



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.**

---

---

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN  
INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**CRITERIOS DE SELECCIÓN Y CONTROL DE ARENAS EN LA  
TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES.**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN INGENIERÍA**

PETROLERA Y GAS NATURAL-PERFORACIÓN.

P R E S E N T A :

**RAFAEL ANTONIO FALCONI FRÍAS.**

TUTOR:

**ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA.**

2010



JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas.

Secretario: Dr. Rubén Nicolás López.

Vocal: Ing. Leonardo Cruz Espinoza.

1<sup>er</sup> Suplente: M. en I. José Ángel Gómez Cabrera.

2<sup>do</sup> Suplente: Dr. Porfirio Mendizábal Cruz.

Lugar donde se realizó la tesis:

Ciudad Universitaria, México, Distrito Federal.

TUTOR DE TESIS

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA.

---

FIRMA

## **AGRADECIMIENTOS.**

Gracias a Dios por todos sus favores.

Gracias a mis padres: María Frías Hernández y Rafael Falconi Cordova por su cariño, comprensión, orientación y apoyo sin ellos no podría haber alcanzado esta meta.

A mi hermanas Karely y Erika por sus consejos, cariño y amistad.

A mi tutor Ing. Leonardo Cruz Espinoza, por su colaboración y orientación para realizar esta tesis.

A mis sinodales: Dr. Guillermo C. Domínguez Vargas (Presidente), Dr. Rubén Nicolás López (Secretario), M. en I. José Ángel Gómez Cabrera (1<sup>er</sup> Suplente), Dr. Porfirio Mendizábal Cruz (2<sup>do</sup> Suplente) por su valiosa contribución para mejorar esta tesis.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt) por la beca que me brindó durante mis estudios de maestría.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) por darme la oportunidad de continuar mis estudios.

---

# ÍNDICE.

	<b>Página</b>
<b>RESUMEN</b>	vii
<b>ABSTRACT</b>	viii
<b>INTRODUCCIÓN</b>	ix
<b>CAPÍTULO I. PRINCIPIOS DE LA TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES.</b>	
1.1. Antecedentes	1
1.2. Historia y desarrollo de la Tecnología	3
1.3. Fundamentos de la Tecnología	7
1.3.1. Objetivos del control de flujo de las terminaciones inteligentes	8
1.3.2. Beneficios	11
1.3.2.1. Ahorros en Intervención.	12
<b>CAPÍTULO II. COMPONENTES DE LAS TERMINACIONES INTELIGENTES Y FUNCIONAMIENTO.</b>	
2.1. Componentes del Sistema.	14
2.2. Equipo de control Superficial.	17
2.3. Sistemas de Control de Fondo	18
2.3.1. SCRAMS de WellDynamics	18
2.3.2. Direct Hydraulics de WellDynamics	21
2.3.3. Mini Hydraulics de WellDynamics.	23
2.3.4. Sistema de Control de fondo Digital Hydraulics de WellDynamics	23
2.3.5. InForce de Baker Oil Tools	27
2.3.6. InCharge de Baker Oil Tools	27
2.4. Válvulas de control de flujo	29
2.4.1. Válvulas de Control Flujo Hidráulico TRFC-HN AP y TRFC-HN LP de Schlumberger	29
2.4.2. InForce HCM de Baker Oil Tools	31
2.4.3. Válvula de Control de Intervalo (ICV) serie HV de WellDynamics	32
2.4.4. Válvula de Control de Intervalo (ICV) serie HS de WellDynamics	34
2.5. Sensores	37
2.5.1. Medidor de Flujo Multifásico	37
2.5.1.1. Medidor de Flujo Multifásico Superficial.	37
2.5.1.2. Medidores de Flujo de Fondo	40
2.5.2. Sensores de Fibra Óptica	42
2.5.2.1. Sensores de Temperatura Distribuida	43

2.5.2.2. Medidores de Presión	47
2.5.2.3. Medidores de Flujo	49
2.6. Estandarización del Protocolo de Comunicación	50
2.6.1. Aspectos de Ingeniería (Interfaces e Integración).	51
6.6.1.1. Sensores	51
2.7. Aspectos del desarrollo del campo y manejo de datos.	52
2.8. Consideraciones Operacionales	53
2.8.1. Terminaciones de Libre Intervención	53
2.8.2. Acceso al Yacimiento.	54

### **CAPÍTULO III. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UNA TERMINACIÓN INTELIGENTE.**

3.1. Identificación del Pozo Candidato	56
3.2. Selección de una Terminación Inteligente.	61
3.2.1. Proceso de flujo de trabajo para seleccionar una aplicación de terminación de pozo inteligente.	65
3.3. Integración e Interface de los Sistemas Superficiales.	66
3.4. Instalación	69
3.4.1. Actividades después de la Instalación	70
3.5. Estrategias de Control para Operar las Válvulas	73

### **CAPÍTULO IV. APLICACIONES DE LA TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES.**

4.1. Beneficios de la Terminación de Pozos Inteligentes en Yacimientos Multicapa y Pozos Horizontales.	75
4.1.1. Pozos Multilaterales	76
4.2. Pozo M-15 del Campo Wytch Farm de Dorset, Inglaterra	77
4.3. Terminación de Pozos Inteligentes con Control de Arena	84
4.3.1. Diseño en agujero revestido	85
4.3.2. Diseño en agujero descubierto	85
4.3.3. Terminación Inteligente de Pozo horizontal en agujero descubierto con control de arena.	87
4.4. Tecnología de Control de Arena expandible en la terminación de un pozo inteligente multi-zona	88

### **CAPÍTULO V. CONTROL DE ARENAS EN LA TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES.**

5.1. Causas de Producción de Arena	93
5.2. Mecanismos de Producción de arena	97
5.3. Técnicas de control de arena	98
5.4. Predicción de arena	102

---

5.4.1. Selección del método de control de arena	102
5.5. Control de arenas con la terminación de pozos Inteligentes	103
5.5.1. Aspectos específicos en la terminación de pozos inteligentes	106

## **CAPÍTULO VI. CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN CRÍTICA SOBRE EL CUAL EL POZO EMPIEZA A PRODUCIR ARENA.**

6.1. Caída de Presión crítica para la producción de arena	109
6.2. Métodos para predecir el comienzo de Producción de arena	110
6.2.1. Análisis simplificado de la estabilidad de arcos de arena	112
6.2.2. Modelos numéricos	116
6.2.3. Criterio de Producción de arena empírico	118
6.3. Desarrollo de los Métodos propuestos para la predicción de producción de arena	133
6.3.1. Método de Cavidades de producción de Brali y Risnes	133
6.3.2. Ejemplo de Método empírico	137
6.3.3. Método de Bratli y Risnes para un pozo horizontal.	142
6.3.4. Método empírico para un pozo horizontal.	146

## **CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

7.1. Conclusiones	152
7.2. Recomendaciones	153

<b>ANEXO A. MECÁNICA DE ROCAS</b>	154
-----------------------------------	-----

<b>ANEXO B. ESPECIFICACIONES DE VÁLVULAS DE CONTROL DE FONDO</b>	199
--	-----

<b>ANEXO C. CÓDIGO EN MATLAB QUE CÁLCULA LA CAÍDA DE PRESIÓN CRÍTICA DE PRODUCCIÓN DE ARENA</b>	201
---	-----

<b>NOMENCLATURA</b>	207
---------------------	-----

<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	209
---------------------	-----

---

## RESUMEN.

La tecnología de terminación de pozos inteligentes está siendo aplicada exitosamente en pozos de aguas profundas, en pozos altamente desviados, horizontales y multilaterales; en pozos de baja productividad, en pozos de alto volumen, en una variedad de aplicaciones, debido al ahorro en intervenciones; por el control de flujo de diferentes zonas de producción y por el monitoreo continuo por medio de los sensores de fondo, que ayudan administrar la incertidumbre en los yacimientos, pero otras aplicaciones incluyen optimización de levantamiento artificial y control de arenas.

La producción de arena de la formación con los hidrocarburos en formaciones de areniscas causa efectos adversos en la productividad del pozo y en el equipo. Pudiendo causar el colapso y pérdida del pozo. Representando pérdidas de tiempo y dinero. Por lo que es necesario escoger y definir los límites del diseño de terminación objetivamente basado en la ventana de producción libre de arena.

Este trabajo se realizó con el objetivo de profundizar sobre el conocimiento de la tecnología de terminación de pozos inteligentes para el control de arenas ya que con esta tecnología es posible controlar la caída de presión del pozo y mantener el agujero estable, para lograr esto es necesario predecir el comienzo de producción de arena, por lo que se desarrollan dos métodos para el cálculo del comienzo de producción arena, considerando la validez de la teoría elástica lineal para rocas porosas, la solución general elástica lineal de esfuerzos alrededor de la pared del agujero y el criterio de falla por compresión de Mohr Coulomb. El primer método es el de estabilidad de arcos de arena desarrollada por Bratli y Risnes y el segundo es un método empírico desarrollado por Statoil a partir de pruebas extensas de producción de arena.

Se elaboró un programa en MatLab<sup>1</sup> para calcular la caída de presión crítica sobre el cual el pozo empieza a producir arena, se calculó la presión crítica de yacimiento y se obtuvo la ventana de producción libre de arena, para dos pozos uno vertical y uno horizontal comparándose los resultados del pozo horizontal con los datos del campo Staffjord en el Mar del Norte tomados del artículo SPE 97794. Concluyendo que antes que se alcance la presión crítica de yacimiento y la producción de arena sea inevitable se debe considerar la instalación de algún método de control de arena o algún método de mantenimiento de presión.

---

<sup>1</sup> Software matemático que ofrece un entorno de desarrollo integrado con un lenguaje de programación propio.

---

## ABSTRACT.

Intelligent Well completion technology has been used successfully in offshore deep Wells, in high deviated, horizontals and multilaterals wells; in low productivity and high volume wells; in many applications, due to interventions savings and flow control of the different pay zones, but other applications include artificial lift and sand control.

Sand production causes adverse effects in the productivity of the well and the equipment. It can cause the collapse and lost of the well, meaning lost of time and money. To prevent this is necessary to choose and define the limits in the completion design objectively based in a sand free production window.

This work was done with the goal to extend the knowledge of the intelligent completion technology for sand control because with this technology is possible to control the drawdown of the well and have a stable hole in order to reach that is necessary to predict the beginning of sand production taking into account the validity of the lineal elastic theory stress around the wellbore wall and the compressive Mohr Coulomb failure criterion. The first method is a sand arch stability developed by Bratli and Risnes, the second is an empirical method developed by Statoil using sand production tests.

It was done a MatLab program that calculates the critical drawdown where the sand production start, we obtain the sand free production window for a vertical and horizontal well, we compared the results with data from the Statfjord Field located in the border between the Norwegian and UK sectors obtained from the SPE paper 97794. In conclusion before the critical reservoir pressure is reached and the sand production become inevitable we should install a sand control method or an injection method in order to maintain the reservoir pressure constant.

---

## INTRODUCCIÓN.

En un futuro se espera que una proporción significativa de producción de aceite y gas provenga de yacimientos de areniscas proclives a la producción de arena, mucho de los cuales están costa afuera. Estos yacimientos son altamente productivos pero son complejos de desarrollar y de administrar.

El éxito económico de desarrollos de pozos en aguas profundas y ultra-profundas depende frecuentemente del uso de tecnologías innovativas que puedan incrementar la producción y minimizar los trabajos de reparación para lograr la eficiencia del campo durante su vida productiva. La tecnología de terminación de pozos inteligentes es una de esas tecnologías que puede satisfacer esa necesidad y además se puede utilizar para la optimización de levantamiento artificial y el control de arenas.

La producción de arena de formación con los hidrocarburos en el pozo es uno de los problemas antiguos en la industria petrolera debido a su efecto adverso en la productividad del pozo y en el daño del equipo.

Esta tesis tiene dos objetivos fundamentales, el primero es profundizar sobre el conocimiento de la tecnología de la terminación de pozos inteligentes para el control de arenas; el segundo es desarrollar dos métodos para el cálculo del comienzo de producción de arena y definir la ventana de producción libre de arena, considerando la validez de la teoría elástica lineal para rocas porosas.

En el primer capítulo de esta tesis se desarrollan los principios e historia de la terminación de pozos inteligentes, en el segundo capítulo se presentan sus componentes y funcionamiento, en el tercer capítulo se plantean los criterios de selección de una terminación de pozos inteligentes, en el cuarto capítulo se desarrollan algunas aplicaciones de esta tecnología para el control de arenas, el quinto capítulo menciona las causas de producción de arena, así como el control de arenas, en la primer parte del sexto capítulo se desarrollaran dos métodos para calcular la caída de presión crítica sobre la cual se empieza a producir arena, usando la teoría elástica lineal para un medio poroso; en la segunda parte se calcula la caída de presión crítica para el comienzo de producción de arena para dos pozos uno vertical y otro horizontal. Por medio de la

---

terminación de pozos inteligentes se controlará estas caídas de presión críticas para prevenir la producción de arena. Además se elaboró un programa en MatLab que calcula la caída de presión crítica sobre la cual un pozo empieza a producir arena para los dos métodos desarrollados y se comparan los resultados del pozo horizontal con los datos del campo Staffjord en el Mar del Norte tomados del artículo SPE 97794.

## CAPÍTULO I.

### PRINCIPIOS DE LA TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES.

#### 1.1 Antecedentes.

Durante los últimos 10 años la declinación de los pozos se ha duplicado. Al mismo tiempo los yacimientos son más complejos. Éstos son pequeños y de difícil acceso, como resultado los factores de recuperación son menores del 35%, el objetivo de las compañías operadoras es incrementar estos factores. Por lo que el desarrollo agresivo de las nuevas tecnologías se ha vuelto esencial.

La búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos, ha incrementado las actividades de exploración en terrenos difíciles como en aguas profundas y en ambientes de aguas ultra profundas. Las actividades de desarrollo en estos ambientes son costosos y frecuentemente la tecnología y la perforación estándar son llevados al límite. Esta situación ha llevado a la necesidad de desarrollar y aplicar nuevas tecnologías y a invertir en el mejoramiento de las existentes. Estas tecnologías incluyen las terminaciones de los pozos inteligentes.

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, monitoreo y la evaluación. Hablando generalmente, usualmente se considera que ciertas mediciones y operaciones de mantenimiento en el pozo junto con los trabajos de reparación que puedan ser requeridos entran dentro del concepto de terminación de pozos. El objetivo de la terminación es el de transportar fluidos del yacimiento a la superficie, de una forma segura y eficiente.

Existen varias definiciones de terminación de pozos inteligentes, dentro de las que destacan: Los pozos que están equipados con equipo de medición de fondo permanente o válvulas de control operadas remotamente, y especialmente aquellos con ambos, son conocidos como pozos inteligentes o terminación inteligente.<sup>1</sup>

Las terminaciones que permiten al ingeniero monitorear y controlar la producción o inyección en por lo menos una zona del yacimiento son conocidas como terminaciones de pozos inteligentes.<sup>2</sup>

Un pozo inteligente es un sistema permanente capaz de coleccionar, transmitir y analizar los datos íntegros de producción y del yacimiento, permitiendo el control remoto para un mejor control de los procesos del yacimiento y producción del pozo.

Los pozos inteligentes son aquéllos cuyas zonas de producción pueden ser monitoreadas y controladas en el fondo del pozo sin intervención física alguna.

El concepto de terminación de pozo inteligente no se refiere generalmente a la capacidad automatizada de autocontrol, es decir que con los datos recibidos de los sensores de fondo directamente interprete esta información y ejecute una acción automática como cambiar la posición de estrangulamiento de las válvulas de control de flujo, en lugar de ello depende de una interface manual para mandar las instrucciones al pozo, una vez que se analiza la información de los sensores de fondo en superficie se toma una decisión y se realiza una acción la cual puede ser ejecutada remotamente como el cierre de alguna válvula de control flujo, etc.

El monitoreo de la terminación remota se define como la habilidad de un sistema de proveer datos, obtenidos del yacimiento, sin la necesidad de una intervención convencional al pozo. El control de la terminación remota implica que la información y las instrucciones pueden ser transmitidas al pozo para alterar la posición de uno o más componentes de la terminación. Los objetivos primarios de estas habilidades son normalmente maximizar u optimizar la producción o la recuperación, minimizar los costos operativos y mejorar la seguridad.

La tecnología de terminación de pozos inteligentes está siendo aplicada exitosamente en pozos de aguas profundas, en pozos altamente desviados, horizontales y multilaterales; en pozos de baja productividad, en pozos de alto volumen, en una variedad de aplicaciones. Cada vez más se usa esta tecnología en los campos petroleros del Medio Oriente, para administrar la incertidumbre en yacimientos carbonatados, pero otras aplicaciones incluyen optimización de levantamiento artificial y control de arenas.

Operadores como Statoil, Shell, y Saudi Aramco adoptaron la tecnología de terminación inteligente durante las etapas tempranas de su desarrollo y ahora esperan usarla en cualquier pozo que esté diseñado para producir en zonas múltiples o en los que hay riesgo de producción temprana de agua o gas.<sup>3</sup>

## **1.2 Historia y desarrollo de la Tecnología.**

La primera terminación inteligente fue instalada en Agosto de 1997 en la plataforma Saga's Snorre en el mar del Norte, y actualmente alrededor de 300 sistemas de terminación de pozos inteligentes se han instalado alrededor del mundo, en campos maduros hasta en aguas profundas en las costas de Brasil. Pero la adopción de esta tecnología no ha sido fácil.

A finales de 1980, el monitoreo remoto estaba generalmente limitado al control de presión alrededor del árbol de válvulas y al estrangulador, al control hidráulico de las válvulas de seguridad y al control electro-hidráulico de las válvulas del árbol. La primera operación asistida por computadora se usó en la optimización de la producción de levantamiento artificial de gas por medio del control remoto del estrangulador cerca del árbol de válvulas que ayudó con el monitoreo y control de bombeo del pozo.

En las terminaciones de pozos inteligentes, se incorporan sondas subterráneas permanentes que permiten la adquisición de datos en forma continua. Previo a los sensores de fondo permanente, el único método disponible para obtener información de fondo era a través de las intervenciones de pozo con las técnicas de registros geofísicos. Las intervenciones eran llevadas a cabo periódicamente para medir una gran variedad de parámetros, incluyendo presión, temperatura y flujo. Aunque los registros de pozos proveen información de gran valor, conlleva a un alto costo y a riesgos por la intervención (pescados). Como resultado la solicitud de toma de registros a pozos no era muy frecuente. La falta de datos actualizados del yacimiento frecuentemente comprometía la habilidad del operador para optimizar la producción. Además la toma de registros geofísicos proporciona una visión instantánea del yacimiento y bien podrían no representar el comportamiento normal del yacimiento o no registrar hechos que requieran acciones correctivas.

En la década del 60, los ingenieros de yacimientos de las compañías petroleras comenzaron a pensar en monitorear las condiciones de fondo de pozos terrestres en los Estados Unidos de

América. Las primeras instalaciones de sondas permanentes eran, en realidad, versiones modificadas de equipos operados con cable. Desde entonces, se ha avanzado mucho en la tecnología de monitoreo permanente.

Los sistemas iniciales de terminación de pozos inteligentes, usaron sensores de fondo permanentes, adquiriendo mediciones de presión en tiempo real y de temperatura a partir de instrumentos cercanos a la cara del yacimiento. Conforme éstos probaron su valor, la industria desarrolló sistemas para monitorear parámetros adicionales, como gasto y contenido de agua. Estos sensores de fondo fueron complementados por el desarrollo inicial de sistemas de control de flujo accionados electro-hidráulicamente. El ambiente de los yacimientos de hidrocarburos en general y específicamente en los instrumentos de medición de fondo ha presentado un reto fundamental, ya que los rangos de falla se duplican aproximadamente con un incremento de temperatura de 10 °C. Como la mayoría de las terminaciones de pozos inteligentes son inaccesibles una vez instaladas, su valor está directamente ligado al tiempo de vida de los instrumentos. Estos sistemas iniciales fueron pronto abandonados debido a su baja confiabilidad por su falla con el incremento de temperatura y al ingreso de fluido en el ensamblaje de fondo de pozo a través de las conexiones del cable, habitualmente en el cabezal del cable del medidor, al no tener un buen sello en los conectores y empalmes mecánicos de las conexiones eléctricas al someterlos a ambientes rigurosos.



**Fig. 1.1.** *Conexiones mejoradas. Conector eléctrico de acople seco Intellitite de Schlumberger reduce la probabilidad de ingreso de fluidos. Este conector utiliza una técnica estandarizada de diseño y despliegue para las conexiones –empalmes de cables en línea, cabezales de cables de medidores, conectores en “Y” con un solo medidor y conectores en “T” y “W” con dos medidores – en diseños soldados y no soldados. El conector no soldado tiene incorporados sellos metal a metal independientes y redundantes, y ambos tipos de conectores se prueban en la localización del pozo utilizando un dispositivo de detección acústica.<sup>12</sup>*

Con el desarrollo, la implementación exitosa y la confiabilidad mejorada de estos sensores permanentes se percibió el potencial de ejercer control directo de flujo en el pozo con lo que se incrementaría significativamente el beneficio económico.

Los instrumentos de control de flujo de las terminaciones inteligentes, inicialmente estaban basados en la tecnología usada en las válvulas de camisas deslizables operadas con cable o con tuberías flexibles. Estas versiones anteriores utilizan mandriles con perfiles internos ajustados al perfil externo de una herramienta de servicio. Cada una de las válvulas instaladas dentro del pozo posee un perfil único, que permite que la herramienta de servicio se asiente solamente en una válvula específica mientras atraviesa las otras. Mediante la modificación del perfil de la herramienta de servicio, el operador especialista con cable puede escoger la configuración de la válvula específica en posición abierta o cerrada.

Cuando los cabezales de los pozos son de fácil acceso, estas válvulas corredizas constituyen un método relativamente simple, de bajo riesgo y barato, para el manipuleo de zonas de producción múltiples a las que se accede a través de un solo pozo. Pero a medida que las operaciones de terminación de pozos submarinos y de alcance extendido comenzaron a proliferar en la década de 1990, la solución tradicional con cable se volvía económica y técnicamente problemática. Las embarcaciones de apoyo de aguas profundas posicionadas dinámicamente, que deben actuar como plataformas de trabajo desde las cuales han de efectuarse las tradicionales intervenciones de pozos en estos ambientes, poseen un costo elevado. Además introducir cable o tubería flexible en los pozos, a través de los cabezales en el fondo del mar, quizá a miles de metros por debajo de la superficie del océano, es mucho más complejo e implica un mayor riesgo que un ingreso tradicional a través de la parte superior de un cabezal seco. De un modo similar, el acceso a una válvula que se encuentra a miles de metros de un cabezal de pozo, a lo largo de un pozo de alto ángulo y con tubería flexible o línea de acero, plantea sus propios desafíos llenos de riesgos.

Una respuesta para estos problemas es el cambio de la intervención mecánica por el control hidráulico, electro-hidráulico o eléctrico accionado desde la superficie para proveer una posición abierta o cerrada, y después una posición variable. No obstante, para que este tipo de esquema cumpla su objetivo, impedir las intervenciones, las válvulas deben poseer vidas útiles extraordinariamente largas y un alto grado de confiabilidad, midiéndose en años la frecuencia de mantenimiento.

