curvatura, la cual indica un decremento del índice de productividad conforme el gasto se incrementa, lo cual explica el signo negativo de la ec. 5.11.

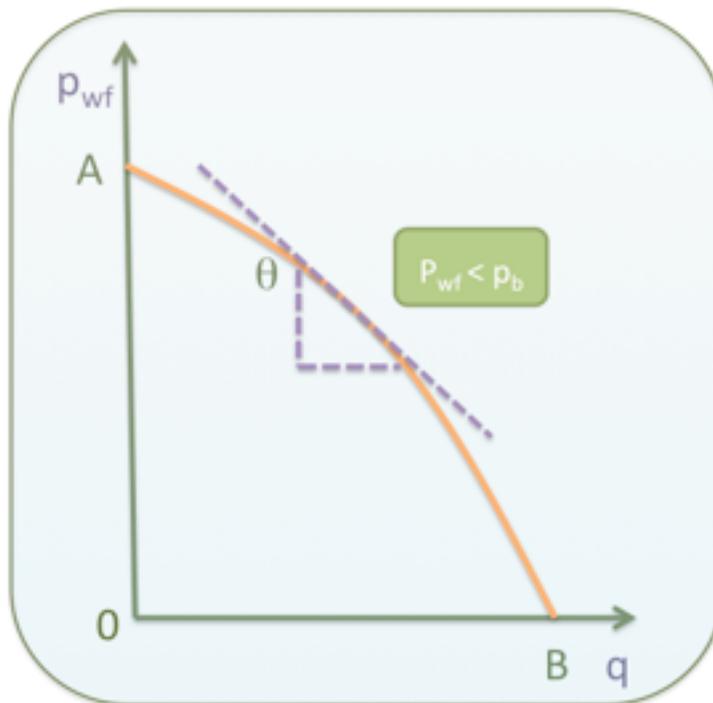


Fig. 5.7 Curva de IPR

Con la preparación de las curvas de afluencia se tendrá una idea más precisa de la capacidad de producción de los pozos y se podrá determinar el gasto de producción con el cuál se deberá explotar el yacimiento para extender la vida fluyente de éste.

V.4 Registró de Presión de Fondo Cerrado (RPFC)

El RPFC es útil para determinar la presión del yacimiento cerca del pozo, sin perturbaciones por los efectos de la producción. Esto a menudo no puede ser logrado simplemente por conectar un medidor de presión en la superficie, porque el contenido de la tubería puede ser desconocido, o la tubería contiene un fluido compresible cuya densidad varía con la presión (la cual por sí misma tiene un perfil desconocido).

El RPFC representa la energía disponible para mover los fluidos del yacimiento al pozo. Es uno de los factores clave en el análisis del rendimiento del pozo. Si nosotros no sabemos cuánta energía (presión) está disponible del yacimiento, nosotros no podemos determinar cuánta eficiencia estamos produciendo del pozo. Desafortunadamente es una de las cantidades menos conocidas y es comúnmente ignorada por el personal de producción, ya que se supone que es un valor pertinente sólo a el "Rendimiento del Yacimiento" que se puede estimar únicamente de complicadas pruebas de presión transitoria.

Una estimación realista del RPFC se debe hacer para obtener valores representativos los cuales pueden ser usados en estimar los Índices de Productividad o las relaciones IPR. De otra manera estas relaciones son totalmente sin sentido. Una forma de obtener datos realistas de RPFC es establecer una política para hacer mediciones del nivel de fluido estático rutinarias en cualquier momento que algún pozo en un campo se cierre por cualquier motivo (reparación de pozos, fallas en los equipos) y la interpretación de estas mediciones del nivel de fluido estático en términos de presión de fondo de pozo.

V.5 Registró de Presión de Fondo Fluyendo (RPFF)

Es útil en determinar la reducción de presión en un pozo, de la cual el índice de productividad es calculado. Midiendo el RPFF con tiempo por una tasa constante de producción, es posible determinar los parámetros de permeabilidad y daño, y posiblemente una falla cercana, usando la ecuación radial de afluencia. También midiendo la respuesta de la presión de fondo de pozo contra el tiempo, cuando entonces el pozo es cerrado, estos parámetros pueden ser calculados.

Un valor constante de RPFF es una indicación de condiciones estabilizadas. Un valor variable de RPFF es una indicación de que el comportamiento del pozo está cambiando y su rendimiento actual puede no ser representativo de la "conducta normal" del pozo. Esto es especialmente importante en yacimientos producidos por los métodos de recuperación secundaria. Una variación en RPFF también puede indicar que los datos adquiridos son inexactos.

Un valor estabilizado de FBHP combinado con el RPFC se requiere para calcular la reducción del pozo y estimar el IP o el IPR del pozo. Si el RPFF es menor comparado con el RPFC (digamos de 10 a 15%) entonces se estará produciendo probablemente el pozo de 80-90% de su máxima capacidad. Si el RPFF es solo del 50% del RPFC entonces se puede producir fluido a una velocidad mayor desde el yacimiento si se es capaz de aumentar la reducción al bajar el RPFF ⁸.

Por lo tanto, debe quedar claro que en orden de poder hacer un juicio sobre como la eficiencia con que se está produciendo un pozo, se debe conocer tanto la presión de fondo de pozo estática y fluyente y tener el resultado de una prueba precisa de pozo. Si cualquiera de estos tres parámetros está ausente o son muy inexactos se llegara a la conclusión equivocada.

Es un hecho que prácticamente todos los operadores petrolíferos emprenden mediciones de nivel de fluido en el bombeo de los pozos. Desafortunadamente un gran número de estas medidas sólo se utilizan para responder a la pregunta: "¿Hay líquido por encima de la admisión de la bomba?",

ignorando así el potencial de convertir estas medidas en el análisis de rendimiento del pozo y responder a la pregunta clave: “¿Cuál es el rendimiento actual del pozo?”.

En el caso más simple, para un estudio de caída de presión, la ecuación de flujo radial indica que la presión de fondo fluyendo es proporcional al logaritmo del tiempo. De la grafica de la línea recta de presión contra el logaritmo de tiempo, la permeabilidad del yacimiento puede ser determinada, y subsecuentemente el total del daño del pozo. De un estudio de incremento, de una grafica similar (la llamada grafica de Horner) puede ser usada para determinar los mismos parámetros cuyos valores actúan como un control de calidad independiente en los derivados de los estudios de decremento.

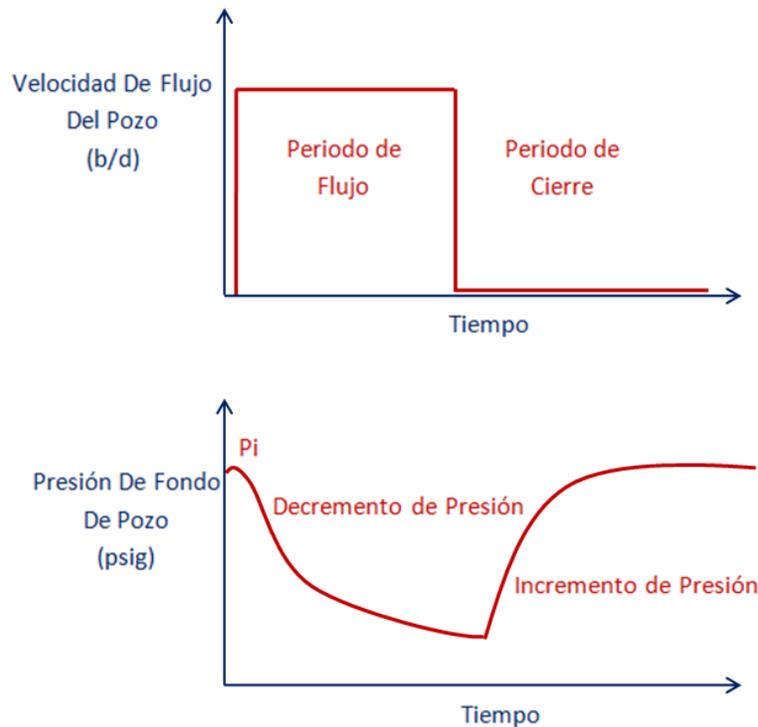


Fig. 5.8 Gráfica de Decremento e Incremento de Presión

Los estudios de decremento y de incremento son realizados una vez que el pozo de producción se ha puesto a producir, para proporcionar las propiedades del yacimiento de permeabilidad k , la eficiencia de terminación del pozo como se denota por el factor de daño s , y el índice de productividad del pozo