Desafortunadamente, cuatro meses después de su instalación en 1998, el primer prototipo de válvula submarina accionada en forma remota, falló. Sin embargo, el proyecto logró demostrar a la industria submarina la factibilidad del sistema y su potencial para ofrecer un valor significativo.<sup>4</sup>

Después se construyeron válvulas regulables resistentes a la erosión en cierto grado y configurados para soportar altas presiones diferenciales. Se desarrollaron válvulas de bola en línea de 2 posiciones: abierto o cerrado, basado en la tecnología de válvulas de seguridad sub-superficiales. La combinación de estos instrumentos de control con sensores de presión y temperatura resultó en el concepto de terminaciones inteligentes.

Se transmiten los datos de las terminaciones inteligentes remotamente del pozo a las oficinas y se interpretan, aunque el manejo de datos y procedimientos de transmisión al principio dejaban mucho que desear (por ejemplo, proliferación de computadoras autónomas personales costa fuera, sobrecarga de datos en sistemas de monitoreo de producción, etc.). Se ha incrementado recientemente el uso de sensores permanentes en sistemas de terminación, combinados con transmisión de datos por internet, incrementando la velocidad y el uso de los datos. Se ha desarrollado una gran variedad de sensores para realizar mediciones de flujo usando ya sea sistemas no intrusivos o medidores venturi.

Son alternativas confiables los nuevos desarrollos en sensores de fibra óptica comparado con los sistemas electrónicos convencionales. Los sistemas de fibra óptica basados en Bragg grating combinan un alto nivel de confiabilidad, exactitud, resolución y estabilidad. Éstos permiten que se equipen completamente arquitecturas de pozos complejas con arreglos de sensores usando un solo cable óptico. Los sistemas de fibra óptica se utilizan en una gran variedad de aplicaciones, las cuales incluyen desde instalaciones en tierra hasta plataformas costa afuera, en condiciones ambientales que van del ártico; a selvas y desiertos; a profundidades mayores de 6,706 m y condiciones superiores de 150°C y 15,000 psi. Estos sistemas se instalan en pozos para monitorear presión, temperatura, gasto, fracción de fase y sísmica.

Se pueden enlazar combinaciones de instrumentos electro-hidráulicos con sensores adicionales de fibra óptica para medir perfiles de temperatura distribuida, presiones multipunto y señales

acústicas (permitiendo el uso de sensores sísmicos permanentes). El tiempo de vida útil de estos sistemas tenía un desempeño variable pero se está moviendo a niveles aceptables, resultado de la disponibilidad de conexiones eléctricas más confiables, que en el pasado habían constituido un punto débil de los componentes electrónicos de fondo del pozo.

Hoy, los conectores y empalmes mecánicos totalmente soldados, completamente redundantes y verificables en forma independiente, han mejorado su confiabilidad. Ver Fig. 1.1.

### **1.3 Fundamentos de la tecnología.**

El objetivo a largo plazo de los sistemas de pozos inteligentes es un pozo automatizado (o múltiples pozos) con la capacidad de autocontrol, sin la necesidad de mandar instrucciones al pozo, lo cual implica un ciclo cerrado entre los instrumentos de control y monitoreo. Los instrumentos de control y sensores de fondo, se combinan con unidades superficiales o sub-superficiales para la optimización de la producción. Los sistemas deben ser programados para optimizar un parámetro dado, como la producción neta, variando, por ejemplo el perfil de flujo de varias zonas o quizás el gasto de inyección de gas. Esta programación puede ser reiniciada o reconfigurada remotamente. Avances recientes en las capacidades de monitoreo y control remoto incluyen: múltiples sensores y monitoreo de flujo, control remoto de válvulas de levantamiento artificial de gas, camisas de control de flujo, válvulas y empacadores; detectores de perfil de presión y temperatura; geófonos sísmicos y sensores resistivos.

Los puntos que reflejan el contexto funcional general de las terminaciones inteligentes son:

- La terminación inteligente forma parte de la visión general de optimización de administración del yacimiento y de sistemas de automatización.
- La sintonización de la producción ya no está limitada a procesos superficiales.
- Estos pozos reducirán la frecuencia de intervención requerida para el monitoreo y optimización del yacimiento y la producción.
- La recuperación y producción se incrementaran por la optimización zonal y las operaciones remediales a tiempo.
- La reducción del manejo de grandes cantidades de fluidos, desperdicios, y el costo de hardware superficial (líneas, separación, medición, etc), mano de obra y servicios de apoyo.

- Dependiendo del acceso, la terminación puede ser permanente o recuperable, la terminación debe de ser resistente y confiable.
- La confiabilidad de los sistemas de terminación inteligente debe exceder en un 95 % los 10 años o más de operatividad después de la instalación.

La inteligencia de fondo puede ser ligada a una red de inteligencia más amplia y a instalaciones a través del sistema de administración de procesos. Éste es un objetivo a largo plazo, permitiendo una mayor optimización, reducción de costos y mano de obra por la automatización de los sistemas de producción.

### **1.3.1 Objetivos del control de flujo de las terminaciones inteligentes.**

Las ventajas de los métodos de monitoreo y control de yacimientos son obvias. Por ejemplo, dado que los pozos raramente atraviesan una sola zona con hidrocarburos, los especialistas en terminaciones de pozos a menudo se ven obligados a decidir entre mezclar la producción de múltiples zonas o explotar cada zona en forma secuencial.

Históricamente, la explotación de más de una zona a la vez ha constituido una alternativa viable sólo cuando las zonas son compatibles en términos de presión y composición de fluidos, y no existen regulaciones ambientales o de otro tipo.

También es posible explotar simultáneamente dos, tres y a veces cuatro intervalos disparados a través de terminaciones en las que cada zona se aísla mecánicamente de las otras y se hace fluir a la superficie mediante sartas de producción independientes. Históricamente la producción de zonas múltiples requiere terminaciones complicadas con múltiples empacadores y tuberías de producción, asumiendo que debido al estado mecánico del pozo se pudiera acomodar 2 o 3 sartas de producción, esto no era rentable; después, una producción en secuencia se implementó, empezando con la zona de mayor presión explotándose hasta su límite económico antes de taponearla y abandonarla, para después moverse a las zonas superiores, todo esto para evitar el flujo cruzado. Este ciclo se reitera luego hasta que todas las zonas se han agotado. En casi todos los casos, esta estrategia deja atrás volúmenes considerables de reservas y se traduce en perfiles de producción pobres debido a la extensión de los períodos de agotamiento de cada zona.

Año	Evolución de la Terminación de Pozos Inteligentes
1989	Control hidráulico de las válvulas de seguridad y control electro-hidráulico de las válvulas del árbol
	La primera operación asistida por computadora se uso en la optimización de la producción de levantamiento artificial de gas por medio del control remoto del estrangulador cerca del árbol de válvulas que ayudo con el monitoreo y control de bombeo del pozo.
	Se usaron sensores de fondo permanentes, adquiriendo mediciones de presión en tiempo real y de temperatura teniendo baja confiabilidad por problemas con temperatura y en las conexiones eléctricas.
	Se percibió el potencial de ejercer control directo de flujo en el pozo con lo que se incrementaría significativamente el beneficio económico
	Los instrumentos de control de flujo de las terminaciones inteligentes, inicialmente estaban basados en la tecnología usada en las válvulas de camisas deslizables operadas con cable. Estas válvulas fueron reconfiguradas usando actuadores hidráulicos, eléctricos o electro-hidráulicos para proveer una posición abierta o cerrada, y después una posición variable.
1997	Primera terminación de pozo inteligente con sensores de fondo permanente de presión y temperatura y válvulas de control de flujo accionadas remotamente en la plataforma Saga´s Snorre en el mar del norte.
1998	Primer prototipo de válvula submarina accionada en forma remota falló.
1999	Se realizó una terminación con válvulas de control de flujo accionadas hidráulicamente desde superficie en el pozo multilateral de alcance extendido del campo Wytch farm al sur de Inglaterra.
2000	Instalación de la válvula de control de flujo hidráulica en la plataforma Oseberg B por Hydro
2005	Uso de válvulas de control de flujo operadas hidráulicamente en una terminación de 9 5/8 con empaques de grava en el Campo Usari en Nigeria.

**Tabla 1.1.** Evolución de las terminaciones inteligentes.

Por el contrario, la utilización de terminaciones inteligentes en un esquema de producción secuencial, que implica abrir y cerrar cada zona en forma remota desde la superficie, mejora la

producción mediante la eliminación tanto de los costos de intervención como de los perfiles de producción pobres. También pueden utilizarse válvulas de configuración variable para eliminar la producción secuencial a favor de la producción mezclada, mediante el manejo del flujo proveniente de zonas de alta presión para prevenir el flujo cruzado.

El valor de la tecnología de terminaciones inteligentes se debe a la habilidad de modificar activamente la terminación zonal del pozo y al desempeño a través del control de flujo y para monitorear la respuesta y desempeño de las zonas a través de adquisición de datos de fondo en tiempo real, maximizando el valor del pozo. Análisis de estos datos combinado con simulaciones de yacimiento predictivo ayudan a la obtención de un mejor valor por la utilización de un sistema de control de retroalimentación virtual.

La industria de petróleo y gas ha empezado a darse cuenta del potencial de la tecnología de las terminaciones inteligentes para contribuir a la eficiencia y a la productividad. Más allá de la atracción de las terminaciones sin intervención en las arenas de alto costo de pozos marinos y de aguas profundas, la tecnología de terminaciones inteligentes puede mejorar la producción de hidrocarburos y la recuperación de reservas con menos pozos. La tecnología de terminaciones inteligentes puede mejorar la eficiencia de inyección de agua y gas en yacimientos heterogéneos multicapa cuando se aplica a pozos de inyección o producción o a ambos. Los datos adquiridos con sensores de fondo de producción y de yacimiento pueden mejorar el entendimiento del comportamiento del yacimiento y ayudar en la selección apropiada del diseño del pozo y ubicación de la perforación. La tecnología de terminaciones inteligentes permite a un simple pozo hacer el trabajo de varios pozos, ya sea a través del control de las zonas mezcladas, monitoreo y control de los laterales múltiples, o aún permitiendo al pozo realizar funciones simultáneas como pozos de inyección, de observación y de producción. Estos beneficios tenderán a acelerar la tendencia de menor inversión en pozos altamente productivos. Los costos de capital inicial para los sistemas de terminación inteligente varían de \$200,000 dls para sistemas con instrumentos de fondo permanente a \$2,500,000 dls (Dólares) para terminaciones completas multizonas controladas remotamente (Datos Agosto 2003). Se estima que con el uso de los sistemas de terminaciones inteligentes se puede incrementar la recuperación en un 10% aproximadamente.<sup>5</sup>

En general los pozos candidatos para terminaciones inteligentes pueden ser identificados cuando las evaluaciones económicas indiquen beneficios a partir de la optimización zonal/cortes

de agua de la válvula de distribución, barrido o acceso a las reservas. Otros beneficios pueden resultar a partir de la medición de producción de fondo, que puede ser menos compleja y menos costosa que en el lecho marina o en superficie; del mejoramiento de la eficiencia de levantamiento y mantenimiento de presión; de la aceleración de la producción y de la reducción de la vida del proyecto; del uso eficiente de los intervalos de pozos disponibles; de la reducción de costos de intervención y del tratamiento de estimulación zonal selectivo desde la superficie.

Finalmente, la tecnología de pozos inteligentes permite al operador monitorear aspectos como la integridad mecánica del pozo o las condiciones ambientales en las que la terminación está operando y modificar las condiciones de operación para mantener al pozo en condiciones de operación aceptable.

### **1.3.2 Beneficios.**

Las aplicaciones y beneficios del monitoreo y control de las terminaciones inteligentes son dependientes del tipo de pozo considerado en cada aplicación. En particular hay beneficios complementarios entre pozos multilaterales y el control remoto, los cuales tienden a acelerar la tendencia de un incremento relativo en la inversión de fondo en un menor número de pozos, pero resultando estos altamente productivos. No tiene sentido instalar dispositivos en grandes cantidades, en la red de drenaje de fondo de un yacimiento si se tiene una pobre confiabilidad en los dispositivos, que pueden ocasionar la pérdida de control de la administración del yacimiento.

El beneficio más importante de los pozos inteligentes es mejorar la administración del yacimiento. La terminación de pozos inteligentes permite el acceso a múltiples yacimientos con un simple pozo evitando el problema común de flujo cruzado causado por diferentes presiones de yacimiento por medio del control y monitoreo del flujo de fluidos, acelerando la producción total e incrementando el valor presente neto del pozo. Además la habilidad para reconfigurar pozos remotamente reduce la necesidad de intervención física, reduciendo costos de intervención.

El valor de los datos obtenidos con las sondas permanentes reside en que el equipo de trabajo del yacimiento ya no necesita especular acerca de lo que está ocurriendo en el subsuelo. Con sólo obtener y analizar los datos del yacimiento a través del monitoreo de las terminaciones de

pozos inteligentes, se puede decidir si es necesario realizar modificaciones en la terminación, o cuando podrían resultar apropiadas. Una vez evaluado cuidadosamente el comportamiento del yacimiento, el equipo puede volcar los datos reales en los modelos de simulación, en lugar de utilizar valores supuestos, y continuar las operaciones o ajustar las condiciones de fondo, utilizando válvulas controladas en forma remota y operadas desde la superficie.

Los datos de estas terminaciones inteligentes se utilizan además para mejorar y actualizar continuamente los modelos de producción y las simulaciones, efectuar e interpretar pruebas de producción en zonas individuales y tramos laterales, predecir la intrusión de arena y la irrupción de agua, así como medir el gasto y el corte de agua.

Los beneficios generales del monitoreo y control de una terminación inteligente son:

- Mejora de la recuperación (optimización de la presiones zonal/de las válvulas de distribución, control de los cortes de agua y barrido).
- Mejora en el monitoreo y administración de la recuperación zonal/areal (localización de aceite remanente y en la definición de objetivos de desarrollo).
- Incremento de la producción (Mejora del levantamiento artificial, producción acelerada y reducción de la vida del proyecto).
- Reducción de costos de intervención.
- Realización de tratamiento de estimulación dirigido desde superficie.
- Reducción del manejo de agua.
- La medición de fondo (Posiblemente por diferencia zonal) puede ser menos compleja y costosa (Lecho marino, o en superficie.)

### **1.3.2.1 Ahorros en Intervención.**

Además de los beneficios de producción directos posibles por el monitoreo y control remoto, ahorros en tiempo de espera y costos de intervención resultarán de un sistema exitoso. Para operaciones marinas, las plataformas jack-up mono—casco están proveyendo una alternativa más económica comparada con una intervención de plataforma completa para ciertas aplicaciones; sin embargo incrementos en los precios de plataformas también afectarán los precios de las plataformas jack-up monocasco. Una intervención a pozo de 3 a 7 días para vigilancia o acción remedial podría costar de \$500,000 dls a \$1.5 millones de dls (precios típicos en la mar del norte, 2002).<sup>6</sup> Estos costos se incrementan en desarrollos de aguas ultra

profundas, pero esto puede depender del nivel de secuencia de actividad de perforación, depende además de la posibilidad de acceso continuo, ya sea que la instalación sea administrada normalmente, por efectos temporales, y si la instalación es equipada con plataforma. La habilidad para reconfigurar pozos remotamente reduce la necesidad de una intervención física.

En todo caso, el beneficio económico de las terminaciones inteligentes debe ser balanceado contra las alternativas, que en la mayoría de los casos son terminaciones convencionales operadas con técnicas de intervención normal.

Entre los adelantos tecnológicos recientes capaces de incorporar reservas, algunos especialistas consideran que la terminación de pozos inteligentes –aquellos pozos cuyas zonas de producción pueden ser monitoreadas y controladas en el fondo del pozo sin intervención física alguna- son probablemente los más importantes. Estas terminaciones tienen la habilidad de reconfigurar pozos remotamente reduciendo la necesidad de intervención física y por lo tanto los costos de intervención. Para que una terminación inteligente tenga un valor verdadero, el sistema de monitoreo permanente debe funcionar durante la vida del pozo. Si los instrumentos de fondo del pozo fallan prematuramente, no tiene caso tener la habilidad de controlar el flujo hidráulicamente en el pozo, para ajustar el perfil de flujo y optimizar la recuperación de reservas durante la vida del campo. Los proveedores de servicios tendrán que desarrollar una solución tecnológica para bajar los costos y mejorar la confiabilidad con el propósito de expandir el mercado.

## CAPÍTULO II.

### COMPONENTES DE LAS TERMINACIONES INTELIGENTES Y FUNCIONAMIENTO.

#### 2.1 Componentes del sistema.

Un sistema de terminación inteligente es capaz de coleccionar, transmitir y analizar los datos de terminación, producción y del yacimiento permitiendo un control zonal para optimizar el proceso de producción, sin una intervención física. El propósito de los dispositivos de las terminaciones de pozos inteligentes consiste en lograr una integración segura y confiable entre el aislamiento zonal, el control de flujo, el levantamiento artificial, el monitoreo permanente y el control de la producción de arena.

Para realizar esto se requieren generalmente los siguientes elementos:

- Empacadores. (De producción y aislamiento)
- Líneas de control eléctricas o hidráulicas, de comunicación y de potencia.
- Sensores de fondo (presión, temperatura, gasto, flujo multifásico, etc.)
- Válvulas de control de flujo.
- Unidad de adquisición y control superficial (Monitoreo y operación remota).

La terminación de pozos inteligentes puede variar en alcance y funcionalidad dependiendo de los requerimientos del yacimiento y en la complejidad de diseño aceptable para el cliente. Todas las terminaciones de pozos inteligentes están constituidas por lo menos de un método de control de flujo y un empacador de producción o aislamiento o arreglo de sello. Además, la terminación de pozos inteligentes frecuentemente incluye sensores de fondo electrónicos de presión y temperatura, sensores de fibra óptica, líneas de control, protectores de línea de control y equipo de control superficial. Se pueden incorporar equipo auxiliar adicional como: herramientas de desconexión hidráulica de fondo, empalmes de cables y conectores para facilitar la instalación y reparaciones potenciales futuras, como reparaciones de equipo de fondo en bombas electro-sumergibles (ESPs).

Las válvulas de control de flujo probadas en el campo son válvulas de ventana variable activadas por distintas formas, que permiten ajustes variables para controlar el área de flujo con

mayor precisión y para ello, se han desarrollado varios tipos de equipo de control de flujo, Ver Fig. 2.1. Los equipos de control de flujo pueden ser clasificados por dos características:

- Método de accionamiento/control.
- Resolución del instrumento utilizado para controlar la producción o inyección.

Los requerimientos del yacimiento dictan la resolución del control de flujo requerido. Las prohibiciones físicas del campo y la infraestructura del pozo dictan el método de activación/control.

El control de flujo puede clasificarse en los siguientes grados de resolución:

- Estrangulamiento infinitamente variable.
- Estrangulamiento con múltiples configuraciones discretas.
- Control abierto/cerrado.

Para el estrangulamiento infinitamente variable o estrangulamiento con múltiples configuraciones discretas, el control del perfil de flujo puede ser estandarizado (típicamente igual porcentaje o lineal) o puede ser configurado para la aplicación del yacimiento.

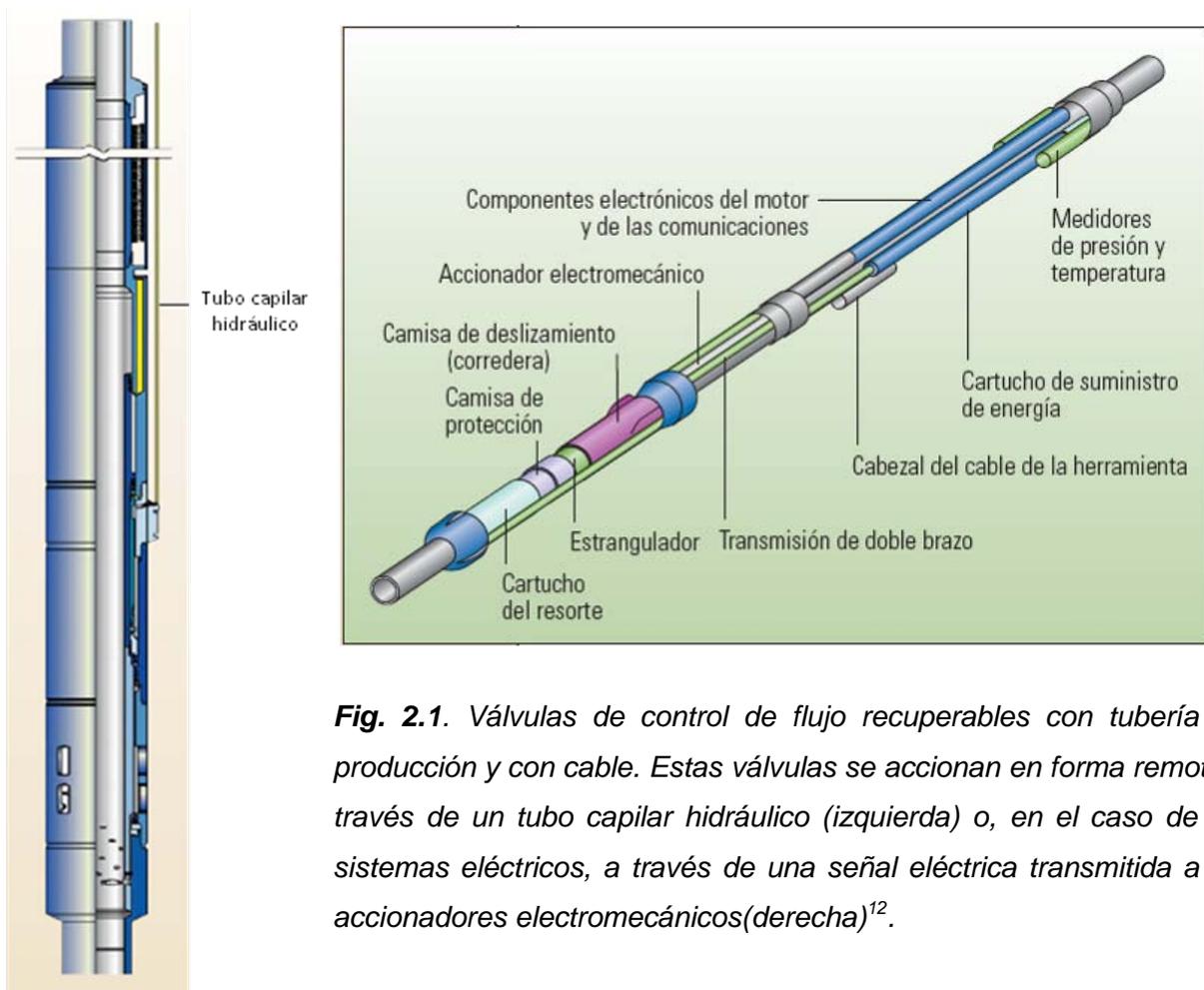
Los métodos de activación/control pueden ser clasificados en las siguientes categorías (de los más complejos a los más simples):

- Multiplexado electro/hidráulico o eléctrico.
- Multiplexado hidráulico.
- Hidráulica directa.

Como un ejemplo, se puede incorporar una válvula de estrangulamiento con un sistema hidráulico multiplexado para permitir el control de estrangulamiento de 4 zonas. Se puede usar sensores de fibra óptica o Instrumentos electrónicos de fondo permanente para obtener información del yacimiento en tiempo real como una parte no integrada del sistema. En un sistema electro/hidráulico o en un sistema completamente eléctrico los instrumentos permanente de fondo están incorporados en el sistema de control de fondo.

Como una parte de la configuración de la terminación de pozos inteligentes, se usan empacadores de producción/inyección, empacadores de aislamiento, o arreglos de sellos para

aislar el espacio superior anular o entre los intervalos de control de flujo. Estos empacadores o arreglos de sellos incluyen la habilidad de alimentar las líneas de control eléctricas o hidráulicas a través de la sección de sello sin la necesidad de espaciar las líneas, por lo que se reduce el número de conexiones de fondo. Por razones operacionales el empacador de producción o de inyección puede ser corrido con un arreglo de línea de control o un arreglo de empacador de producción. Un empacador con un arreglo de línea de control permite al operador probar la tubería mientras se corre en el agujero. La tubería puede ser probada con el empacador de la tubería de producción, pero tradicionalmente a una presión no mayor que 500 psi.



**Fig. 2.1.** Válvulas de control de flujo recuperables con tubería de producción y con cable. Estas válvulas se accionan en forma remota a través de un tubo capilar hidráulico (izquierda) o, en el caso de los sistemas eléctricos, a través de una señal eléctrica transmitida a los accionadores electromecánicos(derecha)<sup>12</sup>.

En los ambientes de alta presión y alta temperatura de flujo de pozos de aceite y gas, los sistemas de monitoreo y control inteligentes requieren capacidad de sello en los cables de

alimentación igual o mayor, que los gastos en los empacadores de producción/aislación. Los empacadores están disponibles en diferentes tamaños desde un rango de 5 1/2 pulg. a 10 3/4 pulg., las líneas de alimentación de los empacadores ofrecen capacidades de sello meta-metal con hasta 8 líneas de control.

Se requieren líneas de control para transmitir la potencia hidráulica y las instrucciones a fondo. Se usan protectores para las líneas de control para aliviar la tensión y para proteger la línea mientras se transporta a fondo. Además de las líneas planas en las terminaciones de pozos inteligentes, se pueden requerir líneas para la válvula de seguridad, líneas de inyección de químicos. Esta configuración debe ser planeada cuidadosamente teniendo en cuenta las restricciones del pozo, los aspectos del colgador de tubería y consideraciones operacionales.

## **2.2 Equipo de Control Superficial.**

El control superficial puede ser clasificado en dos tipos –control submarino o una terminación inteligente específica. Los umbilicales directos submarinos están dentro de la categoría de control superficial dedicado plataforma/tierra. En la mayoría de aplicaciones de hidráulica directa submarina, el sistema de control submarino provee infraestructura de comunicación y potencia arriba de los colgadores de la tubería de producción. El sistema de control submarino también provee potencia (eléctrica y/o hidráulica) y comunicación al equipo de fondo. El equipo de fondo regresa la señal de comunicación y en algunos casos el fluido hidráulico de regreso al sistema de control submarino. El control en la superficie es manejada en la misma manera como el resto del sistema submarino – a través de la estación de control maestra en la plataforma de producción o inyección.

Sistemas electro-hidráulicos o completamente eléctricos pueden ser controlados en una forma similar al método de hidráulica directa descrito anteriormente, o se puede usar un sistema de control autónomo (similar a una aplicación en plataforma). Con este diseño el sistema de control submarino actúa como una fuente de potencia y como conducto de comunicación para la terminación de pozo inteligente. La comunicación de las herramientas de fondo pasa a través de un sistema submarino por una unión directa a una computadora autónoma en la plataforma de producción o inyección.

Para el diseño de las terminaciones de pozos inteligentes en aplicaciones en tierra o en plataformas, el equipo de control superficial es más complejo ya que la infraestructura puede no

estar en el lugar para controlar remotamente las herramientas. El equipo de control superficial puede variar de una unidad de potencia hidráulica manual simple sin ningún control lógico a los sistemas más complejos empleados en plataformas no tripuladas en donde el control y las funciones de datos llevados a cabo remotamente a partir de plataformas tripuladas o en las oficinas del operador a varios Km de distancia de la instalación. Éstos sistemas complejos están compuestos por un sistema hidráulico, una cabina eléctrica usada para la adquisición de datos, automatización hidráulica, y sistemas de computadora para la interface hombre-máquina.

Entre los diversos sistemas instalados, la potencia hidráulica es dominante, aunque una variedad de terminaciones eléctricas, y electro-hidráulicas han sido instaladas exitosamente. Entre los diferentes proveedores, WellDynamics que fue comprada por Halliburton en 2008, ha estado dominando el mercado y anunció su instalación numero 200 a inicios de 2006.

### **2.3 Sistemas de control de fondo**

A continuación se mencionan algunas de las características de los sistemas de control de fondo de diferentes proveedores:

#### **2.3.1 SCRAMS de WellDynamics.**

El primer sistema inteligente, SCRAMS (Sistema de administración y análisis de yacimiento controlado superficialmente), fue puesto al mercado en 1996, y en Agosto de 1997 fue instalado por primera vez en la plataforma Saga´s Snorre en mar del Norte.

SCRAMS es un sistema completamente integrado de control y de adquisición de datos que permite al operador controlar el pozo y obtener datos de presión y temperatura en tiempo real para cada intervalo del yacimiento. Esta retroalimentación de datos y la capacidad de control de flujo permiten al operador optimizar el desempeño y mejorar la administración del yacimiento.

#### **Características.**

- SCRAMS se usa típicamente para controlar las válvulas de control de intervalo infinitamente variable, para el control preciso de flujo dentro o fuera del intervalo del yacimiento remotamente.
- El sistema SCRAMS se puede usar en tierra, en plataformas y en aplicaciones submarinas.

- Capacidad de interface con múltiples vendedores de control submarino
- Control infinitamente variable de la posición de la válvula
- La estimación de flujo se deriva de la metrología fundamental.
- Tiene capacidad de redundancia completa, resuelve las fallas para una funcionalidad continua.

### **Funcionamiento de SCRAMS.**

Gracias al diseño modular de las herramientas de fondo, todas las válvulas de control de intervalo (ICV) pueden ser controladas por SCRAMS. La unión del equipo de control localizado fuera del pozo con las herramientas de fondo está compuesta de hidráulica redundante y buses eléctricos en la forma de líneas de control y conductores eléctricos encapsulados en un paquete plano. La línea de control hidráulica provee la fuerza de movimiento al modulo del sensor de accionamiento (SAM), que a su vez, usando válvulas solenoides, distribuye esta fuerza a cada lado del pistón de la válvula de control de intervalo (ICV por sus siglas en inglés). La línea eléctrica permite la transmisión de potencia y señal de comunicación a partir del controlador del pozo a todas las herramientas de fondo por un sistema de telemetría multi-caída o multiplexado. Para simplificar e incrementar la confiabilidad del cable a la interface de la herramienta de fondo, SCRAMS adopta una señal en el sistema de telemetría de potencia. Permitiendo el control de múltiples intervalos a partir de uno de los dos paquetes planos electro-hidráulicos.

Para mejorar la esperanza de vida del sistema de fondo, la red hidráulica y eléctrica redundante es segmentada usando el protocolo de comunicación SegNet.

### **Componentes de SCRAMS.**

**Válvulas de control de intervalo infinitamente variable (IV-ICV).** Cuando se usa SCRAMS en una terminación, cada IV-ICV es conectada a una herramienta SAM (Modulo del sensor de Accionamiento), y se usa para controlar el flujo dentro o fuera del intervalo del yacimiento. La herramienta SAM manipula el choke de la IV-ICV, usando un sensor de posición que está conectado magnéticamente al accionador de la IV-ICV. Este proceso permite el posicionamiento incremental del choke de la posición cerrada, a la posición completamente abierto, permitiendo una alta resolución del control de flujo de fondo.

### **Herramienta Módulo del sensor de Accionamiento. (SAM).**

La herramienta SAM provee la funcionalidad de control y adquisición de datos para el sistema SCRAMS. Contiene electrónica redundante, cada una conectada separadamente a paquetes planos individuales, a un colector hidráulico para distribuir la potencia hidráulica, y sensores para la medición de presión y temperatura.

La herramienta SAM es el componente activo de la infraestructura SegNet. Los buses entrantes eléctricos e hidráulicos terminan en el módulo SAM y salen para proveer comunicación a otros módulos SAM más profundos en la sarta de terminación. Las válvulas solenoides y switches eléctricos incorporados al módulo SAM permiten la aislación de cualquier sección potencial de falla de la red conectando la siguiente herramienta en la terminación. Ver fig.2.2.

### **SegNet.**

Si hay una falla eléctrica o hidráulica en cualquier sección de la red entre la superficie y las herramientas de fondo, el protocolo de comunicación SegNet provee la habilidad de resolver las fallas, conservando una funcionalidad completa del sistema de terminación de pozo inteligente.

### **HF-1 Empacador de aislación zonal.**

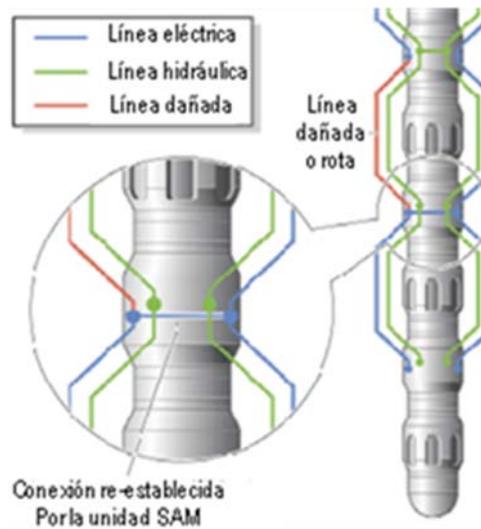
El empacador HF-1 de WellDynamics es una sarta simple, recuperable, de alto desempeño para pozos entubados. Los empacadores son instalados por una línea de control a través de la herramienta SAM en una terminación usando SCRAMS.

### **Líneas de paquetes planos.**

Las líneas de control son rutinariamente agrupadas en una configuración de paquetes planos formado de líneas individuales, rodeadas de un material de encapsulamiento polimérico moldeado compatible con las condiciones de fondo. La línea de paquete plano terminado tiene una forma rectangular típicamente de 1.1 cm (0.4 pulg.) de grueso y 3.6 cm (1.4 pulg) de ancho. La línea de paquetes planos consiste de una línea hidráulica y una línea eléctrica, con una barra paragolpes de protección. En terminaciones SCRAMS se usan dos líneas de paquetes

planos para redundancia del sistema. La línea eléctrica o I-wire, provee el conducto para la potencia eléctrica y comunicación entre la herramienta SAM y la superficie.

Las líneas de control hidráulico llevan fluido hidráulico a presión para proveer la fuerza necesaria para manipular y controlar la IV-ICV. Se utilizan cables de acero (paragolpes de protección) a través de la longitud de la línea de paquetes planos para proveer protección mecánica contra golpes, y para fijar la línea de paquetes planos a las terminaciones de la línea de control.



**Fig. 2.2.** Conexión re-establecida por el módulo SAM<sup>7</sup>

### SmartWell Master.

Es la aplicación de supervisión para la infraestructura digital de WellDynamics. Diseñado para proveer un punto central de control, SmartWell Master integra un sistema de control de campo para lograr conectividad con la computadora de control del ingeniero y para las actividades de adquisición de datos.

### 2.3.2 Direct Hydraulics de WellDynamics.

El sistema de control de fondo Direct Hydraulics, usa líneas de control de hidráulica directa desde la superficie para activar remotamente los instrumentos de control de flujo como válvulas de control de intervalo (ICVs), se puede usar en conjunto con el sistema Direct Hydraulics:

instrumentos de fondo permanentes de WellDynamics, medidores venturi y densímetros para medir presión de fondo, temperatura y gasto.

El sistema Direct Hydraulics provee control de encendido/apagado o variable de flujo, dentro o fuera del intervalo del yacimiento y se puede usar en tierra, plataformas o aplicaciones submarinas. Direct Hydraulics no puede ser usado donde se requiere un estrangulamiento infinito variable o se requiera un sistema completamente redundante.

Características.

- Se puede usar para controlar todo el equipo de control de flujo hidráulico WellDynamics, ayudando a un control zonal confiable y simple, aún en la terminación de pozos inteligentes más complejos.
- Se ha probado en campo extensivamente.
- Provee todo el control hidráulico.
- Opera como un sistema de ciclo cerrado, es decir tiene retroalimentación de datos.
- No tiene limitaciones de profundidad.
- Las opciones de red reducen el número de líneas de control requeridas
- Aplica fuerza positiva a los instrumentos de fondo sin depender de sistemas de retorno mecánicos o de resorte neumático.

### **Funcionamiento de Direct Hydraulics.**

Para el control de una válvula de control de intervalo, se requieren dos líneas de control desde la superficie. Una línea se conecta al lado abierto del pistón, y la otra línea de control se conecta al lado cerrado del pistón. La presión aplicada a una línea, pero no a la otra lleva al pistón a la posición correspondiente. Ya que el pistón está unido mecánicamente al mecanismo de apertura de la ICV, el movimiento del pistón posiciona la válvula. Esta característica se probó por mejorar la habilidad de cambiar la posición de una válvula atorada por sarro. El número de líneas requeridas es  $N \times 2$ , donde N es el número de válvulas de control en la terminación. Ver Fig. 2.3

Un sistema Direct Hydraulics puede incluir los siguientes componentes:

- Válvula de control de intervalo (ICV).

- Módulo de posicionamiento incremental Accu-Pulse.
- Dispositivo de aislación zonal, como un empacador recuperable HF-1 premium WellDynamics.

### **Válvula de control de intervalo (ICV).**

En aplicaciones donde se requiere el control abierto/cerrado, se utiliza HV-ICV. Para una resolución mayor del control de flujo, la HVC-ICV puede ser usada en conjunto con el módulo de posicionamiento incremental Accu-Pulse.

### **Módulo de posicionamiento incremental Accu-Pulse.**

Permite usar la válvula como un estrangulador, reparte un volumen repetible fijo al pistón de la ICV en cada activación, el módulo Accu-Pulse provee un posicionamiento exacto, repetible e incremental de la ICV, del estado completamente cerrado a completamente abierto, o viceversa. El modulo Accu-Pulse permite hasta once posiciones discretas.

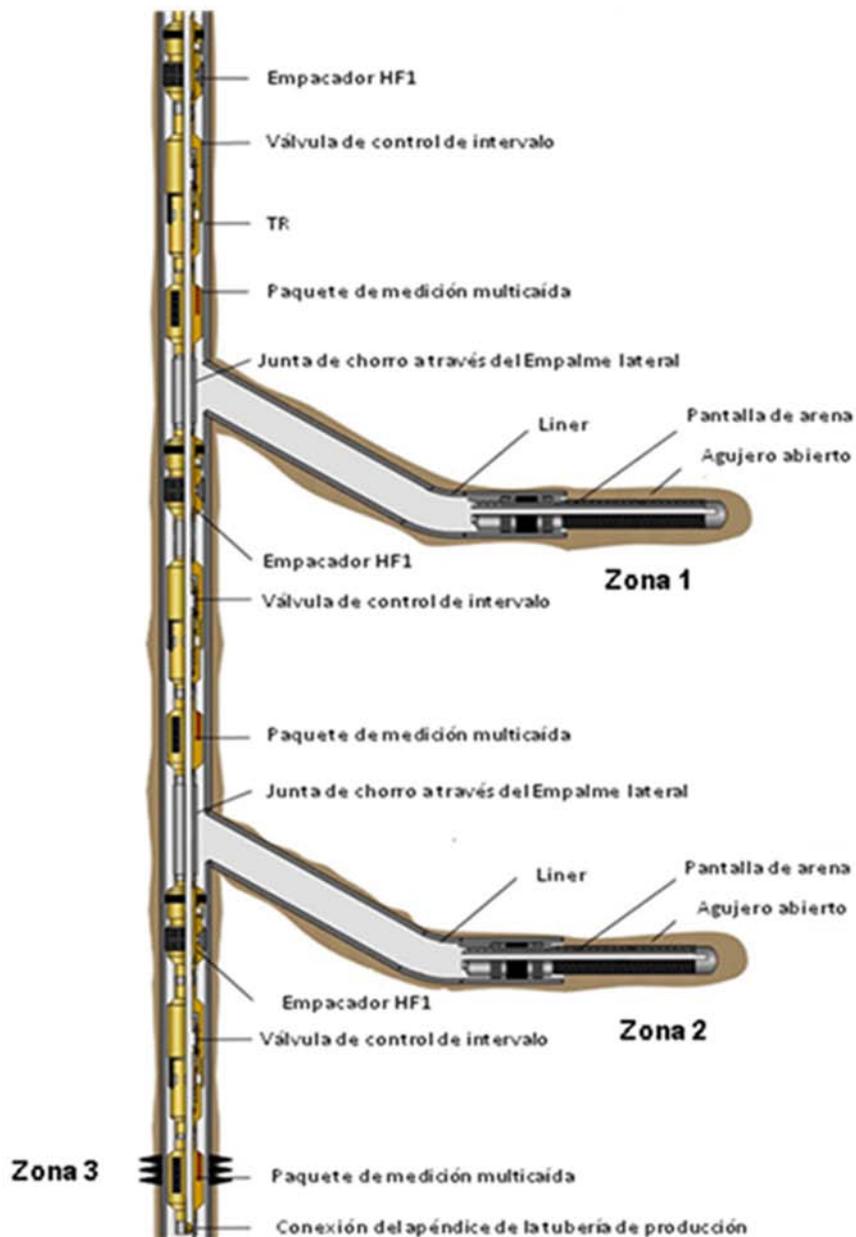
### **2.3.3 Mini Hydraulics de WellDynamics.**

El sistema Mini Hydraulics usualmente se utiliza donde se requiere la producción o el cierre selectivo remoto y cuando el número de penetraciones de cabeza de pozo es limitado. El aspecto de activación remoto ofrece un valor significativo para operadores donde las operaciones con cable son difíciles, caras o imposibles. Esto típicamente ocurre en pozos horizontales o desviados, en aplicaciones de bombas electro-sumergibles, situaciones de aceite pesado y parafinas, etc. Pozos con múltiples intervalos que esperan entrada de agua o gas en un futuro son fácilmente controlados con el sistema Mini Hydraulics.

### **2.3.4 Sistema de control de fondo Digital Hydraulics de WellDynamics.**

Es un sistema de terminación de pozos inteligentes completamente hidráulico multicaída (multiplexado) que provee control zonal confiable y simple para los yacimientos más complejos. Digital Hydraulics permite a más de seis instrumentos de control de flujo ser controlados a partir de tres líneas de control hidráulico, reduciendo el número de penetraciones en los colgadores de la tubería, reduciendo la complejidad y el riesgo en las operaciones.

Digital Hydraulics es ideal para las aplicaciones de terminación de pozos inteligentes con tres a seis zonas donde todas demanden control hidráulico.



**Fig. 2.3.** Ejemplo de aplicación del Sistema Direct Hydraulics.

Digital Hydraulics puede controlar cualquier herramienta de control de flujo del inventario probado en campo de WellDynamics. Digital Hydraulics se puede usar para controlar válvulas de control de intervalo (ICVs) de apertura/cierre o válvulas lubricantes (LVs) para proveer

control de flujo abierto/cerrado de cada zona. Cuando se combina con el módulo Accu-Pulse y HVC-ICV, Digital Hydraulics puede ofrecer control de flujo variable a múltiples zonas.

#### Características.

- Se pueden controlar seis válvulas de fondo con tres líneas.
- Es un sistema completamente hidráulico.
- Se puede usar con sistemas no integrados y fibra óptica.
- La secuencia de la válvula no es dependiente de la presión.
- No tiene limitaciones de profundidad.
- Se puede usar un instrumento de circulación modular opcional para permitir la recirculación o cambio del fluido hidráulico.
- Alcanza fuerzas de activación altas para los instrumentos de control de flujo en ambas direcciones.

#### **Funcionamiento de Digital Hydraulics.**

El diseño de Digital Hydraulics usa la ausencia o presencia de presión (código hidráulico) para comunicarse con un controlador superficial y las herramientas de fondo.

Cuando hay una presión mayor de 2000 psi se representa por un “1”, y una presión menor de 500 psi se representa por un “0”. Dependiendo de la secuencia de unos o ceros se establece la comunicación a un instrumento de control flujo particular con el sistema Digital Hydraulics.

Cada instrumento de control de flujo consta con un decodificador que está diseñado para responder a un código único y para rechazar otros códigos o secuencias. Con este método, la comunicación entre el controlador superficial y las herramientas de fondo mantienen su integridad –aún en determinadas condiciones como: cambios de temperatura, líneas de control largas, fluidos y derrames pueden causar que fallen otros métodos de comunicación hidráulica.

Un sistema Digital Hydraulics de tres líneas es capaz de controlar independientemente hasta seis instrumentos de control a través de la aplicación en secuencia de presión, en dos de las tres líneas de control. Ver Tabla 2.1.

#### **Pruebas.**

El sistema de control Digital Hydraulics pasó exitosamente pruebas de simulación en pozos profundos. La herramienta se cicló más de 10,000 veces en un pozo simulado a 125 °C a 5486 m (18000 ft.). Después de estas pruebas la herramienta fue desmontada e inspeccionada. No tuvo un desgaste excesivo, que pudiera haber resultado en una falla a largo plazo.

### Control superficial.

SmartWell Master es un sistema hidráulico superficial completamente automatizado, controlado a partir de una ubicación central, que permite el control de Digital Hydraulics a partir de una estación de control local o remoto.

SmartWell Master traduce la lógica de Digital Hydraulics en operaciones estándar del cuarto de control. Esta traducción permite al operador monitorear y controlar fácilmente múltiples terminaciones Digital Hydraulics, como una zona individual en una terminación de pozo inteligente.

Instrumento/número de zona	Línea 1	Línea 2	Línea 3
A/1		1ra	2da
B/2	2da		1ra
C/3	1ra	2da	
D/4		2da	1ra
E/5	1ra		2da
F/6	2da	1ra	

**Tabla 2.1.** Codificación de la línea de control por presión.

SmartWell Master contiene displays estándares diseñados específicamente para:

- Módulos de alimentación hidráulica
- Módulos de control de pozo.
- Monitoreo de fondo permanente
- Alarmas
- Tendencias

Además, un panel de configuración estándar de pozo muestra cuales pozos están configurados para el proyecto, y un símbolo de alarma estándar muestra las alarmas más recientes en tiempo real que se han activado. Están disponibles botones en la parte superior de la pantalla para permitir un fácil cambio entre los displays.

### **2.3.5 InForce de Baker Oil Tools.**

El sistema de terminación de pozo inteligente InForce usa Baker Oil Tools HCM camisas deslizables accionadas hidráulicamente, controladas remotamente; empacadores de aislamiento y monitoreo de fondo permanente para lograr control de flujo remoto y reducir la detección y los tiempos de respuesta de las condiciones cambiantes de fondo.

El empacador de alimentación múltiple de Baker Oil Tools acomoda el paso de las líneas de control para permitir que múltiples camisas deslizables sean ubicadas en la zona de objetivo. El sistema se opera remotamente desde superficie a través de líneas de control hidráulicas dedicadas, ayudando al control y aislación zonal de encendido/apagado. Cada camisa deslizable es activada desde superficie por dos líneas de control hidráulicas.

El sistema hidráulico InForce se puede controlar manualmente o automáticamente, usando válvulas y accionadores ligados a la unidad de control SCADA (Sistema de Supervisión Adquisición y control de datos). Se puede incorporar la capacidad de control hidráulico en el panel de control de una plataforma de producción durante la fase de diseño.

Los instrumentos de fondo permanente de cuarzo en el sistema InForce mandan datos de presión y temperatura en tiempo real a un sistema superficial basado en PC que monitorea cada zona. Los datos se pueden capturar por el sistema SCADA del operador, usando el protocolo de comunicación MODBUS, o puede ser descargado en una PC individual. Un simple conector eléctrico penetra la cabeza de pozo y provee la comunicación y potencia a cada instrumento.