IP. A menos que la rutina de prueba de producción indique algún cambio inesperado en la productividad del pozo, solo los estudios de RPFC pueden ser corridos, una vez al año. Un estudio completo de incremento y decremento podría ser corrido para establecer la causa de los inexplicables cambios en la productividad del pozo⁹.

V.6 Curvas de Variación de Presión

Las pruebas de presión sirven para adquirir información del sistema roca fluido y del pozo, obteniendo información como permeabilidad, porosidad, daño, etc. Esto se realiza generando variaciones de presión en los pozos para después medirlas.

V.6.1 Prueba de Decremento de Presión

Una prueba de decremento de presión es simplemente una serie de mediciones de presión de fondo de pozo hechas durante un periodo de flujo a una tasa de producción constante. Usualmente el pozo es cerrado primordialmente a la prueba de flujo por un periodo de tiempo suficiente para permitir a la presión estabilizarse a través de la formación, para alcanzar la presión estática. El mayor beneficio es que el flujo de fondo no se interrumpe y que los límites del yacimiento son fáciles de localizar a comparación de la prueba de incremento de presión. Pero una de las desventajas es que el gasto puede no ser constante.

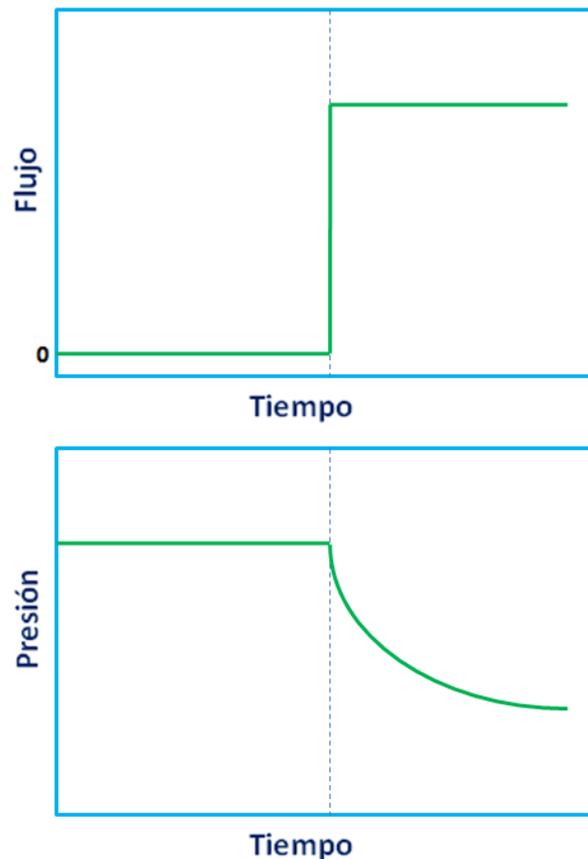


Fig. 5.9 Prueba de Decremento

Esta prueba es aplicable para pozos nuevos, pozos que han sido cerrados el tiempo suficiente para permitir que la presión se estabilice y pozos en los que la pérdida de ingresos incurridos en una prueba de restauración de presión sería difícil de aceptar.

Los parámetros que se obtienen con la prueba de decremento de presión son:

- ✓ Comportamiento del yacimiento
- ✓ Permeabilidad
- ✓ Daño
- ✓ Longitud de Fractura
- ✓ Límites de yacimiento
- ✓ Fronteras

La condición de flujo transitorio prevalece en un valor de tiempo real aproximadamente igual a

$$t \approx \frac{\phi\mu_0 r_e^2}{0.00264k}$$

Las condiciones de un estado semi-estable son establecidas en un valor de tiempo de

$$t \approx \frac{\phi\mu_0 cr_e^2}{0.00088k}$$

La siguiente figura muestra la historia de flujo de un pozo de aceite y puede ser clasificada en tres periodos para su análisis:

- Periodo de Flujo Transitorio o Temprano; es usualmente usado para analizar las características del flujo.
- Periodo Transitorio Posterior; el cual es más completo.
- Periodo de Flujo de Estado Pseudo-Estacionario ; se utiliza en las pruebas de los límites del yacimiento.

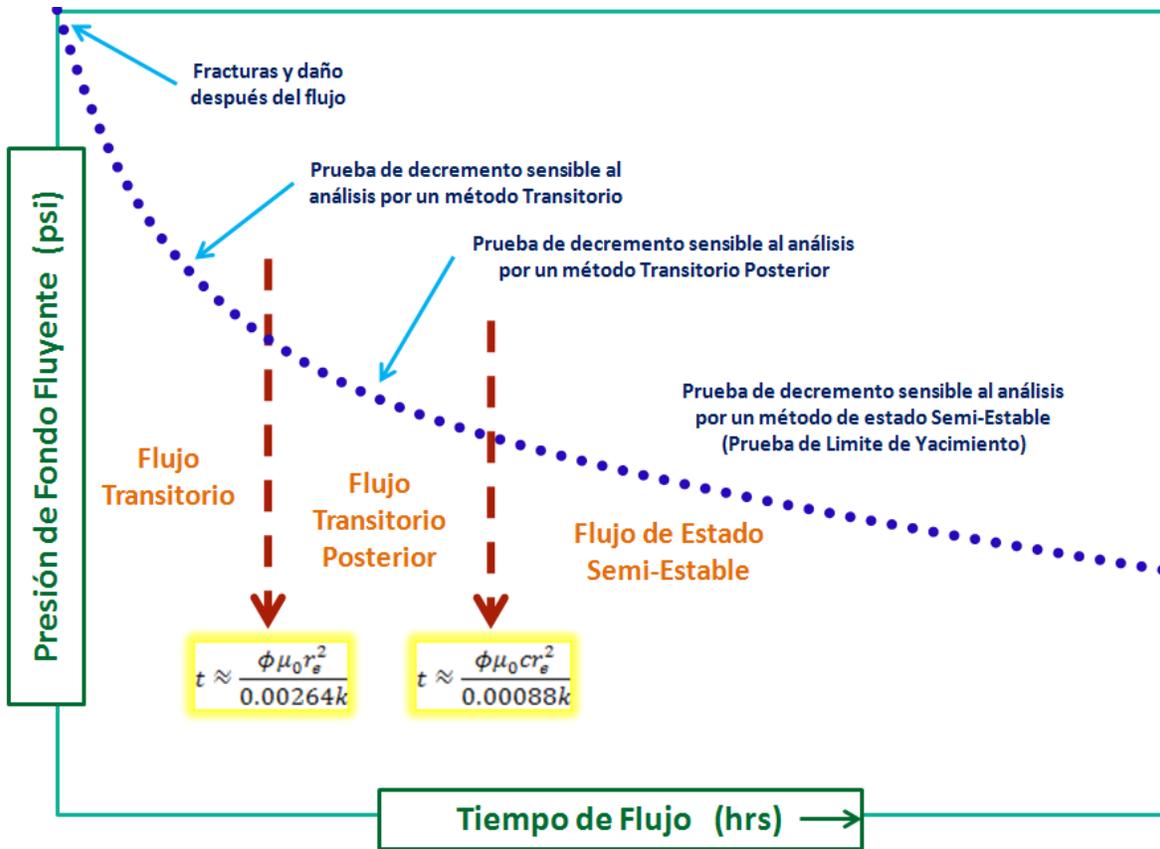


Fig. 5.10 Historia Esquemática Presión-Tiempo para una Prueba de Decremento de Gasto Constante

V.6.2 Prueba de Incremento de Presión

Es la más familiar técnica transitoria de prueba de pozo, la cual ha sido usada exhaustivamente en la industria petrolera. Básicamente la prueba se lleva a cabo mediante la producción de un pozo a un gasto constante por un tiempo, cerrando el pozo (usualmente en la superficie), permitiendo a la presión crecer en el pozo, y registrando la presión de fondo de pozo como una función del tiempo. De estos datos es posible estimar la permeabilidad de la formación, caracterizar el daño y la heterogeneidad del yacimiento o frecuentemente los limites. El conocimiento de las condiciones mecánicas de superficie y subsuperficie son importantes para la interpretación de datos provenientes