### **2.3.6 InCharge de Baker Oil Tools.**

InCharge es el primer sistema inteligente que usa potencia eléctrica, válvulas controladas y estranguladores infinitamente variables. El sistema InCharge monitorea las mediciones de presión, temperatura y flujo en la cara del pozo, en el espacio anular como en la tubería de

producción. Los estranguladores infinitamente variables permiten el control selectivo del gasto de zonas individuales. Con la administración de las condiciones de producción y/o inyección en tiempo real y con el control selectivo del gasto de las zonas individuales, el operador puede asegurar la optimización del pozo continuo en respuesta a las condiciones de fondo cambiantes. La contribución de flujo puede ser propiamente distribuido, la entrada de agua o gas puede ser controlado y múltiples zonas objetivo puestas a producción o cerradas selectivamente a partir de los sistemas de control basadas en PC.

	WellDynamics				Baker Oil Tools	
Sistema De control	SCRAMS	Direct Hydraulics	Mini Hydraulics	Digital Hydraulics	Inforce	Incharge
Método de accionamiento	Electro/hidráulico	Hidráulica directa	Hidráulica directa	Hidráulica Multiplexado	Hidráulico	Eléctrico
Control de flujo (Resolución)	Infinitamente variable	On/Off o incremental con mod. Accu-Pulse	On/Off o incremental con mod. Accu-Pulse	On/Off o incremental con mod. Accu-Pulse	On/Off o incremental.	Infinitamente variable
No. De líneas de control	2 líneas de paquetes planos	2 líneas x válvula o multiplexado	2 líneas x válvula	3 líneas controla hasta 6 instrumentos	2 líneas x válvula o multiplexado	1 línea de control
# zonas que monitorea	N			6		12
Redundancia	si	no	no	no	no	configurable

**Tabla 2.2.** Comparación de los Sistemas de control de fondo

El sistema InCharge se aplica igualmente a pozos verticales, horizontales y desviados, terminados en tierra o en costa afuera. Un aspecto particular útil de este sistema en operaciones marinas es que utiliza una línea de control simple que penetra empacadores y cabeza de pozos. Combinando la transmisión de potencia, comandos, control, y transmisión de datos en un conducto de ¼ de pulgada, ofreciendo simplicidad sin sacrificar funcionalidad. A

partir de esta línea de control el operador puede controlar y monitorear más de 12 zonas en un pozo, y hasta 12 pozos a partir de un solo sistema de control superficial InCharge.

El uso de umbilicales directos sobre distancias largas puede ser costoso e ineficiente en líneas eléctricas, al romperse la línea, y en líneas hidráulicas, en donde el tiempo de respuesta se vuelve inaceptable. En estas instancias o cuando los pozos están distribuidos en áreas largas, el uso de un sistema de control submarino electro/hidráulico puede ser más eficiente en costos y de diseño efectivo.

## **2.4 Válvulas de control de flujo.**

A continuación se describe las características de algunas válvulas de control de flujo de fondo de algunos proveedores:

### **2.4.1 Válvulas de Control de Flujo Hidráulico TRFC-HN AP y TRFC-HN LP de Schlumberger**

Descripción:

La válvula de control de flujo hidráulica recuperable producción anular TRFC-HN AP por sus siglas en inglés (Tubing Retrievable Flow Control Hydraulic Annular Production) y la válvula de control de flujo hidráulica recuperable producción en línea TRFC-HN LP por sus siglas en inglés (Tubing Retrievable Flow Control Hydraulic Line Production), proveen control de flujo accionado remotamente en el fondo del yacimiento a través de la terminación de pozos inteligentes. Un tubo capilar hidráulico de 0.25 pulg., controla la sección de estrangulamiento de la herramienta.

La válvula TRFC-HN AP para producción anular permite el paso de dos tubos capilares a través de la válvula, mientras que la válvula TRFC-HN LP permite el paso de tres tubos. La válvula TRFC-HN LP tiene una cubierta a través de la sección del estrangulador en la parte baja de la válvula para permitir el control de la producción en la misma tubería.

Las válvulas de control se usan típicamente en pozos que tienen una sarta produciendo dualmente, que no estén directamente adyacentes a la cara del yacimiento a partir de dos zonas del yacimiento, así como en pozos multilaterales. La válvula TRFC-HN LP es indicada para pozos terminados que usan el sistema de terminación multilateral RapidSeal de Schlumberger.

El método de accionamiento se basa en la tecnología de las válvulas de seguridad sub-superficial Camco, controladas superficialmente, usa ciclos de presión para cambiar las válvulas a la posición calibrada. Estos sistemas se manufacturan en una variedad de materiales y son convenientes en las terminaciones donde se espera erosión severa. Los materiales empleados para fabricar las válvulas cumplen la especificación NACE MR 01 75.

Se puede usar con las válvulas TRFC-HN AP o TRFC-HN LP el sistema de producción de monitoreo y equipo de comunicación en pozo WellWatcher de Schlumberger, para monitorear temperatura y presión de fondo. Las diferentes posiciones de estrangulamiento ofrecen beneficios que mejoran la producción:

- Producción mezclada, posible por el control preciso de la presión diferencial (reducción) entre la formación y el pozo en varias capas, se puede optimizar al modificar la posición del estrangulador para cambiar el gasto de las zonas y reducir el flujo cruzado.
- Se controla la presión de burbujeo.
- Se controla la Relación Gas Aceite (RGA) al ajustar la configuración del estrangulador de fondo para producir aceite del intervalo con la menor cantidad de gas.
- Se controla la conificación de gas y agua al ajustar el estrangulador de fondo para reducir las caídas de presión.

Aplicaciones.

- Terminación de pozos inteligentes.
- Terminaciones con erosión severa
- Aislación zonal.

Beneficios.

- Adaptable al control de flujo de acuerdo a los incrementos especificados por el cliente.
- Cierres positivos a profundidades verticales verdaderas mayores de 3658 m (12000 ft).
- No hay caídas de presión o limitaciones de flujo a través del sistema.

Características.

- Ajuste incremental del estrangulador.

- Tecnología hidráulica para la operación del actuador confiable y probada con tiempo Camco SCSSV.
- Cierre por resorte de gas probado en campo.
- Las operaciones se probaron en campo, usando un conducto de control hidráulico desde superficie
- Área de flujo equivalente al área de flujo de la tubería.
- Capacidad de alto volumen de flujo.
- Útil para aplicaciones de alto volumen.
- 10 posiciones de estrangulamiento disponible además de la posición completamente cerrado.

#### **2.4.2 Inforce HCM-S de Baker Oil Tools.**

Inforce HCM-S es una válvula multi-posición de fondo que se acciona en superficie. Está diseñada para aplicaciones de flujo mezclado. Esto proporciona la habilidad para controlar los gastos de producción o inyección en intervalos seleccionados sin la necesidad de intervención.

Inforce HCM-S consiste de dos módulos. El módulo de la válvula y el módulo de escalonamiento. El módulo de escalonamiento tiene un circuito de desplazamiento hidráulico de dos pasos para avanzar el inserto a varias posiciones de estrangulamiento. El circuito consiste de los pistones “cero” e “incremental” Dependiendo del volumen predeterminado de desplazamiento, la válvula es capaz de tener de 8 a 12 posiciones de estrangulamiento incluyendo la posición completamente abierto y cerrada.

Ventajas:

- Usa desplazamiento de fluido para posicionar el inserto a varias posiciones de estrangulamiento.
- Se mueve de cualquier posición, a la posición completamente cerrada en una simple aplicación de presión al puerto de cierre.
- No hay posiciones intermedias entre las posiciones de estrangulamiento.
- Se puede obtener múltiples posiciones de estrangulamiento desde la superficie sin intervención.
- Incorpora tecnología de sello sin elastómeros.
- Conexiones de cuerpo premium metal-metal.

- El Material del estrangulador es de carburo de tungsteno (insertos y en la carcasa).
- Perfil integral para un cambio mecánico secundario.
- Sistema de sello aislado del flujo.
- Anillo difusor para proteger los sellos primarios durante las operaciones de abertura y flujo.
- Permiten el paso de líneas de control a través de ellos.
- Disco de explosión disponible como medida precautoria en caso de que el módulo de escalonamiento falle, la válvula HCM-S puede ser operada como un módulo de abertura/cierre.
- Línea de control compatible con fluidos base agua y aceite.

El módulo de la válvula tiene un pistón balanceado hidráulicamente. La sección del puerto del inserto y la carcasa están diseñadas para la resistencia de flujo erosivo utilizando componentes de carburo de tungsteno. La válvula HCM-S puede ser abierta repetidamente a temperatura máxima con presiones diferenciales de hasta 3000 psi con una presión diferencial sostenida de flujo de 1500 psi.

La válvula HCM-S puede ser cambiada de posición de estrangulamiento aplicando presión a la línea de control abierta desde superficie.

#### **2.4.3 Válvula de control de intervalo (ICV) serie HV de WellDynamics.**

Válvula de fondo que se opera remotamente para Controlar el flujo dentro o fuera de un intervalo de yacimiento aislado. La serie HV es una parte instrumental de la tecnología de terminación de pozos inteligentes y son diseñadas para el uso en donde se requiere el control on/off o selectivo sobre la producción o inyección.

La serie HV se desarrolló mejorando las características de diseño de las válvulas CC-ICVs y CV-ICVs probadas en campo para crear un diseño efectivo en costo y con niveles de desempeño mejorados.

#### **Características:**

- Cierre de sello robusto metal-metal que permite altas descargas diferenciales.

- Un mecanismo de pistón aprieta el sello de cierre proporcional a la presión diferencial aplicada.
- Orientación de flujo configurable con un amplio rango de estrangulamientos predefinidos.
- Sellos de accionamiento termoplásticos inertes.
- Facilidad de invalidación mecánica.
- Un mecanismo integral de seguro elimina el requerimiento de mantener presión hidráulica en el accionador del pistón.

### **Opciones del modelo.**

La serie HV ICVs consiste de dos modelos:

- HVO-ICV provee un control de flujo on/off.
- HVC-ICV provee un control de flujo variable (estrangulamiento) con un elemento de orientación de flujo configurable. El elemento de orientación de flujo junto con la medida de presión y temperatura, permite el cálculo exacto de la estimación de gasto.

La serie HV puede ser utilizada en conjunto con instrumentos de fondo permanentes no integrados (PDGs) para la medición de presión y temperatura.

La serie HV opera efectivamente en un rango de aplicaciones, como:

- Ambientes de alta presión/alta temperatura (HPHT).
- Auto levantamiento artificial de gas.
- Inyección de agua
- Producción mezclada.

### **Funcionamiento de las válvulas serie HV.**

Ambos modelos usan el mismo principio de operación y son controlados por presión diferencial aplicada al accionador del pistón por líneas de control hidráulicas. Se necesita una presión diferencial mínima de 250 psi para desasegurar el sello metal-metal y permitir la abertura de la

válvula. Una vez desasegurada, la válvula se puede abrir completamente o regresar a la posición completamente cerrada con la aplicación de presión a la línea de control apropiada.

### **Opciones de control.**

Todos los modelos son compatibles con los sistemas de control SmartWell de WellDynamics. La elección del sistema de control depende de los requerimientos operacionales de la instalación específica, del número de las penetraciones a la cabeza de pozo disponibles, y de la función deseada de la válvula de control de intervalo.

Se puede usar el Sistema Direct Hydraulics de WellDynamics con las válvulas serie HV, usando dos líneas de control para cada válvula de control o en aplicaciones multi-zonas, el número de líneas de control se puede optimizar con opciones de redes. Las válvulas de control de intervalo se pueden poner en red con una línea común de cierre (o apertura) para minimizar el número de líneas de control a utilizar, sin afectar la capacidad del sistema.

También se puede usar las válvulas serie HV con el sistema Digital Hydraulics explicado anteriormente.

### **Uso del módulo de posicionamiento incremental Accu-Pulse de WellDynamics con HVC-ICV.**

Se puede lograr el posicionamiento incremental discreto de las válvulas HVC-ICV complementando el sistema Direct Hydraulics o Digital Hydraulics con el módulo de posicionamiento incremental Accu-Pulse, que permite a la válvula ser usada como un estrangulador.

#### **2.4.4 Válvula de control de intervalo (ICV) serie HS de WellDynamics.**

La válvula de control de intervalo (ICV) serie HS de WellDynamics es una válvula de control de fondo de nueva generación. Basada en la tecnología popular de WellDynamics HVC-ICV, las válvulas HS-ICV están diseñadas para aplicaciones de aguas profundas de alta presión y alta temperatura en las que las condiciones de operación son extremadamente severas.

La válvula HS-ICV tiene ocho posiciones estándar de flujo de gas/líquido cuya orientación de flujo ha sido caracterizado para ofrecer una producción/inyección óptima en diferentes

posiciones. Sensores opcionales rastrean el perfil de flujo. Estos sensores de posición facilitan al operador datos de retro-alimentación en tiempo real para confirmar el movimiento de las válvulas.

### **Beneficios.**

- Control de flujo remotamente dentro o fuera del yacimiento en ambientes difíciles como en aguas profundas y HPHT.
- Elimina el potencial que los recortes de producción queden atrapados en el interior de la herramienta y previene consecuentemente el movimiento de la válvula o la integridad del sello al impacto.
- Obtiene confirmación en tiempo real de los movimientos de la válvula con el uso de sensores opcionales.
- Descarga a una máxima presión diferencial de 5,000 psi sin dañar ninguna válvula, por su sello metal-metal, la mayor capacidad de descarga en la industria.

### **Características.**

- Sello metal-metal tolerante a los recortes de producción.
- Orientación de flujo de líquido/gas configurable.
- Se puede usar en aplicaciones on/off para evitar intervenciones o en aplicaciones de estrangulamiento de administración de yacimiento avanzadas con el módulo Accu-Pulse.
- El diseño del mandril de la válvula permite la intervención mecánica en caso de falla del sistema hidráulico.

En aplicaciones de estrangulamiento de árbol seco, la retroalimentación del sensor de posición se puede usar en conjunto con la tecnología de posicionamiento superficial de WellDynamics para posicionar remotamente la ICV, eliminando el requerimiento del módulo Accu-Pulse de fondo.

**Tabla 2.3. Comparación de las válvulas de control de fondo**

Válvula	WellDynamics									Schlumberger	
	MC Series		IV Series		HV Series				HS series	TRFC-HN AP	TRFC-HN LP
Tamaño (pulg)[mm]	27/8 [73.025]	31/2 [88.9]	31/2 [88.9]	51/2 [139.7]	27/8 [73.025] ]	31/2 [88.9]	41/2 [114.3]	51/2 [139.7]	31/2 [88.9]	31/2 [88.9]	31/2 [88.9]
Versión on/off	No	No	-	-	Disponible	disponible	Disponible	disponible	disponible	disponible	disponible
Versión Choking	disponible	disponible	disponible	Disponible	Disponible	disponible	Disponible	disponible	disponible	disponible	disponible
Dm interior mínimo (pulg)[mm]	2.250 [57.5]	2.750 [69.85]	2.750 [69.85]	4.562 [115.87]	2.315 [58.8] 2.318 [58.87]	2.750 [69.85]	3.750 [95.25]	4.56 [114.3]	2.750 [69.85]	2.812 [71.425] ]	2.812 [71.425] ]
Dm exterior máx (pulg)[mm]	4.66 [118.36]	5.468 [138.88] ]	5.995 [152.27] ]	8.275 [210.185]	4.66 [118.36] 4]	5.85 [148.59]	7.125 [180.975]	8.274 [210.15]	5.85 [148.59]	5.250 [133.35] 0]	5.250 [133.35] 0]
Presión de trabajo max (psi) [KPa]	5000 [34516]	5000 [34516]	7500 [51711]	7500 [51711]	7500 [51711]	7500 [51711] 10000 [69033]	7500 [51711] 10000 [69033]	7500 [51711]	7500 [51711] 10000 [69033] 15000 [103549]	7,500 [51711]	7,500 [51711]
Presión diferencial máxima de descarga (psi) [KPa]	1,000 [6903.3] ]	1,000 [6903.3] ]	5000 [34,516 .55]	4000 [27613.2 4]	5000 [34,516 .55]	5000 [34,516.5 5]	5000 [34,516.5 5]	5000 [34,516.5 5]	5000 [34,516.5 5]	1,500 [10,432 ]	1,500 [10,432 ]
Temp. Máx. [°C]	135	135	135	135	135	135	135	135 163	4-165	163	163

### **Funcionamiento de la válvula HS-ICV.**

La válvula HS-ICV se acciona hidráulicamente y se puede operar remotamente desde superficie usando el sistema confiable Direct Hydraulics o Digital Hydraulics ambos de WellDynamics. Los sellos Premium termo-plásticos de la cámara hidráulica están diseñados para operar con presiones de accionamiento altas y un rango de temperatura de 4°C a 165°C. La válvula se sometió a un programa de calificación estricto, con pruebas de presión, temperatura, de recortes de producción y erosión.

El cuerpo de la válvula HS-ICV tiene dos ranuras para acomodar líneas de sensores de posición dedicadas de ¼ pulg, y permite el paso de hasta seis líneas de control hidráulicas o de cable de instrumentación, todo sin comprometer la tasa de trabajo exterior del cuerpo de la válvula de presiones diferenciales de hasta 10,000 psi.

### **Diseño tolerante a los recortes de producción.**

La válvula HS-ICV se diseñó y probó para que la orientación de flujo asegure la integridad de sello metal-metal aún al estar expuesta a recortes de producción pesados. El diseño del mandril de una pieza elimina el potencial de que los recortes de producción queden atrapados en el interior de la herramienta y previene consecuentemente el movimiento de la válvula.

### **Versiones con cubrimiento.**

Está disponible una configuración con cubrimiento de las válvulas HS-ICV para aplicaciones de empaque de grava de dos zonas. El cubrimiento puede ser ajustado con un inserto de carburo cuando la válvula se usa en aplicaciones de inyección con empaques de grava.

## **2.5 Sensores.**

### **2.5.1 Medidor de Flujo Multifásico.**

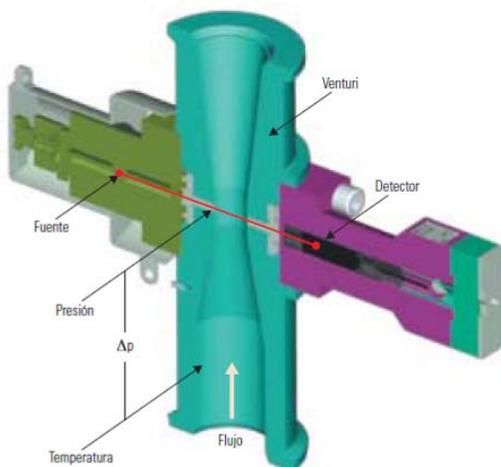
#### **2.5.1 .1 Medidor de Flujo Multifásico Superficial.**

La adquisición estándar de datos de presión y flujo en superficie constituyó una práctica común durante décadas, y todavía se utiliza para evaluar la producción total de los pozos y campos, fundamentalmente por razones fiscales. Sin embargo, las mediciones de flujo obtenidas en la

superficie también permiten la evaluación del desempeño del pozo. Es necesario conocer la fracción de cada fase de fluido para evaluar con exactitud el desempeño del pozo durante las pruebas del mismo. En los pozos de exploración, se utilizan separadores de pruebas para separar, medir y obtener muestras del efluente del pozo. Los separadores de pruebas son extremadamente voluminosos, un claro inconveniente en ambientes marinos donde los espacios, tanto, los de superficie como los submarinos son limitados. La instalación y operación de estos separadores es costoso. A pesar de que los separadores de pruebas son el estándar de la industria para las pruebas de pozos y la asignación de la producción, su desempeño se compromete cuando el crudo se espuma, cuando se producen emulsiones de agua y petróleo o cuando se producen flujos en baches. Además los separadores de pruebas convencionales poseen generalmente una capacidad limitada para procesar los fluidos producidos, limitando el flujo máximo e impactando potencialmente los ingresos provenientes de la producción. Tanto los medidores de flujo multifásicos (polifásicos) de superficie como los de fondo de pozo superan muchas de estas limitaciones, por lo que se están utilizando frecuentemente.

$$Q_{total} = K \left[ \frac{\Delta p}{\rho_{mezcla}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (2.1)$$

Donde  $Q_{total}$  es el flujo volumétrico total,  $K$  es la constante de proporcionalidad para el venturi específico,  $\Delta p$  es la diferencia de presión medida por dos medidores de presión absoluta o un medidor de presión diferencial, y  $\rho_{mezcla}$  es la densidad medida del fluido o de la combinación de fluidos.



**Fig. 2.4.** Sección transversal de un medidor de flujo multifásico. Los principales componentes de un medidor de flujo multifásico incluyen un venturi, que permite el mezclado, de modo que se pueda obtener una medición precisa del flujo másico total, utilizando medidores de temperatura y de presión diferencial. Para medir las fracciones de petróleo, agua y gas se utiliza un detector de rayos gamma de energía dual y una fuente radioactiva.<sup>8</sup>

Diversas compañías de servicios desarrollaron diferentes tecnologías, por ejemplo Schlumberger y Framo Engineering diseñaron sistemas de superficie móviles y permanentes - el equipo fijo multifásico de vigilancia rutinaria de la producción del pozo PhaseWatcher y el equipo portable multifásico de pruebas de pozos periódicas PhaseTester, respectivamente- que utilizan la tecnología Vx de pruebas de pozos multifásicos para controlar los pozos en ambientes difíciles. Estos sistemas combinan una medición de flujo multifásico a través de un venturi, con una medición de densidad en base a la atenuación de rayos gamma de energía dual. Las mediciones de presión y temperatura indican la relación presión-volumen-temperatura (PVT) dentro de la línea de flujo. Estas mediciones proporcionan datos de fases precisos y continuos, permitiendo el cálculo de las fracciones de las tres fases –petróleo gas, gas y agua- a intervalos de 22 mts (Fig. 2.4). Los sistemas Vx son más fáciles de instalar, más seguros y más eficientes que los separadores de pruebas. Además, los sistemas Vx no requieren separación de fases o acondicionamiento del flujo aguas arriba del punto de medición, pueden adaptarse a requisitos de pruebas más extensas y ocupan menos espacio. La tecnología Vx ha demostrado ser más exacta que los separadores de pruebas, porque las mediciones se hacen continuamente a una tasa alta de muestreo, permitiendo inclusive, efectuar mediciones precisas de los flujos en baches.

El uso de un venturi facilita la medición de las tasas de flujo másico debido a su simplicidad, su eficiencia para mezclar las fases y el hecho de que la caída de presión a través de un venturi se puede convertir a tasa de flujo másico, debido a que la densidad del fluido se mide óptimamente.

Cuando las fases no están bien mezcladas, tal como ocurre en el caso de flujo estratificado en pozos horizontales, el deslizamiento entre las fases puede ser significativo y conduce a errores en las mediciones de las tasas de flujo de cada fase. En la adquisición de registros de producción de pozos horizontales, muchas de las mediciones de velocidad de una sola fase y de su retención (hold up) se combinan con un modelo de deslizamiento para evitar estos errores, pero este modelo es complicado en un ambiente permanente. Sin embargo, en flujo bien mezclado, el deslizamiento entre las fases es pequeño y el cómputo del flujo de una fase dada se puede expresar generalmente como:

$$Q_f = \alpha_f Q_{total} \quad (2.2)$$

Donde  $Q_f$  representa la tasa de flujo volumétrico de una fase de fluido dada y  $\alpha_f$  es la retención o fracción de fase, de esa determinada fase de fluido. La retención es igual al corte de esa fase cuando los fluidos están bien mezclados.