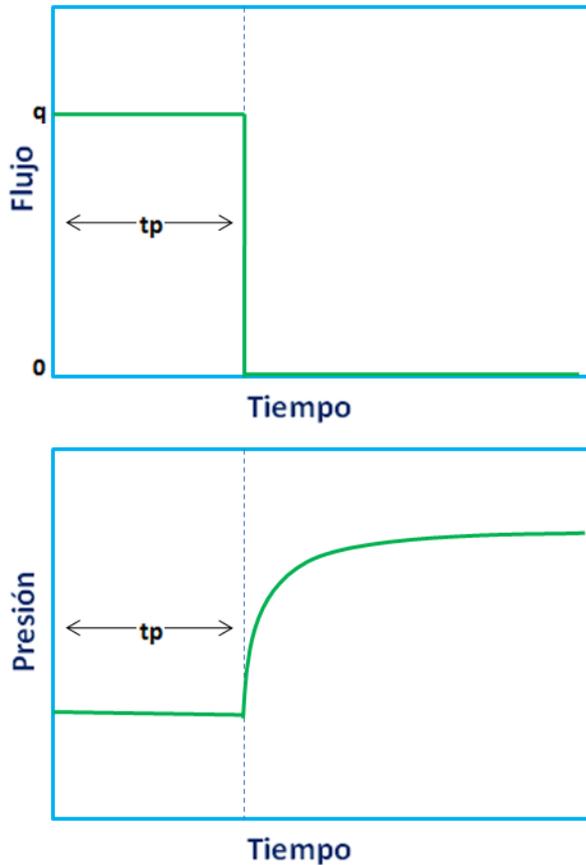


Fig. 5.11 Prueba de Incremento de Presión

de una prueba de incremento. Usualmente la observación de presión en tiempos cortos son necesarios para la completa delineación de los efectos de almacenamiento de pozos. Los datos pueden ser necesitados en intervalos tan cortos como 15 segundos para los primeros minutos en algunas pruebas de incremento. Como la prueba progresa, el intervalo de colección de datos puede ser expandido.

Los parámetros que se obtienen con la prueba de declinación de presión son:

- ✓ Comportamiento del yacimiento
- ✓ Permeabilidad
- ✓ Daño
- ✓ Longitud de Fractura
- ✓ Presión de yacimiento
- ✓ Fronteras

En una prueba real de incremento para yacimientos infinitos en lugar de una sola línea recta para todos los tiempos, se obtiene una curva con una forma complicada, lo que indica el efecto post flujo, que lógicamente puede dividir una curva de incremento en tres regiones:

➤ Región de Tiempo Temprano (ETR)

En esta región, una presión transitoria se mueve a través de la formación más cerca del pozo.

➤ Región de Tiempo Mediano (MTR)

En esta región, la presión transitoria se ha alejado del pozo en el volumen de la formación.

➤ Región de Tiempo Posterior (LTR)

En esta región, la presión transitoria ha alcanzado las fronteras de drene del pozo.