En los medidores de superficie multifásicos PhaseTester y PhaseWatcher,  $\alpha_{mezcla}$  y  $\alpha_f$  se derivan de las mediciones de la atenuación de rayos gamma. La herramienta de adquisición de registros Litho-Densidad realiza mediciones similares en el fondo del pozo para determinar la densidad y litología de la formación. En medidores de flujo de superficie, la fracción de fase se determina midiendo la atenuación de los rayos gamma de baja y alta energía, emitidos desde una pequeña fuente radioactiva, que interactúa con los fluidos de producción a través de la dispersión de Compton. La atenuación de los rayos gamma se mide mediante un detector de centelleo y es proporcional a la densidad de electrones del fluido, o fluidos combinados, dentro de la tubería. La densidad de electrones del fluido se halla íntimamente relacionada con la densidad del fluido. En un sistema de dos fases, con densidades de fluidos conocidos, las fracciones de cada fase se pueden determinar dado que el total debe de ser igual a la unidad. Sin embargo, para que los medidores de flujo multifásico de superficie generen información de las tres fases, se requiere otra medición. De un modo similar al empleado para determinar la litología a partir de un triángulo de tres minerales.

### **2.5.1.2 Medidores de Flujo de Fondo.**

Las mediciones efectuadas en superficie generalmente no describen el comportamiento del yacimiento, especialmente cuando las terminaciones son complejas. Al llevar los medidores al fondo de pozo e instalarlos cercanos a la formación, los ingenieros pueden observar en forma directa y en tiempo real la respuesta de producción desde el yacimiento. Los datos de fondo de pozo se pueden utilizar para diagnosticar más precisamente los problemas de producción, pronosticar el desempeño futuro del yacimiento y permitir la optimización de la producción de pozos de zonas múltiples y multilaterales, utilizando la tecnología de control de flujo de fondo de pozo.

El gradiomanómetro de producción permanente integrado FloWatcher de Schlumberger es un medidor de flujo de fondo de pozo diseñado para medir el flujo de dos fases. Este medidor emplea un venturi, dos medidores de presión de cuarzo –uno instalado en la garganta del venturi y otro en la entrada del mismo –y un tercer medidor de presión colocados aguas arriba

del venturi. El tercer medidor se utiliza en combinación con uno de los otros medidores en el venturi para determinar la densidad promedio,  $\rho_{mezcla}$ , del fluido entre los medidores. La retención de las fases individuales,  $\alpha_f$ , puede determinarse si se conocen las densidades de las dos fases individuales. Esta tecnología se utiliza comúnmente en la adquisición de registros de producción y se comporta adecuadamente donde la desviación del pozo no se acerca a la horizontal porque los gradiomanómetros dependen de las fuerzas gravitacionales. También se aplica con éxito donde las velocidades del flujo son lo suficientemente altas para minimizar los efectos de deslizamiento de fase y donde no se requiere la detección de pequeñas cantidades de agua.

En los pozos horizontales, la medición de  $\alpha_f$  y  $\rho_{mezcla}$ , se debe de obtener por diferentes medios. En 1999, científicos de Schlumberger desarrollaron el densitómetro FloWatcher (FWD, por sus siglas en inglés) que es un medidor de flujo multifásico creado para medir los datos del flujo en el fondo del pozo en terminaciones cada vez más complejas; desde pozos horizontales hasta pozos multilaterales con control de flujo en fondo de pozo. Al igual que los medidores de superficie Vx, el medidor de flujo FWD utiliza la tecnología del venturi y una medición de la densidad a partir de la atenuación de rayos gamma. Sin embargo, los distintos regímenes de flujo encontrados en pozos horizontales y altamente desviados, incluyendo flujos estratificados, re circulantes y en baches, son bastante diferentes de los de superficie. Afortunadamente, el simple enfoque basado en la capacidad de mezclado inherente del venturi es adecuado, aún para estos regímenes de flujo y a velocidades de flujo relativamente bajas. La medición de la densidad se realiza en los lugares en que las fases están bien mezcladas y libres de deslizamiento.

Por razones de seguridad ambiental, el FWD utiliza una fuente de rayos gamma de extremadamente baja actividad, del mismo orden de magnitud que la utilizada en los detectores de humo. El bajo poder de la fuente significa que es difícil implementar la medición del factor fotoeléctrico utilizada en la tecnología Vx. Esta medición se vería afectada por incrustaciones inorgánicas, tales como el sulfato de bario que se forma en el interior de las tuberías de producción, del mismo modo en la medición de litología de la herramienta de Litho-densidad se ve afectada por la barita. Por último la capacidad de caracterizar completamente las tres fases en los medidores de flujo multifásico de fondo de pozo, generalmente no representa un problema, porque muchos pozos producen sólo dos fases en el fondo. Aún cuando las tres fases estén presentes, la medición continua de la densidad es capaz de indicar cambios

abruptos en el flujo. Por ejemplo la irrupción de gas producirá una dramática disminución de la densidad del fluido que es claramente evidente en la medición de dicho parámetro.

Este medidor ayuda a caracterizar problemas de conificación de gas detectando, en el fondo del pozo, el cambio de la densidad del hidrocarburo fluvente. El análisis de los datos del medidor de flujo de fondo de pozo puede medir, la presión del punto de burbujeo y la densidad, y rápidamente detecta la irrupción de agua antes de que se advierta en la superficie. El despliegue de esta tecnología puede eliminar la necesidad de separadores de pruebas convencionales, evitando así las limitaciones potenciales de los regímenes de producción durante las pruebas. El uso proactivo de mediciones de flujo multifásico de fondo de pozo incluye la observación de los cambios de fases para predecir los aumentos de corte de agua y gas, ofreciendo importantes beneficios para el manejo de la producción.

### **2.5.2 Sensores de Fibra Óptica.**

En diciembre de 1926, Clarence W. Hansell propuso el uso de fibra óptica para transmitir imágenes ópticas. La tecnología de fibra óptica se ha aplicado en numerosas industrias, particularmente en telecomunicaciones. Los sensores permanentes de fibra óptica de fondo de pozo se introdujeron en la industria de petróleo y gas a principios de la década de 1990, pero su uso empezó a ser ampliamente difundido en el 2001. Los sensores de fibra óptica son completamente pasivos, son totalmente inmunes a la radiación electromagnética, y lo suficientemente pequeños, 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 de 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.

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, DTS).

### 2.5.2.1 Sensores de Temperatura Distribuida.

Actualmente, los medidores de fibra óptica ampliamente utilizados miden la distribución de temperatura a lo largo del pozo. Los datos de temperatura de fondo de pozo se han adquirido desde principios de la década de 1930 mediante registros operados con cable, tanto en pozos en agujero descubierto como entubados. Sin embargo, bajar herramientas convencionales de adquisición de registros de producción (PL por sus siglas en inglés) en pozos con algunos de los diseños de terminación más avanzados de hoy día, es bastante desafiante. Las mediciones de temperatura en pozos entubados constituyen un elemento importante de los registros de producción modernos y son extremadamente útiles cuando se combinan con otros datos, tales como presión, tasas de flujo a partir de un molinete y un gradiomanómetro. Sin embargo, los registros de temperatura se efectúan sólo ocasionalmente y proporcionan un perfil de temperatura a lo largo del pozo para un instante dado. Los diseños actuales de terminación y de pozos complejos complican y encarecen los estudios ocasionales, influenciando la decisión de impedir la adquisición de registros en perjuicio de la obtención de conocimientos.

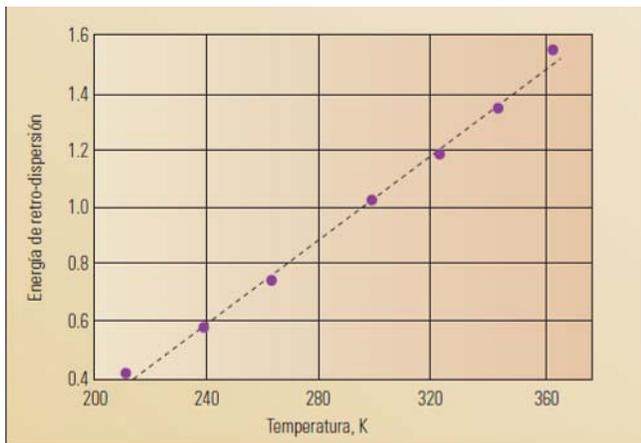
Diversas compañías petroleras prestadores de servicios, desarrollaron diferentes sistemas de medición de temperatura, siendo el más destacado el sistema de medición de distribución de temperatura (DTS, por sus siglas en inglés) SENSE de Schlumberger.

El sensor DTS registra en forma continua, en espacio y tiempo, proveyendo a los ingenieros datos de temperatura continuos –tan seguido como cada siete segundos– o bajo demanda durante la vida útil del pozo. Los datos de temperatura se pueden recolectar cada metro a lo largo del pozo. Esta medición continua permite la identificación precisa de cuando y donde ocurren los eventos de producción, posibilitando los pasos de control y diagnóstico casi en tiempo real.

La medición DTS emplea rayos láser emitidos por pulsos, una fibra óptica y una unidad opto-electrónica para el procesamiento y despliegue de las señales. La fuente láser envía estallidos de luz de 10 nanosegundos [ns] a través de la fibra óptica. Típicamente las fibras ópticas tienen un núcleo central de sílice de 5 a 50  $\mu\text{m}$  de diámetro y están rodeadas de otra capa de sílice cuyo índice refractivo es ligeramente más bajo. El sílice puro en el núcleo y en las capas circundantes se altera, o mejora, con el agregado de otros materiales –tales como germanio o el flúor- para obtener los perfiles de índice refractivo y propiedades de dispersión deseados. El menor índice refractivo de la capa más externa ayuda a minimizar la atenuación óptica a lo

largo de extensos intervalos de fibra, guiando la luz en o cerca del núcleo de la fibra. Generalmente, la atenuación en la longitud de onda más transparente reduce la señal por solo un factor de 10 por cada 50 km de fibra.

Al aplicar un revestimiento a la fibra se protege de raspaduras y pequeños dobleces que podrían causar potencialmente la pérdida de la señal. Debido a las altas temperaturas, altas presiones, químicos corrosivos, así como el riesgo de abrasión y rotura en ambientes de fondo de pozo, se han desarrollado materiales de revestimiento especiales para proveer mayor protección. Finalmente, la fibra completa –típicamente de 250  $\mu\text{m}$  de diámetro- tiene una protección adicional provista por una línea de control de metal de 0.63 cm de diámetro, dentro de la cual se aloja.



**Fig. 2.5.** Energía de retro-dispersión anti-Stokes en función de la temperatura. La intensidad de la luz dispersa de retorno en la longitud de onda anti-Stokes aumenta a medida que aumenta la temperatura. El rango de temperatura que se muestra abarca desde los 200 °K hasta los 368°K [-73°C a 94 °C]. Esta relación permanece sólida a lo largo del rango de temperaturas en los ambientes de producción de petróleo y gas.<sup>8</sup>

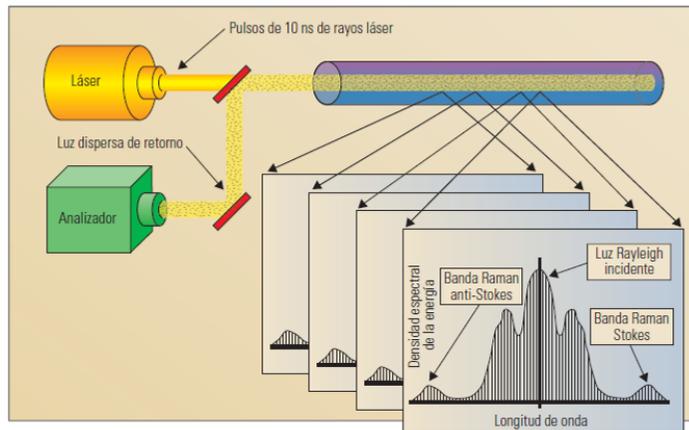
Cuando se transmite luz a través de una fibra óptica, pequeñas cantidades de luz se dispersan y retornan a la fuente (luz dispersa de retorno, luz de retro-dispersión). En la medición DTS, un “anализador “ o unidad opto-electrónica, captura en la superficie los espectros de la luz dispersa de retorno. Uno de los componentes de la luz dispersa de retorno, conocido como señal de Raman, surge de una colisión inelástica de fotones con moléculas en el medio circundante, interactuando a través de estados de energía de vibración molecular. El fotón de retro-dispersión puede entregar energía a la molécula y elevarla a un estado de energía vibracional más alta, denominado estado de dispersión Stokes, o bien ganar energía moviendo la molécula a un estado de energía más bajo, denominado estado de dispersión anti-Stokes. En un medio caliente, más moléculas se hallan en un estado de energía de excitación más alto. Dado que la dispersión anti-Stokes depende del número de moléculas en estado de excitación cuando

colisionan con el fotón, la intensidad de respuesta anti-Stokes depende fuertemente de la temperatura (Fig. 2.5). La dispersión Stokes depende muy poco de la temperatura. Dado que el proceso de dispersión ocurre a nivel molecular, la señal de retro-dispersión es una función continua del tiempo, contrariamente a lo que ocurre con las reflexiones que se observarían frente a un cambio abrupto del índice refractivo, tal como sucede al final de la fibra óptica. (Fig 2.6)

Los cambios de intensidad observados dentro del espectro en las líneas Stokes y anti-Stokes se relacionan directamente con los cambios en la temperatura de fondo de pozo. El analizador separa la luz de ida y la de retorno; de la luz dispersa de retorno, selecciona los dos componentes Raman. Estos componentes son detectados por un fotodiodo, y la corriente eléctrica amplificada es muestreada mediante un rápido convertidor de señal analógica a digital. Las muestras que resultan de cada pulso láser se acumulan en una memoria digital y luego, mediante un procesador se convierten a temperatura. La determinación de la temperatura a una profundidad dada es posible gracias a las eficaces características de transmisión de la fibra y a la velocidad constante de la luz en la fibra. La luz dispersa de retorno puede dividirse en paquetes de luz, y cada paquete representa un determinado intervalo a lo largo de toda la fibra, típicamente 1 m, que corresponde a un intervalo de muestreo de 10 ns en el dominio de tiempo. Se analiza el espectro de cada paquete de luz dispersa de retorno para cada intervalo de muestreo. La temperatura se determina calculando la relación entre la intensidad de la banda anti-Stokes Raman y la intensidad de la banda Stokes Raman, y aplicando la siguiente relación:

$$\frac{1}{T_z} = \frac{1}{T_{Ref}} - \frac{1}{S} \left[ \ln \left( \frac{I_{as}(z)}{I_s(z)} \right) - \ln \left( \frac{I_{as}(Ref)}{I_s(Ref)} \right) \right] \quad (2.3)$$

Donde  $T_z$  es la temperatura en grados Kelvin,  $I_{as}$  e  $I_s$  representan la intensidad de las señales anti-Stokes y Stokes, respectivamente –corregida por pérdidas de propagación- y  $\ln$  es la función logaritmo natural. Las coordenadas  $z$  y  $Ref$  representan la posición del punto de interés y la bobina de referencia, respectivamente, donde  $T_{Ref}$  es la temperatura conocida de una fibra de referencia. El término de sensibilidad  $S$  es dependiente de la constante de Planck, de la constante de Boltzmann y de la diferencia de frecuencia entre la luz incidente y la luz desplazada de Raman. Las intensidades de banda se normalizan con respecto a las medidas efectuadas en la bobina de referencia.



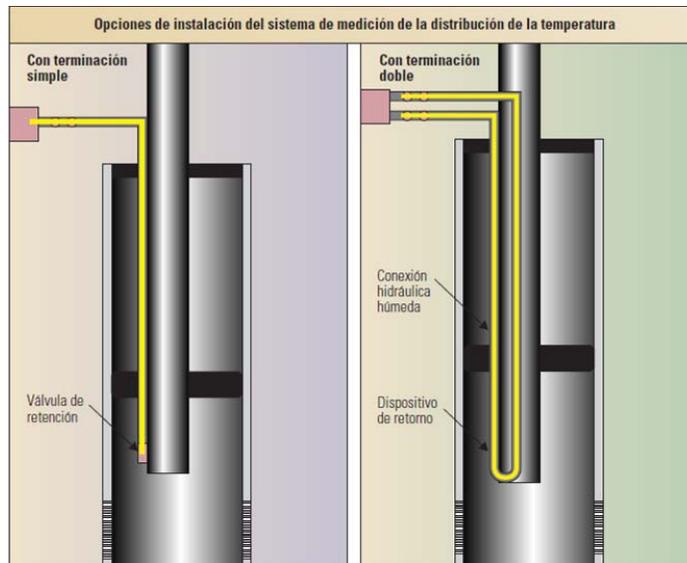
**Fig. 2.6.** Principio de operación del sensor DTS. Se envían pulsos de rayos láser a una fibra óptica, Inmediatamente parte de la luz se dispersa. La luz dispersa que queda retenida dentro del núcleo de la fibra, se transmite de regreso a la fuente donde es captada y re-enviada a un receptor sumamente sensible. La luz

dispersa de retorno muestra un decaimiento exponencial con el tiempo. La velocidad constante de la luz permite determinar la ubicación exacta de la fuente de la luz dispersa de retorno. El analizador determina la intensidad del componente de dispersión Raman a longitudes de onda Stokes y anti-Stokes, el cual es utilizado para calcular la temperatura de la fibra donde se produjo la dispersión.<sup>8</sup>

Los efectos del gradiente geotérmico se pueden observar una vez que un pozo cerrado alcanza la estabilidad térmica. El perfil de temperatura de un pozo cambia a medida que se producen o inyectan fluidos. Además debe de tenerse en cuenta el efecto Joule-Thomson, que explica el cambio de temperatura de un fluido en expansión en un proceso de flujo estacionario. Este cambio en temperatura ocurre tanto en el flujo que ingresa al pozo donde puede ocurrir una caída de presión importante, como en el flujo ascendente del pozo donde se da una caída de presión más gradual. Debido a este fenómeno, es común observar un calentamiento en los puntos de ingreso de petróleo y agua, y un enfriamiento en los lugares de ingreso de gas al pozo. Ambos fenómenos, el gradiente geotérmico y el efecto Joule-Thomson, se tienen en cuenta cuando se interpretan los datos DTS utilizando herramientas de modelado térmico nodal sofisticados.

La instalación de la porción subterránea del sensor DTS es relativamente simple. En primer lugar, la terminación del pozo se diseña con una línea de control, o conducto, de ¼ de pulgadas de diámetro. Este conducto se halla comúnmente sujetado a la tubería de producción y se puede extender todavía más allá de su extremo; frente a la formación a lo largo de los filtros instalados para el control de la producción de arena. La fibra se bombea dentro de dicha línea de control o conducto, utilizando un sistema de despliegue hidráulico. Existen dos técnicas de medición, de terminación simple o de terminación doble. Mientras que la técnica de terminación

simple puede ser la única opción posible debido a las limitaciones relacionadas con la configuración de los componentes de la terminación, el mejor método es el de instalación de terminación doble, que posee una configuración tipo tubo en U. Fig. 2.7.



**Fig. 2.7.** Opciones de instalación de medición de la distribución de temperatura (DTS) con terminación simple o doble. La terminación simple (izquierda) generalmente ocurre después de que un pozo ha sido terminado y es menos ventajosa que la instalación con terminación doble (derecha). En la instalación con terminación doble, la fibra se bombea hidráulicamente hacia abajo por una línea de control de  $\frac{1}{4}$  pulgadas, alrededor de un tubo en forma de U y de regreso hacia la superficie. Idealmente, la fibra óptica debería probarse desde los dos extremos. El láser envía un pulso de luz hacia abajo por uno de los lados y luego pasa hacia el otro lado. La medición con terminación doble provee más flexibilidad y exactitud.<sup>8</sup>

Esto provee un sistema cerrado para la instalación y el reemplazo simple de la fibra, y garantiza la calidad de los datos, incrementando la flexibilidad y la precisión de la medición. La fibra se prueba alternativamente desde cada lado mediante rayos láser emitidos por pulsos, y para computar la temperatura se utiliza la media geométrica de las dos señales de retorno. La medición desde ambos lados y la toma del promedio mejoran la precisión mediante la eliminación de los efectos de la pérdida de señal, incluyendo, las causadas por micro dobleces y pérdidas del conector. Esta exactitud se vuelve especialmente importante en aplicaciones que requieren el análisis de pequeños cambios de temperatura. Si una fibra se rompe, aún es posible adquirir el perfil de temperatura del pozo utilizando la técnica de terminación simple. El

perfil de temperatura puede ser registrado desde cada lado hasta la rotura, de modo que no se pierda ningún dato. Sin embargo, si hubiera más de una rotura en la fibra, se perderían los datos entre las roturas. Afortunadamente, puede bombearse fácilmente una fibra de reemplazo en la línea de control durante la siguiente intervención planificada.

### **2.5.2.2 Medidores de Presión.**

Existen muchas formas en las que una fibra óptica se puede convertir en un sensor de presión. Dos métodos de uso reciente son Fiber Bragg gratings (FBG) e interferometría Fabry-Perot.

Un FBG es un instrumento compuesto por un pedazo corto de fibra, que tiene una modulación periódica del índice refractivo, longitudinalmente a través del eje de la fibra. Fundamentalmente, los FBG son reflectores de banda reducida, que transmiten todas las longitudes de onda con poca pérdida, excepto para un rango reducido centrado en una longitud de onda que concuerda con el punto del índice de modulación. Se pueden fabricar anchos de banda de reflexión tan bajo como 1 GHz, los FBG se usan como instrumentos de filtrado en la industria de las telecomunicaciones. FBG más sofisticados se usan como filtros pasa banda o como instrumentos de dispersión-compensación. En aplicaciones como sensor, FBG trabaja al estirarse la fibra en el cual la rejilla está inscrita, alterando la longitud de onda de la luz reflejada.

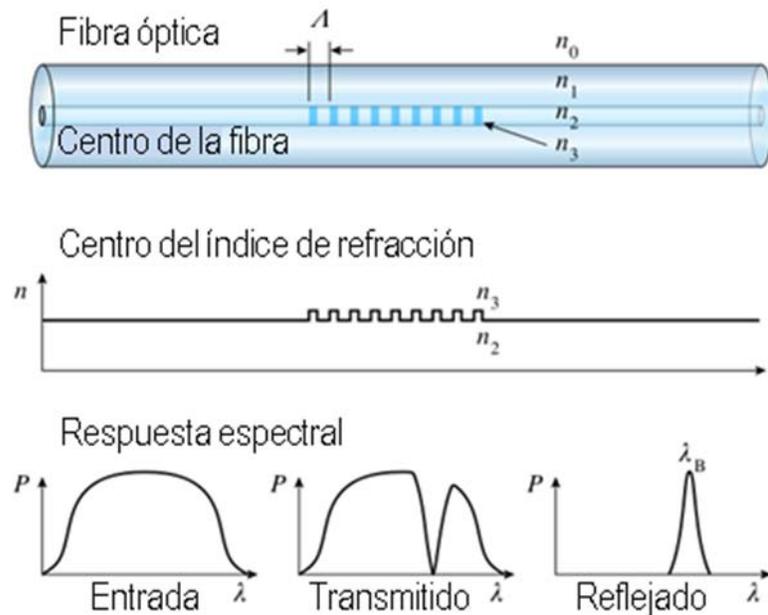
Desafortunadamente, ninguno de estos sistemas proporciona todavía la resolución de presión y la exactitud disponible, en la generación actual de instrumentos eléctricos de cuarzo, como se muestra en la tabla 2.4. Todavía estos instrumentos no han probado una confiabilidad superior, aunque, se han instalado escasos instrumentos y es probablemente demasiado pronto para hacer una comparación directa con sus equivalentes eléctricos. La instalación requiere que el instrumento este en un mandril, la presión de yacimiento se transmite al sensor a través del fuelle. El mandril está instalado en la tubería de producción en una forma similar a los mandriles de los instrumentos de presión eléctricos. Por lo que la instrumentación de fondo completa se debe instalar con la terminación.

La técnica de Fabry Perot usa el patrón de interferencia provocado por la reflexión de la luz láser a partir de dos reflectores, por ejemplo los dos extremos de una fibra partida muy próximos (aproximadamente 50  $\mu\text{m}$ ) y selladas juntas, en un tubo de sílice de 350  $\mu\text{m}$  de diámetro. El espacio entre las fibras partidas reflejado varía mecánicamente por la presión del

fluido que actúa externamente en la tubería, causando la configuración de patrón de interferencia entre el espacio de las fibras partidas reflejada, para cambiar con la presión externa impuesta.

### 2.5.2.3 Medidores de flujo.

Recientemente, el único medidor de flujo en el mercado está basado en una medida de correlación acústica cruzada. Es similar en concepto al medidor de flujo venturi. El flujo pasa a través de una sección de generación de señal, en este caso de 3 pulg. de diámetro. Se usan los sensores de fibra óptica con Bragg Gratings, para registrar la señal acústica producida. Los gastos de flujo deben de ser mayores de 320 m<sup>3</sup>/d, alcanzando una exactitud de +-5%. Además del flujo, un cálculo de hold up es llevado a cabo, basado en la velocidad del sonido del fluido, siendo la entrada de cálculos. Esto implica, el conocimiento de los criterios de valoración de las velocidades de aceite y agua, así como la densidad, y la exactitud de estas medidas dependen de estos puntos de calibración.



**Fig. 2.8.** Estructura de la fibra Bragg Grating, con el perfil del índice de refracción, y la respuesta espectral.<sup>9</sup>

**Tabla 2.4. Comparación de los instrumentos eléctricos y los instrumentos de presión de fibra óptica. (@ 150 °C y 68.9 Mpa)**

	Dispositivos Bragg Grating	Instrumentos electrónicos de cuarzo
<b>Resolución de presión</b>	1.38 Kpa	0.07 Kpa
<b>Exactitud</b>	13.79 Kpa	8.27 Kpa

## 2.6 Estandarización del Protocolo de Comunicación.

Con una gran variedad de desarrolladores y vendedores de componentes, la estandarización y compatibilidad es un aspecto de importancia en los sistemas de terminaciones inteligentes. La compañía Production-Engineering Steering group trabajando para la industria de servicio, desarrolló un protocolo de comunicación estándar para el monitoreo de fondo y el equipamiento de control llamado: Estándar industrial de terminaciones inteligentes (Intelligent Well Industrial Standards) por sus siglas en inglés IWIS<sup>10</sup>. Éste estándar ayuda al amplio desarrollo de los instrumentos que pueden ser empacados rápidamente e integrados en sistemas de control de terminaciones inteligentes. Próximamente estará disponible comercialmente sistemas libres de cables, que usan telemetría electromagnética, que logran mejores resultados y flexibilidad para los pozos inteligentes en términos de costo, facilidad de instalación (por ejemplo problemas en pozos multilaterales) y mantenimiento (recuperación de algún dispositivo), aunque con anchos de banda reducidos. La transmisión de datos de superficie a fondo puede ser por muchas formas, los conductos eléctricos u ópticos son los líderes actualmente en la transmisión de datos, pero la capacidad de transmisión de potencia óptica es extremadamente limitada, aunque se han probado sistemas opto-hidráulicos prototipo. El crecimiento en el uso de bombas electro-sumergibles (ESP) se está combinando con desarrollos de control, utilizando la potencia hidráulica de fondo disponible. Desarrollos posteriores de los sistemas eléctricos permitirán el siguiente paso: generación de potencia de fondo; aunque hay inquietud por su reducida confiabilidad comparado con el control hidráulico tradicional.<sup>11</sup>

### 2.6.1 Aspectos de ingeniería (Interfaces e integración).

Los requerimientos de medición dependen parcialmente de las instalaciones superficiales marinas existentes o planeadas y en los méritos relativos de la instalación de fondo. En general, la especificación de una terminación inteligente depende de los requerimientos para una

infraestructura de datos que permita disponibilidad de datos en un formato útil. La extensión de cualquier monitoreo o medición de fondo se debe justificar en un pozo o en un campo específico.

#### **2.6.1.1. Sensores.**

A continuación se resumen las especificaciones en la industria de presión y temperatura.

**Desempeño de los instrumentos de control.** En los surveys de incremento de presión, el requerimiento es generalmente en el cierre, “tan rápido como sea posible” para obtener datos de incremento a tiempo (y una apertura rápida para el análisis del decremento). La velocidad de cierre es en práctica determinada por la posición inicial, la velocidad viable de golpe contra potencia, y consideraciones del impacto. Con un instrumento de control de flujo zonal de fondo, ya existe el beneficio de no tener efectos de almacenamiento y se espera un cierre de la posición inicial. Las velocidades de apertura pueden estar limitadas por las consideraciones de producción de arena. Cuando no se ha tomado un survey, se puede minimizar el desgaste y daño del instrumento de fondo con la operación simultánea del estrangulador superficial.

**Fibra óptica.** Los sistemas de fibra óptica se desarrollaron para permitir conversión directa de las medidas de fondo en señales ópticas. Una ventaja distintiva de los sistemas de fibra óptica es su inmunidad efectiva a la degradación de temperatura. Los primeros sensores usados en pozos de inyección de vapor en Estados Unidos usaron interacción termal con la fibra óptica para generar rastros directos de temperatura distribuida. El desarrollo de sensores de presión de cristales ópticos resonantes de cuarzo produce un cambio de energía que da una salida óptica al variar la presión. Estos transductores de presión fueron inicialmente instalados en un pozo de gas en tierra en los países bajos y en el campo Gyda en el mar del Norte. La primera instalación marina de sensores de fibra óptica (incluyendo conectores macho/hembra ópticos húmedos) se realizó en el campo Guillemot en el mar del norte.

Desarrollos posteriores en sensores ópticos llevó al uso de sensores de fibra Bragg-Grating en el fondo, configurados dentro de transductores para medir presión, temperatura, flujo y datos sísmicos. El empaquetamiento e integración de los instrumentos de conversión opto-electrónicos en infraestructuras de control marinas electrohidráulicas se ha empleado exitosamente y se puede considerar una tecnología madura.

**Medición cercana al pozo.** Los arreglos resistivos electromagnéticos se han usado exitosamente en pozos para monitorear efectos cercanos al pozo y para la determinación del movimiento del frente de fluidos.

Actualmente una opción a corto plazo (costosa) es la integración de estos sensores con la secuencia automatizada de los instrumentos de control de fondo, para proveer control en la inyección de agua.

## **2.7 Aspectos del desarrollo de campo y manejo de datos.**

La tecnología de terminación inteligente tiene el potencial de transformar las técnicas de administración del yacimiento, ya que reduce el tiempo de ciclo inherente en operaciones normales, al contrario de las intervenciones convencionales, en las cuales la recuperación de datos es sólo el primer paso para el análisis de datos, la toma de decisión y la reconfiguración del pozo para realizar cambios en el desempeño.

Sin embargo los operadores tienen el reto no solo de justificar el gasto del capital adicional del hardware de la terminación inteligente sino también demostrar el valor máximo del uso de esta tecnología. La administración de datos, el proceso de trabajo y las herramientas de ingeniería son pre-requisitos para realizar una terminación inteligente de valor tecnológico, que mejore la administración del activo. La estimación y ubicación de flujo, son parte fundamental de la administración del yacimiento, así como la variedad de sensores y/o algoritmos numéricos que están disponibles para la derivación de flujo.

El beneficio significativo de la tecnología de terminaciones inteligentes se obtiene cuando la información de producción generada por sensores de fondo utilizados en campo, se puede usar activamente y frecuentemente para optimizar la producción y administrar los yacimientos con un amplio ciclo de frecuencia.

La industria de servicio está enfrentando este reto, desarrolla, integra e implementa una suite de productos que proveen administración de datos de producción, estimación de flujo y asignación de capacidades de flujo y está llevando la provisión de los datos de las terminaciones inteligentes y las herramientas de administración del activo a un ambiente web. Técnicamente, una conexión de internet transmite datos en tiempo real del pozo a un servidor central. Se usa lo último en los estándares industriales de comunicación, seguridad, almacenamiento de datos y

protocolos. Se obtienen y se mejora continuamente en ambiente web, las estadísticas, el análisis nodal y las técnicas de modelado. Esto permite al profesional petrolero de examinar los diferentes escenarios para cuantificar los efectos de cambios en las condiciones del yacimiento o configuración del pozo y recomendar la configuración óptima para la recuperación mejorada.

Las compañías de servicio están adquiriendo experiencia apoyando a las compañías para formular la filosofía de operación apropiada del yacimiento para traducir las ganancias económicas teóricas de la tecnología de las terminaciones inteligentes en realidad. Se puede definir la administración, flujo de datos, procesos de trabajo y conocimientos de técnicas de administración para permitir al operador explotar completamente su inversión de terminación inteligente. Este servicio toma la forma de un proyecto de administración específico o un servicio de apoyo operacional para implementar la administración del yacimiento y la optimización del desempeño del pozo.

## **2.8 Consideraciones Operacionales.**

**2.8.1 Terminaciones de Libre intervención.** Dado el costo mayor de los gastos de capital, las terminaciones inteligentes están diseñadas para aplicaciones de por vida, siendo la selección de materiales tan importante como el diseño de los componentes complejos. Las herramientas se diseñan para no ser recuperadas, de esta forma se obtiene mayores oportunidades para mejorar la integridad y confiabilidad del pozo, por ejemplo, al cementar el espacio anular. Sin embargo, dada la naturaleza inmadura de varios de los componentes de monitoreo y control, es prudente alguna forma de recuperación o capacidad de intervención para mediano o corto plazo.

Las instalaciones de terminaciones inteligentes están diseñadas para satisfacer requerimientos específicos operacionales en condiciones ambientales severas (Tabla 2.5). En particular, las incrustaciones de pozos pueden afectar severamente el desempeño de los instrumentos de control. Se requiere, el monitoreo cuidadoso del desempeño de estos instrumentos para determinar cualquier degradación, como ejercicio regular para mantener una operatividad completa. En este ambiente, puede ser de gran ventaja, algún grado de capacidad de intervención mecánica para restaurar la operatividad afectada de los instrumentos de control (debido a las incrustaciones).

### 2.8.2 Acceso al yacimiento.

Se enfrenta un conflicto entre el concepto de control remoto permanente y la percepción continua (basada en la experiencia) que un pozo debe ser diseñado para ser re-intervenido por si se llegará a necesitar. Se debe hacer mayor énfasis en los fluidos que en los tratamientos de remediación mecánicos con lo que se podría reducir este conflicto.

Se consideran inicialmente, los siguientes requerimientos:

- El sistema debe permitir una invalidación manual por una intervención convencional y re-establecimiento de flujo.
- Los componentes deben de ser diseñados para la mínima caída de presión posible.
- Los tratamientos de inyección deben ser posibles sin la remoción de algún componente.
- El sistema debe soportar ácido y tratamientos de incrustaciones y no atrapar los químicos.
- Se prefiere el acceso a través del pozo, aún si esto causa un diámetro de pozo reducido, a menos que los componentes estén diseñados para una recuperación y reemplazamiento fácil (por ejemplo el medidor estrangulador de flujo venturi).
- Todos los componentes se deben valorar por un patrón de incrustación mineral similar, así como, para una acción preventiva o remedial (incluyendo golpes, imanes, y tratamientos químicos).
- Todos los componentes se deben valorar por la vulnerabilidad a la producción de arena.

En un mediano plazo, los desarrollos deben tener como objetivo, una configuración especial completamente abierta de los instrumentos de control de flujo para permitir el tratamiento de daño en la cara del pozo. Los retos a largo plazo incluyen: apertura de los instrumentos de control multilaterales para permitir acceso/intervención en los tramos laterales; apertura de los instrumentos de control de flujo para permitir la re-perforación; e instalación de los instrumentos de control y monitoreo en los brazos laterales de los pozos.

**Riesgos.** Ciertos riesgos son comunes en cualquier aplicación de sistemas de control de fondo, mientras que otros son específicos del campo o por lo menos incrementan o disminuyen los riesgos por las condiciones de pozo. Algunos riesgos comunes incluyen

penetración en la cabeza del pozo y falla en la línea o cable, particularmente durante la instalación. La erosión puede causar fallas del sistema a largo plazo por cables expuestos a través de los intervalos productores y puertos, efectos de temperatura en la electrónica de los dispositivos, el uso y desgaste (sellos dinámicos), y el tamaño de los componentes móviles (incluyendo los causados por las incrustaciones o los recortes de la producción). Obviamente, entre más simple sea el sistema y menores partes móviles, menores componentes pueden fallar. Los sistemas de monitoreo pasivos deben tener mejor desempeño que un sistema de control activo. Se debe encontrar un balance entre el control cuidadoso de las partes móviles (incluyendo el movimiento en contra de la presión diferencial, etc.) y asegurar que regularmente se cicle el sistema para evitar reducción del tamaño de orificio. Se debe desarrollar procedimientos y software de control de apoyo para asegurar el uso óptimo del sistema.

**Tabla 2.5.** Especificaciones de datos de medición y monitoreo.

Especificaciones de datos de medición y monitoreo	
Parámetro	Especificación
Rango de presión	100-10,000 psi
	100-16,000 psi
Rango de temperatura	25-125 °C
	25-175°C
Exactitud de presión	+/- 0.02% de la Escala completa
Resolución de presión	0.01 psi
Cambio de presión	<3 psi/año@100°C, 5,000 psi
Exactitud de temperatura	+/- 1 °C
Resolución de temperatura	0.01 °C
Exactitud de flujo	Según el caso
Resolución de flujo	Según el caso
Exactitud del corte de agua	Según el caso
Resolución del corte de agua	Según el caso

## CAPÍTULO III.

### CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UNA TERMINACIÓN INTELIGENTE.

En el desarrollo de un campo, el diseño e implementación de un sistema de terminación de pozo inteligente presenta muchos retos. Los diferentes retos se encuentran en diferentes etapas del proyecto. Estos se pueden categorizar de la siguiente forma:

- Identificación de los principales objetivos del proyecto.
- Ubicación del pozo.
- Selección del sistema.
- Integración con equipo de terceros.
- Objetivos de control y monitoreo.
- Administración de los datos.
- Administración del proyecto.

Al concentrarse en estos retos se resalta la relación entre los objetivos principales del proyecto, los requerimientos funcionales del pozo y como éstos influyen la selección final de la terminación de pozo inteligente.

#### 3.1 Identificación del Pozo candidato.

Muchas aplicaciones de la tecnología de pozos inteligentes han producido beneficios tangibles y medibles. Esta tecnología no garantiza el valor agregado dondequiera que se aplique. La experiencia ha demostrado que el grado en que la producción mejora con las terminaciones inteligentes depende de factores tales como la distribución de la porosidad y la permeabilidad dentro de ese yacimiento.<sup>12</sup> La decisión de utilizar pozos inteligentes no requiere que todos los pozos de un campo inteligente incluyan una terminación inteligente. El operador debe verificar primero que el tipo de yacimiento se adecue a la tecnología de pozos inteligentes y luego debe efectuar una determinación similar para cada pozo proyectado por el campo. Uno de los retos principales es la identificación de los candidatos críticos que proporcionen beneficios máximos.

Los objetivos principales del proceso de selección de candidatos es la identificación de los objetivos principales del proyecto y formas de cuantificar los beneficios potenciales. Los procesos de selección de candidatos incluyen desde un enfoque analítico simple hasta los modelos complejos de simulación de yacimientos. Dada las incertidumbres que se presentan en cuanto a las características de los yacimientos, la composición de los fluidos producidos, el desempeño de los pozos y la eficiencia de la recuperación, es importante utilizar en lugar de un proceso determinístico, utilizar un enfoque estocástico en el proceso de selección.<sup>13</sup> Este proceso identifica aplicaciones múltiples de la tecnología de terminación de pozos inteligentes que maximizaran los valores potenciales mientras incrementa las oportunidades de éxito (Fig. 3.1). Este proceso de evaluación también puede proporcionar la justificación económica de la tecnología al compararla al desempeño de sistemas de terminación convencionales. El proceso de selección debe incorporar la flexibilidad de la tecnología de pozos inteligentes para permitir al operador reaccionar al comportamiento incierto del yacimiento. Con las terminaciones convencionales y los planes de desarrollo, las incertidumbres del yacimiento y el desempeño del pozo son compensadas o conllevan a la necesidad de perforar pozos adicionales, que puede resultar en un gasto de capital adicional significativo. En el proceso de evaluación también es necesaria la incorporación de las expectativas de confiabilidad para la terminación inteligente y la terminación convencional. La confiabilidad se puede dirigir a todos los escenarios en el proceso estocástico para varios grados del sistema y para la falla en el sistema en diferentes tiempos en la vida del pozo. En esta forma, el impacto de la incertidumbre y confiabilidad debe ser incorporada en la evaluación económica de ambos desarrollos con terminaciones convencionales y con las terminaciones inteligentes.

Una buena coordinación en el proceso de selección puede impactar el uso de la tecnología en el desarrollo del campo. La tecnología de pozos inteligentes se debe considerar en la etapa de conceptualización cuando sea posible. Esto permite al operador evaluar el impacto horizontal y vertical de la tecnología en otros aspectos de las actividades del campo. Una aplicación posterior en el desarrollo del campo corre el riesgo de comprometer la funcionalidad y arriesga la obtención del valor completo. Al realizarse consideraciones tempranas se asegura que se identifiquen las interfaces críticas, que se implementen requerimientos funcionales potenciales con un impacto mínimo en la coordinación del proyecto.

Una vez que se supera este obstáculo, el equipo puede proceder con el proceso de creación del diseño de la terminación que satisfaga la funcionalidad necesitada e identifique un sistema adecuado que cumpla con los objetivos de desarrollo.

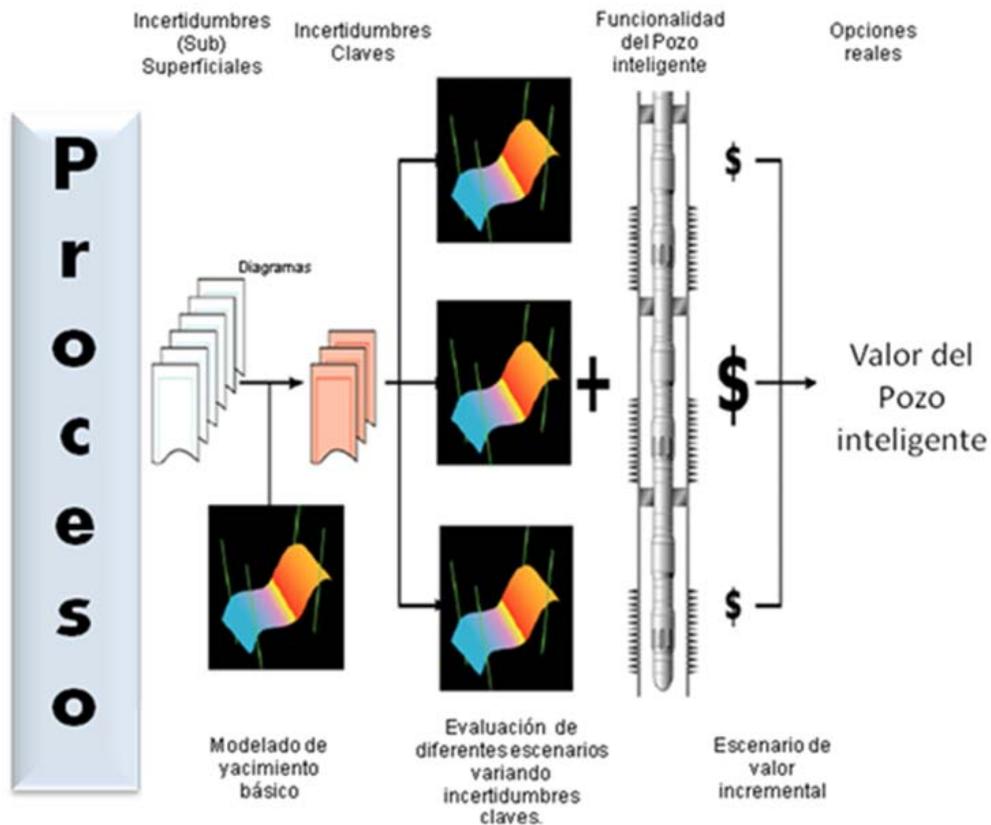
A lo largo del tiempo, han surgido guías con base de la experiencia general para la selección de una estrategia de pozos inteligentes. Por ejemplo, en un yacimiento con permeabilidad uniforme, las válvulas accionadas en forma remota parecerían a primera vista una herramienta efectiva ya que éstas administran los efectos de fricción en la zona de terminación, retrasando la irrupción de agua o gas y, por consiguiente, para incrementar la vida productiva de los pozos y la recuperación final. Pero si la terminación ha de instalarse a lo largo de un intervalo relativamente corto dentro de ese yacimiento, quizá no se justifique desde el punto de vista económico una terminación inteligente ya que probablemente no se desarrolle un frente de fluido suficientemente irregular.<sup>14</sup> En otras palabras, las corrientes de petróleo y agua quizá no sean suficientemente distintas para permitir el control de una corriente de flujo de fluido sin afectar la otra, y una terminación inteligente constituiría una pérdida de dinero.

Las terminaciones inteligentes pueden ser efectivas en los yacimientos estratificados, por razones obvias son más eficientes cuando las zonas de lutitas que separa a las areniscas es continua y el sello es impermeable. Por lo tanto, dentro del mismo yacimiento estratificado, las terminaciones inteligentes resultan adecuadas para algunos pozos que atraviesan capas selladas en forma segura, para controlar la caída de presión o la producción de agua y en yacimientos con altos contrastes de presión, de permeabilidad y de corte de agua.

Un conjunto de modelos matemáticos, desarrollados para la selección de candidatos, utiliza técnicas de simulación de yacimientos y simulación de pozos para generar un modelo comparativo de los beneficios de las terminaciones inteligentes. Se crean escenarios para generar variancias en el desempeño de los yacimientos que afectan la secuencia cronológica de los eventos que requieren procesos de intervención, monitoreo de yacimientos o manejo de yacimientos, a menudo inducidos por el grado de incertidumbre geológica y por la heterogeneidad de los yacimientos.<sup>15</sup>

En los yacimientos de canales heterogéneos, los beneficios de las terminaciones inteligentes dependen del desempeño de los pozos, lo que a su vez depende de la posición de los pozos con respecto a la permeabilidad de la formación y la conectividad de los canales. Esto se debe

a que la efectividad de las válvulas de control de flujo depende de la habilidad de mejorar el desempeño del pozo por medio del estrangulamiento, lo cual es una función de la capacidad de producción alta.<sup>3</sup> No obstante, por su naturaleza, la mayoría de los yacimientos heterogéneos se benefician con las terminaciones inteligentes dado que su permeabilidad y su porosidad variables, tienden a crear precisamente un frente de fluido irregular que explotan mejor las válvulas de configuración variable. Entre más largo sea el intervalo de terminación, mayor es el potencial para que se desarrollen esas diferencias a través del pozo y mayor el valor de potencial que se puede lograr con la instalación de una válvula de control de intervalo.