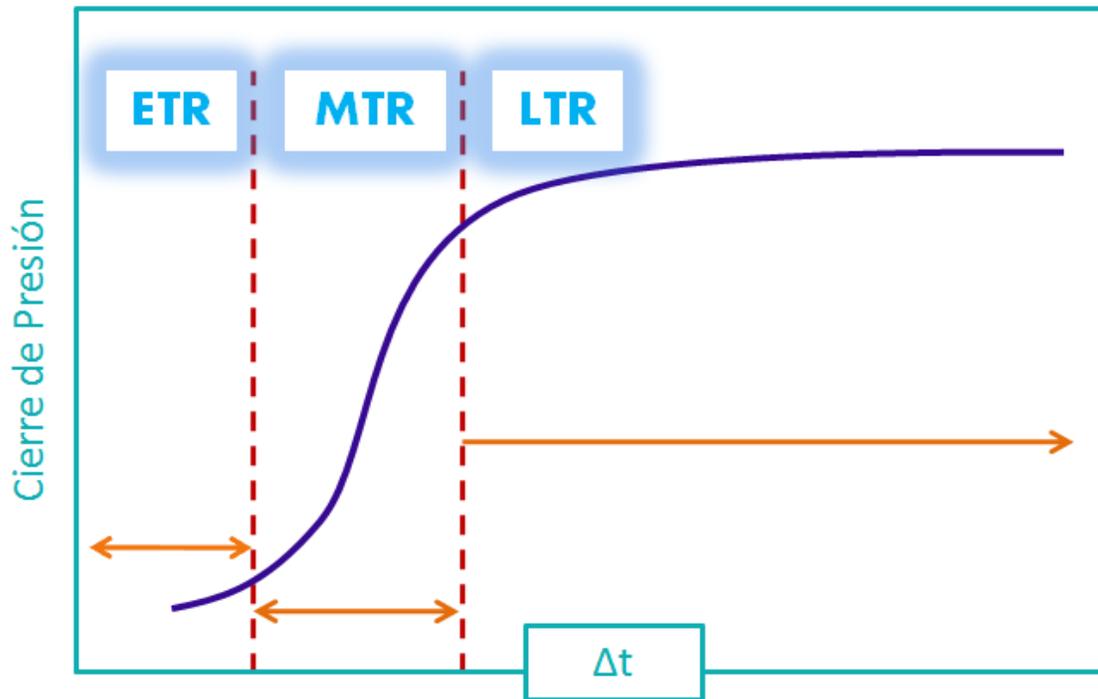


Fig. 5.12 Comportamiento de la Presión Estática en un Cierre de Pozo

MTR es una línea recta. Esta es la parte de la curva de incremento que debemos de identificar y analizar. El análisis de esta parte solo proporcionará propiedades del yacimiento fiables de una prueba de pozo. Las razones de la distorsión de la línea recta en la ETR y MTR son las siguientes:

En la ETR la curva es afectada por la permeabilidad alterada cerca del pozo y el almacenamiento del pozo. Usando un empacador en el agujero y cerrando en el pozo el empacador puede minimizar este efecto. En la LTR el comportamiento de la presión está influenciado por la configuración de las fronteras, interferencia por pozos cercanos, heterogeneidades del yacimiento y contactos fluido/fluido¹⁰.

V.7. Referencias

1. *Ingeniería de Yacimientos. Manual de Halliburton*
2. *Robert C. Earlougher; Advances in Well Test Analysis*
3. *Rodríguez N. R.; Apuntes de Comportamiento de Yacimientos*
4. *Jetzabeth Ramírez Sabag; Apuntes de Productividad de Pozos.*
5. *Mikael Höök; Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production, Licentiate thesis, Universidad UPPSALA.*
6. *Steven W. Poston, Bobby D. Poe; Analysis of Production Decline Curves, SPE.*
7. <http://www.fekete.com/software/rta/media/webhelp/c-te-analysis.htm>
8. *Frank Jahn, Mark Cook, Mark Graham; Developments in Petroleum Science. Hydrocarbon Exploration and Production*
9. *Anatoly B. Zolotukhin, Jean Runne Ursin; Fundamentals of Petroleum Reservoir Engineering.*
10. *Amanat U. Chaudry; Oil Well Testing Handbook.*

CONCLUSIONES

Los Sensores Permanentes de Fondo (PDG) se instalan para monitorear las condiciones del pozo y del yacimiento en tiempo real. La toma de decisiones en la administración de yacimientos, en la terminación y en los procesos de producción durante la implementación de un plan de desarrollo del campo se vuelve más fácil y más rápida usando la información de los PDG. Además estas instalaciones han probado ser rentables.

El parámetro que decidimos emplear en esta tesis fue la presión gracias a que siempre ha actuado como el dato más útil, al ser utilizado para la obtención de parámetros de yacimientos, el monitoreo de las condiciones del yacimiento, el desarrollo de esquemas de recuperación, la previsión futura del pozo y el desempeño del yacimiento.

En comparación con los datos de presión que se obtienen de las pruebas transitorias convencionales, los datos de presión a largo plazo provenientes de los PDG incluyen información más valiosa acerca del yacimiento en lugar de obtener una idea o una foto instantánea en el tiempo.

Con el enorme número de datos que se obtienen, se hace necesaria la conversión de los grandes volúmenes de datos adquiridos a volúmenes convenientes para su utilización. En consecuencia, se requieren herramientas apropiadas de interpretación y validación de datos para analizarlos y poder dirigir la acción necesaria al área que se requiera.

Por lo tanto decidimos desarrollar una metodología para procesar e interpretar los datos de presión a largo plazo, llamada Proceso Wavelet, el cual contiene 7 pasos para su desarrollo. Cabe mencionar que este proceso lo enfocamos en la implementación del método en lugar del desarrollo matemático. Los 7 pasos son:

Paso 1. La eliminación de Outlier. Los “Outliers” son los puntos de datos que se extiende fuera de la tendencia general de datos. Cada outlier crea dos singularidades consecutivas correspondientes a la

salida y a la llegada. El valor extremo se identifica mediante la comprobación de las singularidades que pueden ser detectadas mediante el uso de la señal de detalle Wavelet.

Paso 2. Eliminación de Ruido (Denoising). El ruido se suprime al reducir los componentes de detalle de la señal original en la reconstrucción wavelet. Se trata básicamente de un proceso de regresión no paramétrico para minimizar el error entre las mediciones y la representación de datos.

Paso 3. La identificación de Impulsos Transitorios. Los datos de presión exhiben cambios rápidos cuando un nuevo impulso transitorio comienza (cambio en la velocidad de flujo), creando las singularidades en la señal de datos. El análisis de multiresolución Wavelet se utiliza para localizar estas singularidades.

Paso 4. Reducción de Datos. La presión se muestrea cuando el cambio en la presión excede un umbral de presión predeterminado y cuando el espaciamiento de tiempo entre puntos de datos adyacentes se hace mayor que un umbral de tiempo preestablecido.

Paso 5. Reconstrucción de la Historia de Producción. La historia de producción es reconstruida mediante la parametrización de los gastos desconocidos, como los parámetros del modelo de regresión y restringiendo el ajuste de regresión a ciertas velocidades de flujo conocidas o producción acumulada.

Paso 6. Filtrado del Comportamiento. La regresión no lineal se aplica para determinar las secciones emparejadas y sin precedentes de datos de la presión basadas en las magnitudes de las desviaciones y por lo tanto para filtrar datos erróneos o anormales.

Paso 7. Interpretación de Datos. Los datos son discretizados en ventanas superpuestas y analizados de forma secuencial.

Para mejorar este proceso se recomienda complementarlo con otros dos: el Proceso Pre-Wavelet y Proceso Post-Wavelet, mencionados en este trabajo.

Finalmente pudimos comprobar, en las dos aplicaciones desarrolladas en el campo Balmoral y en los campos Gullfaks y Veslefrikk, que los PDG son sistemas efectivos, confiables y necesarios si se quieren tener datos en tiempo real para caracterizar adecuadamente el yacimiento y por ende administrar de una manera más óptima el conjunto pozo-yacimiento-campo.

Los diferentes tipos de PDG disponibles en la actualidad continuarán teniendo una amplia aplicación en la vigilancia de los yacimientos y en el monitoreo de la producción.

RECOMENDACIONES

De acuerdo a la información recabada en esta tesis, se sugiere instalar los PDG en pozos que se encuentren en ambientes de condiciones severas en donde resulta difícil realizar intervenciones y en pozos con alta producción donde es fundamental conocer como los parámetros varían con el tiempo para así lograr su máxima recuperación.

En cada pozo con un PDG instalado es indispensable realizar el proceso wavelet para obtener datos más limpios y fáciles de interpretar.