**Fig. 3.1.** Evaluación estocástica del Sistema de terminación de Pozo Inteligente.<sup>13</sup>

Las válvulas de control de intervalo son estranguladores de fondo, que sólo pueden restringir la producción. Se puede usar para cerrar zonas de agua o gas que contribuyen en alta proporción a la producción de agua o gas. Su efectividad depende de la combinación de la presión de yacimiento local, las saturaciones, el influjo del pozo, el desempeño del levantamiento vertical y la heterogeneidad del yacimiento. Otros factores que tienen un impacto mayor en el desempeño del pozo son el índice de productividad del pozo y el objetivo de producción del pozo, por

ejemplo el estrangulamiento de una válvula de control de intervalo es sólo efectiva cuando otra zona de terminación puede producir aceite extra para que se mantenga el gasto de producción de aceite objetivo del pozo.

La recuperación mejora con la elección correcta del número y posición de las válvulas de control de intervalo. Estudios sugieren que la válvula de control de intervalo se debe instalar en áreas de alta permeabilidad con base a la información (registros, recortes, etc.) obtenidos durante la perforación del pozo.

La tecnología de terminación de pozos inteligentes puede agregar valor en yacimientos multicapa y en yacimientos con fallas o compartamentalizados al ser producidos por pozos horizontales o multilaterales. Sin embargo, los yacimientos reales tienen normalmente una distribución de permeabilidad y porosidad mucho más complicada.

### **3.2 Selección de una Terminación Inteligente.**

La metodología básica para diseñar y evaluar una aplicación de terminación inteligente incluye la definición clara de la filosofía de operación del caso base convencional, que detalla las condiciones y escenarios de operación propuestas del pozo, Fig. 3.2. La filosofía de operación describe la funcionalidad de la válvula de control necesitada para realizar la inyección definida o criterio de producción. La simulación de yacimiento se usa para crear una comparación entre el caso base operacional y la alternativa de terminación inteligente. Se revisan los perfiles de producción y se estiman los incrementos de ingresos con el uso de simulaciones de desempeño del pozo. Esta evaluación económica toma en consideración la inversión de capital incremental, incluyendo riesgos de instalación y confiabilidad del equipo, el cambio en el ingreso a partir de una recuperación mejorada y los cambios resultantes en los costos operativos a partir de la reducción de intervención.

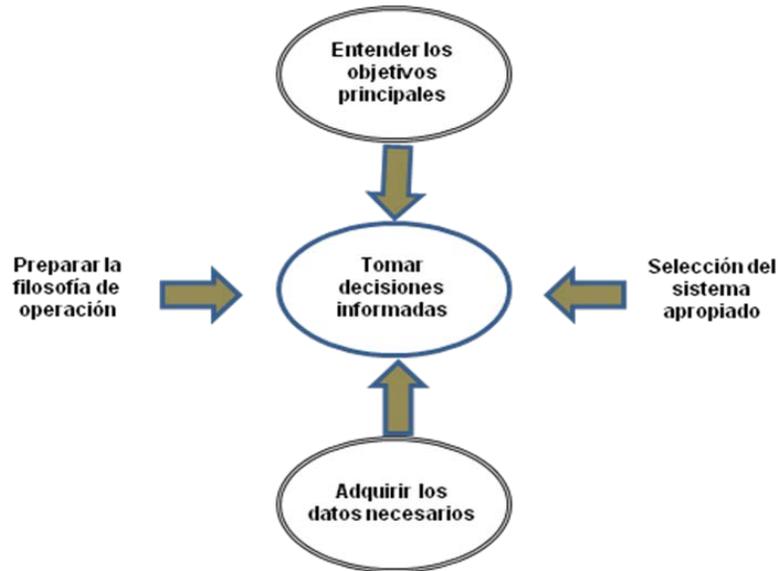
El diseño del pozo se concentra en seleccionar hardware de terminación compatible que cumplan los objetivos del proyecto. El hardware de la terminación incluye el equipamiento del pozo inteligente y otros accesorios de terceros. El criterio de selección está impuesto por los objetivos identificados del proyecto (para pozos nuevos), por la arquitectura de pozo existente y el equipo de fondo (para proyectos de re-terminación). En la mayoría de los proyectos nuevos los ingenieros tienen frecuentemente mayor flexibilidad para ajustar el hardware de la

terminación, para alinearlos con las variables de valor del proyecto. Esta flexibilidad puede no existir en proyectos de reparación de pozos, donde el hardware de fondo existente puede generar prohibiciones en la elección de un sistema de terminación de pozo inteligente factible. Esas limitaciones, se deben de considerar durante la investigación de antecedentes del candidato y la etapa de identificación para fijar los objetivos del proyecto que sean factibles y realizables. El tamaño del diámetro interior más pequeño del hardware de terminación y el menor diámetro interno de la tubería de revestimiento dicta el tipo y capacidad de flujo del sistema de terminación de pozo inteligente que puede ser usado. Un diagrama de trabajo del proceso de diseño, se puede usar para identificar el hardware condicional y por lo tanto, seleccionar un sistema de terminación de pozo inteligente apropiado.

Una vez que el sistema de terminación de pozo inteligente apropiado se ha identificado, es entonces necesario checar el desempeño del sistema, en contra del desempeño dinámico del yacimiento. Esto asegura que el sistema diseñado satisfaga ambos requerimientos “hardware” y “software” según el propósito, como la capacidad para soportar presiones diferenciales anticipadas, y la funcionalidad para restringir o cerrar zonas de flujo.

Durante el análisis de los requerimientos dinámicos del yacimiento, los objetivos principales del proyecto, determinan usualmente los parámetros de diseño del sistema de terminación de pozo inteligente. Se analiza la terminación del pozo como un sistema completo, en lugar de un análisis de zonas individuales convencional. Esto asegura que se tomen en cuenta las interacciones entre zonas.

Al considerar un caso donde el uso principal del uso de la terminación de pozos inteligentes es minimizar o prevenir intervenciones futuras. Las intervenciones implican frecuentemente que el sistema responda a un comando de apertura o cierre. Entonces, esa aplicación se concentrará en seleccionar un sistema simple, robusto y confiable. Podría ser buen candidato un sistema de hidráulica directa con posiciones binarias (on/off). El sistema se puede refinar para incorporar objetivos adicionales, asumiendo que el refinamiento del diseño no ponga en riesgo el objetivo de la intervención.



**Fig. 3.2.** Pasos para comprender el valor de la terminación de pozos inteligentes.<sup>13</sup>

Un sistema multi-posición es adecuado para aplicaciones cuyo objetivo principal es controlar, optimizar, mezclar y regular el flujo de fluidos en el fondo en un ambiente multi-zona. En estas aplicaciones, es esencial que los ingenieros entiendan e incorporen la dinámica sub-superficial en el proceso del diseño del sistema. Esto asegura que la válvula de control de intervalo (ICV) de la terminación de pozo inteligente funcione cumpliendo las expectativas de los objetivos propuestos. Por ejemplo, un sistema diseñado para controlar la producción de agua excesiva puede no funcionar bien bajo un escenario de producción de gas excesivo. Igualmente, una ICV diseñada para regular/optimar la producción/inyección entre zonas puede no aportar resultados satisfactorios en otras aplicaciones.

Aunque las válvulas de control se pueden diseñar para aplicaciones múltiples, estos diseños requieren una modificación del sistema estándar. Es importante que este proceso se considere desde el principio en el proyecto. Esto asegura que los cambios recomendados en la posición de la ICV se incorporen sin efectos adversos en los objetivos del proyecto. Además la selección de la opción de control de flujo correcto puede tener un impacto en el número de zonas/intervalos que puedan ser controlados realísticamente en un pozo e influenciar la confiabilidad de todo el sistema integrado.

También es necesario evaluar los requerimientos de monitoreo, tanto superficial como en el fondo, de los pozos candidatos. Esta evaluación está basada en los aspectos específicos del

proceso del pozo a ser observados, que ayudará a seleccionar las opciones de sensores apropiados y eficientes en costo. El monitoreo de fondo incluye los datos de presión y temperatura, y gasto de flujo para definir los parámetros operacionales de fondo. Los datos se analizan y esa información se usa para tomar decisiones informadas en el desempeño del pozo. El proceso de selección de sensores está relacionado con el sistema de control superficial y los modos de control del sistema. Una aplicación cuyo objetivo principal es reducir la intervención, puede no requerir opciones de sensores complejos aunque, los requerimientos del yacimiento dictan las opciones de sensores. En aplicaciones cuyo objetivo es la optimización de la producción y el control zonal frecuente se beneficiaran con sensores individuales en cada zona. Los ingenieros requieren balancear los requerimientos de monitoreo del sistema con la economía del proyecto para llegar a un nivel aceptable de inteligencia que cumpla con los objetivos del pozo en el tiempo requerido. Un modelado de yacimiento dinámico, con opciones de monitoreo integradas, disponible con la funcionalidad de la terminación de pozo inteligente, puede ayudar a evaluar los beneficios económicos incrementales de cada opción.

Durante el análisis se tiene en cuenta el impacto de la terminación a lo largo de la vida útil del pozo, en lugar de concentrarse en su costo inicial.<sup>16</sup>

En muchos casos, las terminaciones inteligentes se deben considerar como parte total del sistema de producción integrado. La funcionalidad existe para la optimización de la eficiencia de levantamiento artificial de gas, para optimizar el control de corte de agua a nivel de intervalo del yacimiento, en la optimización de la inyección de agua, mejorando el barrido para mejorar la recuperación del hidrocarburo. Los procesos se pueden enlazar a los sistemas de administración de campo global, para mejorar la eficiencia de operación en el campo.

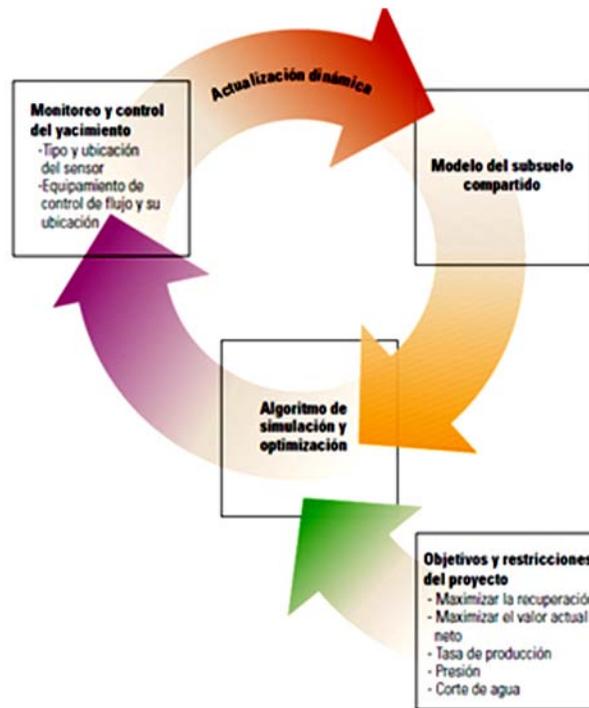
Para delinear una estrategia de optimización, el elemento crítico en la tarea de monitorear y controlar un yacimiento es la actualización dinámica. Los objetivos de producción varían de acuerdo con el campo y el operador. En un campo, el objetivo principal puede ser maximizar la tasa de flujo, mientras que en otros casos puede ser más importante maximizar la recuperación final o el valor actual neto. Una vez definidos los objetivos, los equipos de control de flujo y los sensores se pueden ubicar correctamente en el pozo. A medida que se obtienen más datos, se actualiza el modelo del subsuelo compartido. La simulación del yacimiento y un algoritmo de optimización incorporan las restricciones económicas y prácticas dentro del modelo del subsuelo compartido. Los valores de las variables de control de simulación y optimización,

como la tasa de flujo y la presión, le permiten al operador ajustar los dispositivos de terminación en forma adecuada. (Fig 3.3)

### **3.2.1 Proceso de flujo de trabajo para seleccionar una aplicación de terminación de pozo inteligente.**

La Fig. 3.4, ilustra la integración de análisis de opciones reales en una terminación de pozo inteligente típica usada comúnmente por algunos operadores. Las técnicas de simulación de yacimientos y simulación de pozos generan un modelo comparativo. Se desarrollan diversos escenarios para generar varianzas en el desempeño del yacimiento, afectando el tiempo de eventos que requieren intervención, el monitoreo del yacimiento o la administración del yacimiento. Los escenarios se varían frecuentemente dependiendo de la incertidumbre geológica y de la heterogeneidad del yacimiento.

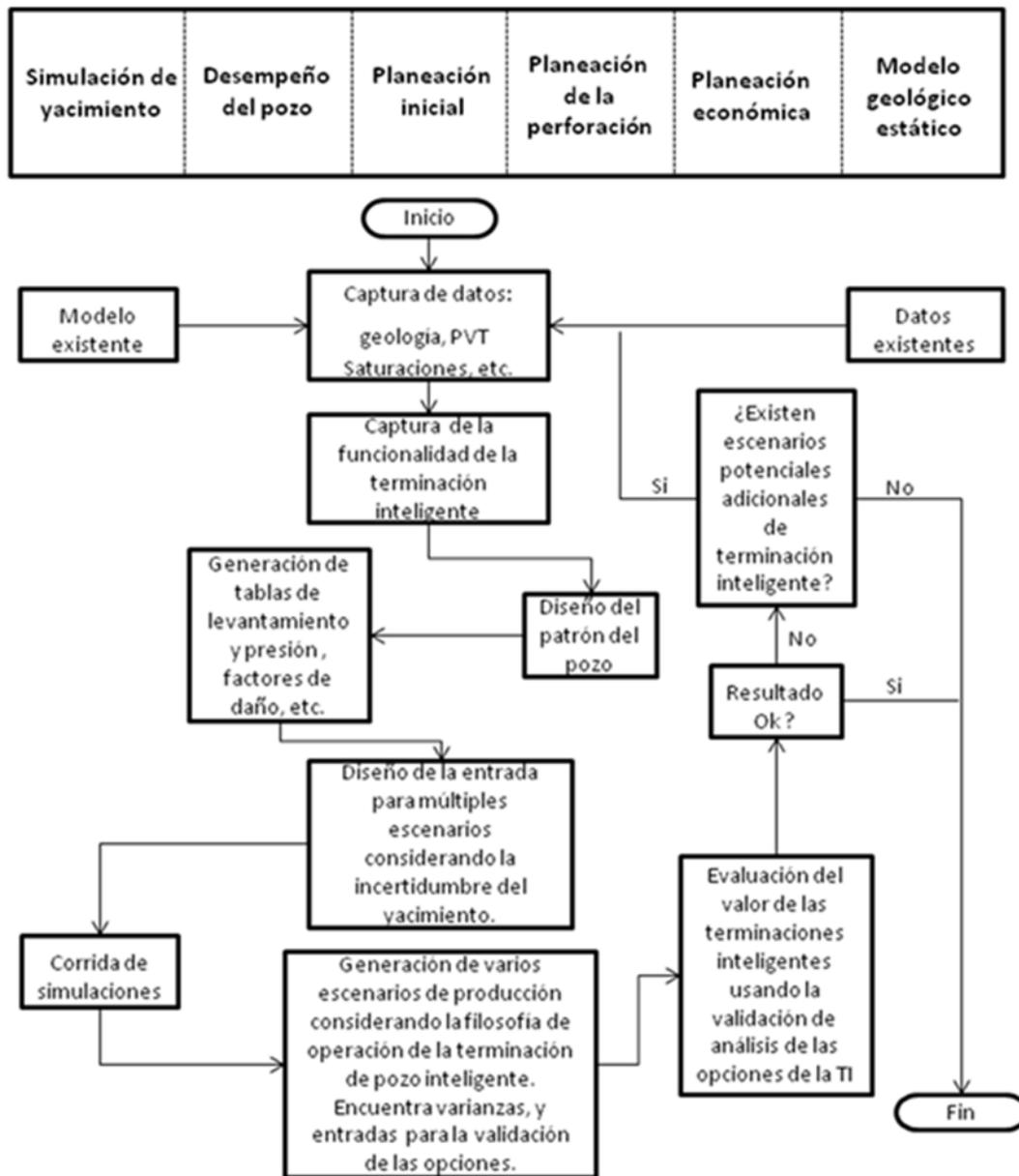
El proceso de selección de la terminación de pozo inteligente incluye seis categorías de actividades, Fig.3.4: simulación del yacimiento, desempeño del pozo, administración de datos y planeación, planeación de la perforación, planeación económica y modelado geológico estático. El diagrama de flujo empieza con la administración de datos y planeación, con la entrada de los datos pertenecientes a la geología, presión-volumen-temperatura (PVT), saturación, etc. Un modelo existente es entrada para el simulador del yacimiento y los datos existentes son entrada para el modelo geológico estático. Después, se define la funcionalidad de la terminación de pozo inteligente en la actividad de administración de datos y planeación, y se diseña un patrón de pozo en la actividad de planeación de la perforación. Esto es seguido por la actividad del desempeño del pozo, al generar tablas de levantamiento y caídas de presión, factores de daño, etc. A continuación como una actividad de administración de datos y planeación se diseñan múltiples escenarios para tomar en cuenta la incertidumbre del yacimiento. Después se utiliza el simulador de yacimiento para generar diversas realizaciones del desempeño del yacimiento. Se generan varios escenarios de producción tomando en cuenta la filosofía de operación de la terminación de pozo inteligente, se calculan varianzas en resultados económicos y se determinan las entradas para la validación de las opciones reales. Este paso es seguido por la actividad de planeación económica donde se evalúa el valor de la terminación de pozo inteligente a partir del análisis de la valoración de las opciones reales. Si el resultado es atractivo, entonces el proceso concluye. Si el resultado no es atractivo, entonces se pueden capturar escenarios adicionales de la terminación de pozos inteligentes y el proceso se repite.



*Fig. 3.3. Delineación de una estrategia de optimización a través del monitoreo, la simulación y el control.*<sup>16</sup>

### 3.3 Integración e Interface de los Sistemas Superficiales.

El sistema de control superficial es un elemento clave para el éxito completo del sistema de pozo inteligente. Este provee la plataforma para intercambio de información entre el equipo de fondo y el proceso de toma de decisiones en superficie, como una forma de implementar acciones para mejorar el desempeño del pozo. Como cualquier otro componente, de la tecnología de las terminaciones inteligentes, hay diferentes opciones de control superficial en superficie. La selección del sistema final debe satisfacer una filosofía de operación de campo definida. La falta de una filosofía de operación clara, puede llevar al diseño de un sistema de control incorrecto, gastos operacionales adicionales, y la potencial inhabilidad de reaccionar al desempeño cambiante del yacimiento a tiempo y finalmente a una falla económica del sistema. Los sistemas de control superficial varían en rango, de un sistema simple manual a un sistema automatizado en tiempo real. Una aplicación que espera sus beneficios a partir del monitoreo y la optimización, requerirá un sistema de control superficial automatizado.



**Fig. 3.4.** Proceso de selección típico de la terminación de pozos inteligentes con validación de las opciones reales integradas.<sup>15</sup>

El sistema de control superficial incluye: la integración con sistemas de terceros, especialmente en un ambiente submarino, la integración de los sistemas superficiales con otros accesorios como: módulos de control sub-superficiales, protocolos de comunicación, unidades de potencia hidráulica, aplicaciones múltiples o simples de pozo, selección de válvula de seguridad sub-

superficial, administración de datos y almacenamiento. Otros factores son las tasas del sistema, compatibilidad del fluido hidráulico, requerimientos ambientales, requerimientos de potencia y de las fuentes.

Esta integración, es un trabajo multidisciplinario que requiere cooperación cercana y la interacción entre las partes involucradas como son: el operador, el equipo de pozo inteligente, los proveedores de cabeza de pozo, y en algunos casos los proveedores de: levantamiento artificial, multi-lateral y control de arenas. Se ha puesto un esfuerzo considerable en la estandarización de interfaces críticas entre sistemas sub-superficiales y las terminaciones de pozos inteligentes a través del protocolo industrial IWIS (Intelligent Well Interface Standarization).

El nivel requerido de integración, varía ampliamente con el sistema de terminación de pozo inteligente seleccionado y la filosofía operacional de campo. Por ejemplo, un sistema de hidráulica directa on/off, utilizado en una ubicación de fácil acceso (Por ejemplo en tierra) puede ser operado a partir de una unidad hidráulica portable. De manera contraria, al integrar el mismo pozo en un sistema de monitoreo y control de campo, requerirá un proceso de administración de interface, no diferente a una aplicación submarina de aguas profundas. Para una integración exitosa de un sistema de control de terminación de pozo inteligente, es crítico que todas las interfaces estén identificadas y claramente definidas lo más pronto posible en el proyecto para realizar un diseño del sistema. Dependiendo de la complejidad del proyecto, estas interfaces pueden requerir modificaciones a los sistemas existentes para acomodar adecuadamente el diseño del sistema. La administración del proceso de integración, por un equipo dedicado y experimentado puede llevar a ahorros significativos en los costos del proyecto, ofreciendo soluciones rápidas a situaciones y retos. Cuando son necesarias, las pruebas extensivas de sistemas de integración, minimizan el riesgo de problemas durante la implementación, al probar que todos los elementos trabajen juntos. Esta prueba, debe de realizarse antes de instalarse en campo. Sería un error asumir que la prueba de integración del sistema pertenece sólo a instalaciones submarinas, los desarrollos en tierra y en plataforma se benefician de la verificación completa de la funcionalidad del sistema, previo a la instalación. Además se debe proporcionar, un tiempo adecuado para proponer y re-evaluar soluciones propuestas para identificar problemas. La administración impropia de este proceso, podría amenazar el valor agregado del sistema de terminación inteligente y comprometer la entrega del proyecto.

### **3.4 Instalación.**

La instalación en campo, es la parte más crítica de todo el proyecto. Un retraso crítico en la fase de instalación, puede poner en riesgo todo el proyecto si se maneja propiamente. Como las otras fases del proyecto, la instalación en campo, debe ser bien planeada y administrada por personal con experiencia, debido al impacto que tiene en la confiabilidad del sistema. Dependiendo de la complejidad del proyecto, todos los grupos de interés deben de estar involucrados previo a la instalación, para preparar e implementar procedimientos de instalación críticos y manuales. Las instalaciones de campo más exitosas, se han beneficiado de visitas a plataforma y de reuniones regulares previo a la instalación. Promoviendo entre el personal trabajo en equipo, permitiendo el intercambio de información, conocimiento y mejores prácticas. Las acciones pre-planeadas distribuyen responsabilidades, identifican competencia, diferentes habilidades, e identifican las necesidades de entrenamiento potenciales para llenar los espacios. En algunos casos, los eventos previos a la instalación pueden identificar insuficiencia crítica en el equipo de instalación.

Esa insuficiencia puede requerir donde sea factible, modificaciones del equipo o de algunos ajustes a los procedimientos. Por ejemplo, se pueden requerir algunas modificaciones en algunas plataformas, elegidas de acuerdo a los requerimientos para acomodar el equipo de la terminación de pozo inteligente. Además, el sistema de control de intervención de la reparación puede necesitar alguna modificación. Es importante establecer un sistema en donde se pueda capturar, documentar, comunicar eficientemente y a tiempo las lecciones aprendidas. Ésto promueve la mejora continua en el proceso de instalación, en una forma fácil, de uso simple y dinámico.