BIBLIOGRAFÍA

-  *Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos. Oilfield Review SLB 03/01/2003*
-  *Jiun H. C.; Salami N.N.: Permanent Downhole Gauge: A Need or A Luxury? Schlumberger. SPE 122604*
-  *Production and Injection Profiling: A Novel Application of Permanent Downhole Pressure Gauges Liang-Biao Ouyang, SPE, ChevronTexaco E&P Technology Co. and Ramzy Sawiris, SPE, ChevronTexaco Overseas Petroleum Co. SPE 84399*
-  *Reservoir Management Optimization Using Permanent Downhole Gauge Data Márcia Ida de Oliveira Silva, Petrobras; Edson Tsuneo Kato, Petrobras. SPE 90973*
-  *Roland N. SPE: Listening to the Reservoir—Interpreting Data From Permanent Downhole Gauges. Stanford University. Diciembre del 2007*
-  *Monitoreo permanente: Su implantación en el yacimiento. Oilfield Review SLB. Primavera del 2010*
-  *Permanent Monitoring— Looking at Lifetime Reservoir Dynamics. Oilfield Review. Winter 1995*
-  *New Methods Enhance the Processing of Permanent Gauge Data. Olivier Houzé, Olivier Allain, Bruno Josso / KAPPA. SPE 139216*
-  *Eck J.: Monitoreo en el fondo del pozo: su evolución. Oilfield Review SLB. Primavera del 2000*
-  *Michael J.F.; Stephen J.T.: Maximizing Reservoir Production Using New Technologies for Permanent Continuous Downhole Sensors. 2000*
-  *Maximizing Reservoir Production Using New Technologies for Permanent Continuous Downhole Sensors. Michael J. Flecker/Wood Group, Stephen J. Thompson/Wood Group, Colin S. McKay/Wood Group, James L. Buchwalter/Gemini Solutions, Inc*
-  *Stephen Dyer, George Brown; Robert Greenaway: Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos. Oilfield Review Primavera de 2010*

-  *Ain Caulfield, Stephen Dyer, Gil Hilsman: Project Management of Offshore Well Completions. Oilfield Review.*
-  *Rojas F. A.; Rodríguez J. C.: Terminaciones Inteligentes para Bombeo Neumático en el Campo Cantarell. Segundo Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México.*
-  *Huerta L. H.; Gómez G. S. Racionalización del Activo: Primer Paso en la Búsqueda de “Campos Inteligentes”. Segundo Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México.*
-  *Alan Baker John Gaskell: Permanent Monitoring— Looking at Lifetime Reservoir Dynamics. Oilfield Review.*
-  *Ingeniería de Yacimientos. Manual de Halliburton*
-  *Robert C. Earlougher; Advances in Well Test Analysis*
-  *Rodríguez N. R.; Apuntes de Comportamiento de Yacimientos*
-  *Jetzabeth Ramírez Sabag; Apuntes de Productividad de Pozos.*
-  *Mikael Höök; Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production, Licentiate thesis, Universidad UPPSALA.*
-  *Steven W. Poston, Bobby D. Poe; Analysis of Production Decline Curves, SPE.*
-  *<http://www.fekete.com/software/rta/media/webhelp/c-te-analysis.htm>*
-  *Frank Jahn, Mark Cook, Mark Graham; Developments in Petroleum Science. Hydrocarbon Exploration and Production*
-  *Anatoly B. Zolotukhin, Jean Runne Ursin; Fundamentals of Petroleum Reservoir Engineering.*
-  *Amanat U. Chaudry; Oil Well Testing Handbook.*
-  *Liang-Biao Ouyang and Jitendra Kikani. Improving Permanent Downhole Gauge (PDG) Data Processing via Wavelet Analysis SPE, ChevronTexaco Exploration & Production Technology Co. October 2002*

-  Suwat Athichanagorn, Roland N.Horne; Processing and Interpretation of Long-Term Data Acquired From Permanent Pressure Gauges.
-  Ortiz; R.B. Aguiar; A.P. Pires; Wavelet Filtering of Permanent Downhole Gauge Data. C.E.P, SPE, North Fluminense State University
-  C.E. Shepherd, P. Neve, and D.C. Wilson, Sun Oil Britain Ltd. The Use and Application of Permanent Downhole Pressure Gauges in the Balmoral Field and Satellite Structures (1990)
-  Trond Unneland, SPE, and Torstein Haugland, SPE, Statoil A/S. Permanent Downhole Gauges Used in Reservoir Management of complex North Sea Oil Fields.