El sistema debe ser simple, dinámico y fácil de usar. También es benéfico mantener continuidad de equipo, especialmente en proyectos multi-pozos. Ésto no sólo promueve mejores relaciones de trabajo entre miembros del equipo, pero también conlleva a ahorros de costos y puede minimizar los requerimientos de entrenamiento de trabajo. Un riesgo potencial que debe de ser administrado es cuando los miembros del equipo están sobre familiarizados con el proceso de instalación, que puede llevar a fallas que puedan provocar pequeñas diferencias en la terminación, en la integración del sistema y condiciones de pozo de un proyecto a otro. Para evitar este riesgo puede haber retroalimentación de entrenamiento, simulación de operaciones,

compartir mejores prácticas, y ejercicios en donde se realice la terminación en papel, éstas prácticas puede mantener al equipo de terminación listo y desempeñándose al más alto nivel.

#### **3.4.1 Actividades después de la instalación.**

Se puede obtener el valor agregado del sistema de pozo inteligente, si el sistema instalado es diseñado y usado de acuerdo a los objetivos propuestos. Para lograr esto, se debe tener planes claros y concisos, para usar los datos adquiridos y la funcionalidad del sistema. Se debe preparar un plan, para desarrollar el valor completo del sistema. El uso adecuado de la información de los componentes de fondo es una condición necesaria para desarrollar los beneficios completos del sistema de pozo inteligente.

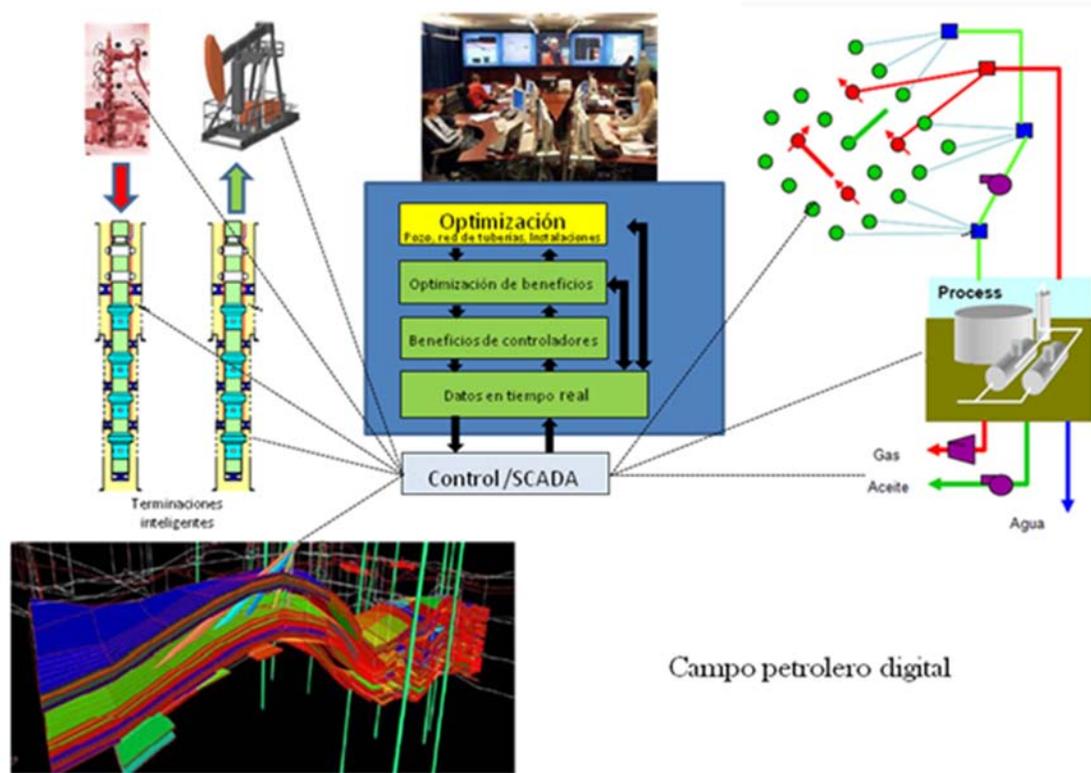
El proyecto debe estar ligado a los objetivos de operación del campo y del pozo. Esto asume, que el sistema adecuado, está instalado para lograr los objetivos propuestos. Un desentendimiento entre la funcionalidad del sistema instalado y la filosofía de operación de campo, compromete la habilidad de desarrollar los beneficios de la tecnología completamente. Esto puede desalentar el uso de la tecnología en casos extremos.

La filosofía de operación debe incluir aspectos relacionados con la automatización, control y optimización de procesos. También, debe incluir responsabilidades, protocolos y el proceso de toma de decisiones. Los expertos en la disciplina analizan e interpretan los datos obtenidos de producción y de fondo, generando recomendaciones (decisiones en operación) que pueden ser aceptadas por la administración, de acuerdo a los objetivos económicos y seguridad de la operadora. La filosofía de operación debe incluir, la forma en que estas decisiones sean comunicadas de regreso al sistema e implementadas. Una forma de asegurar que el hardware y software relevante estén disponibles en la plataforma correcta de comunicación y control es tomar en cuenta: las consideraciones de adquisición de datos y el análisis del flujo de trabajo para ayudar en el proceso de toma de decisión. Es importante, tomar las decisiones en una forma consistente y a tiempo. Los sistemas de expertos están disponibles para manejar una gran cantidad de datos y proporcionar herramientas de análisis de valor para ayudar a la toma de decisiones en un corto tiempo. Estas herramientas, se deben de identificar tempranamente en el proceso de diseño del flujo de trabajo, para asegurar que las herramientas tengan disponibles los datos correctos y compatibles con el sistema de terminación inteligente instalado. La herramienta de expertos proporciona usualmente la administración de datos y

rutinas de optimización que permiten la manipulación de las válvulas de control de fondo. Es importante que coincida la resolución de control de la herramienta de experto con la válvula de fondo. Si la herramienta de experto asume una resolución de control mayor de lo que es práctico, el sistema de control puede operar en una forma inestable e ineficiente. Por ejemplo, un sistema de aplicación de hidráulica directa On/Off, instalado para administrar la intervención no requiere una herramienta de toma de decisión de expertos sofisticado. Sin embargo, un sistema multi-posición instalado para administrar la producción excesiva de agua/gas y optimizar la contribución zonal, requiere una herramienta de decisión de expertos sofisticado y de alta resolución.

La herramienta de decisión permite al operador de campo, integrar todos los componentes del sistema de administración del yacimiento, del pozo inteligente, para alcanzar una administración de yacimiento pro-activo. (Fig. 3.5). El proceso incluye la recolección de datos, la administración integrada campo/zonal, y decisiones a tiempo para controlar los procesos de inyección o producción según sea requerido. Los objetivos de administración del campo se pueden concentrar ya sea en parámetros de optimización a corto plazo, parámetros a largo plazo o ambos. Similarmente, los parámetros espaciales juegan una parte importante en la filosofía de optimización y control. La administración de los recursos a corto plazo (o de retroalimentación rápida) se emplea en parámetros de procesos que responden en periodos cortos de tiempo, y están usualmente en una zona de yacimiento o en una dimensión del pozo. La optimización de la retroalimentación rápida se concentra frecuentemente en maximizar la producción de hidrocarburos y en beneficios a corto plazo. El esquema de tiempo a corto plazo puede variar de minutos a días.

La retroalimentación lenta o la optimización del yacimiento a largo plazo se caracteriza por los parámetros de procesos que toman semanas, meses o años para responder a las perturbaciones, y está usualmente en la escala espacial de patrones, regiones o aún el yacimiento completo. Como el nombre sugiere, la administración de campo a largo plazo se concentra en el yacimiento, al maximizar las reservas de hidrocarburos.



**Fig. 3.5.** Integración del sistema de terminación inteligente en el proceso de decisión.<sup>13</sup>

La clave para una administración de yacimiento efectiva es balancear los objetivos a corto plazo sin poner en riesgo las ganancias a largo plazo. La herramienta de decisión elegida debe enfrentar estos retos sin una pérdida significativa de tiempo, en el proceso de toma de decisión.<sup>13</sup>

Muchas opciones de solución, incluyendo las iniciativas de ciclo cerrado, están disponibles para enfrentar adecuadamente estos retos. Este rango de opciones va de soluciones simples que utilizan puntos de datos individuales a soluciones complejas utilizando inteligencia artificial y tecnología de red neuronal. Además, se deben de evaluar y de entender los requerimientos de tecnología de información de la solución seleccionada. Esto incluye, pero no está limitada a, la arquitectura de la plataforma, el ancho de banda, la frecuencia de datos, la velocidad de toma de decisión, el almacenamiento de datos y la seguridad del sistema.

Una vez que la herramienta de experto según el propósito se ha identificado, se lleva a cabo un programa de entrenamiento relevante, para asegurar que el personal se familiarice con las expectativas. Finalmente, debe de haber un entendimiento claro de la jerarquía de toma de decisiones del proceso y su implementación entre el equipo de administración del campo y los ingenieros de producción. Ésto minimiza las pérdidas de oportunidad potencial al no coordinar la implementación a tiempo los procesos de recomendación.

### **3.5 Estrategias de Control para Operar las Válvulas.**

Existen retos considerables en la formulación durante la producción de estrategias de control para operar las válvulas, particularmente cuando existe incertidumbre asociada con la descripción del yacimiento.

En un pozo, el control de afluencia puede ser pasivo o activo. El control pasivo resulta efectivo si se entiende bien la geología del yacimiento y los mecanismos de empuje, para que la afluencia se pueda predecir con confianza, se usan modelos de yacimientos y pozos, además si la afluencia predicha no cambia significativamente en el tiempo durante la producción. Entonces, el pozo se puede configurar para que la producción de hidrocarburos (o alguna otra función objetivo) se maximice, al optimizar el perfil de afluencia a través del pozo, utilizando instrumentos de control de flujo de tamaño fijo previo a la instalación.

El control activo se logra al instalar válvulas de control de flujo (ICVs) en pozos inteligentes. La configuración de estas válvulas se puede variar para optimizar el perfil de flujo en el pozo en respuesta a los datos de monitoreo, obtenidos de sensores de fondo y por las predicciones de modelos de yacimientos y de pozos. El control activo puede ser “reactivo” o “proactivo”. Las estrategias reactivas cambian la configuración de las ICVs en respuesta a cambios adversos en flujo –como por ejemplo la llegada de fluidos no deseados- medidos en el pozo o en el yacimiento adyacente.

Las estrategias proactivas (también llamadas defensivas) cambian la posición de la ICVs en respuesta a cambios en el flujo medido o predicho en el yacimiento a una distancia lejana del pozo. La ventaja del control proactivo es que los problemas potenciales, como la aproximación de fluidos no deseados, pueden ser contrarrestados antes de que impacten la producción del

pozo. Un ejemplo típico de control proactivo, es la administración de los frentes de desplazamiento de agua o gas, para prevenir la irrupción temprana - por medio del balance de afluencia a través de la longitud del pozo-.

El reto para ambas estrategias de control reactivas y proactivas, es determinar la respuesta óptima de la ICVs en el pozo. Éste es un problema difícil, ya que la respuesta óptima es típicamente buena - específica al yacimiento y varía a través del tiempo. Aún para un pozo simple, no es claro como balancear las demandas frecuentemente conflictivas, de la optimización de la producción a corto plazo, en contra de la optimización de producción a largo plazo, de la recuperación o del valor presente neto. El problema enfrenta mayores retos en casos donde incluye múltiples pozos, o si la localización y el número de ICVs se incluyen en la optimización del problema completo.

A pesar de estos retos, se han usado un rango de técnicas de control para optimizar la producción de pozos inteligentes simulados, que muestran que ambas estrategias de control reactivas y proactivas, pueden agregar un valor significativo en muchas configuraciones de yacimiento y producción. Sin embargo un problema común, es que estas técnicas de control resultan de las predicciones de los modelos de yacimientos y pozos, para identificar la respuesta de pozo óptima. Aunque los modelos de yacimiento son inciertos en algún grado. Es arriesgado desarrollar una estrategia de control basada en las predicciones de un modelo que es probable que no capture el comportamiento del yacimiento verdadero. Aunque los modelos históricos concuerden, les puede faltar el valor predictivo, especialmente en la resolución temporal y espacial requerida para optimizar la afluencia en un pozo.

En estudios recientes se reconoce el problema de incorporar la incertidumbre del yacimiento en la optimización del flujo de trabajo. Se sugiere que el modelo de yacimiento se debe actualizar periódicamente con datos medidos del pozo, y que el modelo actualizado se debe usar para identificar la respuesta óptima del pozo en un intervalo de tiempo fijo, previo a la actualización del siguiente modelo. Sin embargo, aún estos modelos actualizados pueden tener un valor predictivo limitado, llevando a decisiones de control pobres. Además, si el modelo no es único, es necesario optimizarlo a través de un conjunto de modelos, lo que resulta costoso computacionalmente. Las técnicas de optimización basadas en modelos, se han aplicado a casos de producción simulados y no se ha demostrado en aplicaciones de campo real.

La incorporación de las incertidumbres del yacimiento en la formulación de las estrategias de control, es un reto para operar pozos inteligentes. Una ventaja significativa de estos pozos es que a partir del comportamiento inesperado, resultado del entendimiento incierto del yacimiento, pueden responder y mitigar el impacto adverso en la producción. Por ejemplo es muy común que los pozos experimenten irrupciones tempranas de agua o gas, antes de lo predicho, causado por la heterogeneidad geológica no capturada en el modelo del yacimiento. En una estrategia de control reactiva, se puede identificar, el intervalo en la que la irrupción ocurrió, al usar sensores de fondo, por lo que se puede reducir el gasto o cerrar el intervalo. En una estrategia proactiva, se necesita detectar la irrupción de los fluidos antes de que lleguen al pozo.

Se discutió y se probó que en el proceso de selección, la forma más conveniente de identificar el valor de las terminaciones de pozos inteligentes es en la medida que éstas tienen la habilidad de mejorar el valor del activo, en términos de aceleración de la producción, incremento de la recuperación de reservas, reducción de gasto operativos y gastos de capital.

## **CAPÍTULO IV.**

### **APLICACIONES DE LA TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES.**

Se han instalado más de 300 terminaciones de pozos inteligentes en el mundo. La terminación de pozos inteligentes se puede instalar en pozos productores e inyectores. La aplicación típica de las terminaciones de pozos inteligentes incluye control de flujo (producción o inyección de agua o gas), y en Sistemas de temperatura Distribuida.

En este capítulo se describen tres aplicaciones de las terminaciones de pozos inteligentes, el primero es el Pozo M-15 del campo Wytch Farm de Dorset, Inglaterra en donde, con la implementación de las terminaciones de pozos inteligentes, se maximizó la producción de aceite, se controló la afluencia de agua y se controló la caída de presión crítica en el intervalo de agujero descubierto para que no fallara y se evitara la producción de arena. El segundo es un pozo horizontal en agujero descubierto, en el que se aplica la terminación de pozo inteligente con control de arena.

El tercer pozo es en el campo Champion West (CW), Costa-afuera de Brunei en donde se combinó una técnica de control de arena con la terminación de pozos inteligentes, en un yacimiento apilado verticalmente con capas delgadas de lutita que sellan las diferentes columnas de hidrocarburos.

A continuación se mencionará algunos de los beneficios de la implementación de la terminación de pozos inteligentes en yacimientos multicapa, pozos horizontales y pozos multilaterales.

#### **4.1 Beneficios de la Terminación de Pozos Inteligentes en Yacimientos Multicapa y Pozos Horizontales.**

Los siguientes comentarios aplican en pozos de desarrollo multicapa y en pozos horizontales que interceptan varios sub-bloques o con alguna variación lateral. El grado de control y monitoreo, depende del tipo de terminación instalada (si es una terminación cementada, si se usa bombas electro-sumergibles, pantallas, etc).

Actualmente, las mediciones exactas o aproximadas de las propiedades zonal o individual con las terminaciones convencionales y técnicas de vigilancia, son frecuentemente imposibles. El principal factor es la interferencia entre capas (presión, flujo cruzado, etc.). Un sistema de terminación inteligente permite aislamiento temporal de capas mientras se toman los surveys. Los datos de flujo zonal se pueden obtener continuamente a partir de sensores individuales o controlando la posición de las válvulas de control de intervalo para alterar o aislar el flujo de ciertas capas.

En la rutina convencional del ciclo de administración de campos de desarrollo, se obtienen datos, se interpretan, después se programa y se implementa una acción remedial que puede llevar a retrasos de meses o aún años antes de que se alcancen los beneficios del resultado. En algunos casos, el ciclo puede no ocurrir debido a los costos y riesgos involucrados y a la falta de un caso firme en el cual se lleve a cabo el primer paso del proceso. (Por ejemplo la justificación de una intervención marina). Los riesgos incluyen: daños al pozo, incapacidad de interpretación de datos y resultados inesperados irreversibles, resultado de alguna acción remedial. El control de la terminación remota permitiría que se obtengan los datos zonales sin incrementar el costo operacional y llevar a cabo la acción remedial inmediatamente en la forma de aislamiento zonal, estrangulamiento, control de presiones de la válvula de distribución, o prohibiciones de manejo en superficie.

Esta forma de monitoreo y acción inmediata incrementa la producción y la recuperación. Tres estudios simplificados de simulación de yacimientos de pozos horizontales realizados por un operador del mar del norte concluyeron que el uso de configuraciones de estrangulamiento individuales para diferentes intervalos, retrasaban significativamente la producción de agua e incrementos subsecuentes de corte de agua. Con un apoyo de presión suficiente y aislamiento zonal, los ejemplos muestran ganancias en la recuperación de 3 al 10% en un período de 6 a 10 años.

#### **4.1.1 Pozos Multilaterales.**

Todos los comentarios anteriores de yacimientos multicapa y pozos horizontales también se aplican en pozos multilaterales. Dado el volumen de reservas y la importancia de desarrollo del campo que puede estar asociado con cada ramificación, el monitoreo del flujo y el control es probablemente de mayor importancia en este tipo de pozos que en un pozo convencional. En

pozos multilaterales, está en etapa de desarrollo la implementación de dispositivos de terminaciones inteligentes, aunque parece posible instalar hasta seis instrumentos de control zonal en el mismo pozo. Las terminaciones iniciales tendrían entonces control en la boca de cada tramo lateral. La restricción de flujo del pozo principal comparado con la productividad disponible de los ramales combinados es una cuestión común de muchos pozos multilaterales, aunque la habilidad para aislar ramales con altos cortes de agua o gas es de gran valor.

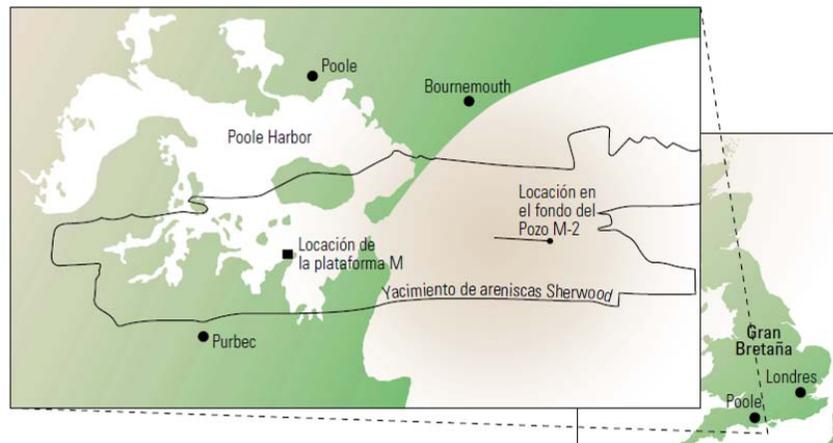
Los tratamientos de inyección (inhibición de incrustaciones, estimulaciones, reducción de agua) también son más problemáticos en pozos multilaterales. El control de la terminación remota permite que los tratamientos sean dirigidos a cada brazo según sea requerido o en cada zona. Se requiere una elección entre la instalación de instrumentos de control permanentes, cuando se requiera la habilidad de re-entrar en cualquier tramo lateral. En el presente, se pretende que los sistemas de terminaciones inteligentes sean permanentes. Se puede requerir que se remueva un instrumento normal de control remoto a través de la tubería de producción para facilitar la necesidad inesperada de re-acceso a un tramo lateral, pero hasta que los sistemas sin cables o los conectores de fondo macho/hembra hayan avanzado significativamente, esta flexibilidad reducirá probablemente la confiabilidad a un nivel inaceptable. En pozos donde se espera accesos frecuentes, la aislación o la re-conexión del tramo lateral se puede alcanzar por métodos convencionales durante la intervención al pozo. Los instrumentos de monitoreo de pozo pueden no interferir necesariamente con el re-acceso y pueden utilizarse instrumentos recuperables con menores riesgos a la confiabilidad del sistema y al desempeño de la producción.

Se debe analizar bien la funcionalidad requerida de los pozos multilaterales antes de seleccionar un diseño de terminación. La disponibilidad de las opciones del monitoreo y control de la terminación inteligente es una parte muy importante. La falta del análisis previo conlleva a pérdidas de oportunidades y/o restricciones futuras embarazosas y caras.

#### **4.2 Pozo M-15 del campo Wytch Farm de Dorset, Inglaterra.**

El campo Wytch Farm fue el primero del mundo en terminarse con una válvula de control de flujo de fondo de pozo, en un pozo multilateral de alcance extendido. El campo petrolífero terrestre más grande de Europa, Wytch Farm, está en el sur de Inglaterra, cerca del Puerto de

Poole, y se extiende hacia el Canal de la Mancha (Fig 4.1). En este campo se utilizaron pozos de alcance extendido, algunos sobrepasan los 10 km, estableciendo récord al drenar partes del yacimiento de areniscas Triassic Sherwood ubicado en las profundidades de la Bahía de Poole. Dado que no existen antecedentes de estos pozos, el equipo de operaciones de BP Amoco optó por considerar y desarrollar nuevas tecnologías lo cual dio como resultado enfoques pioneros en materia de construcción de pozos y diseño de las terminaciones.



**Fig. 4.1:** Campo Wytch Farm. Importantes reservas de petróleo se encuentran debajo de la Bahía de Poole y se drenan por pozos de alcance extendido. El pozo M-2, que aparece en color negro, fue rebautizado M-15 y convertido en un pozo con múltiples tramos laterales, que contiene válvulas de control de flujo de operación hidráulica.<sup>16</sup>

El pozo Wytch Farm M-2 se perforó en 1994. Durante la cementación, la lechada de cemento fraguó dentro de la tubería de revestimiento y no se pudo bombear al espacio anular para aislar el yacimiento de arenisca en forma efectiva. Tampoco se pudo extraer la tubería corta de 5 ½ pulgadas, por lo cual se decidió disparar esta tubería para la puesta en producción del pozo.

Cuando el corte de agua subió rápidamente con las características de una falla conductiva, se consideraron otras opciones. Un factor clave fue el límite interno para el costo de levantamiento artificial, por lo que se decidió usar una bomba electro-sumergible. Durante el análisis, se tuvo en cuenta el impacto de la terminación a lo largo de la vida útil del pozo, en lugar de concentrarse en su costo inicial.

Alrededor de la misma época, en el campo Troll en el mar del Norte, se había instalado con todo éxito un dispositivo de control de flujo desarrollado por Camco. Motivado por este hecho, el

equipo de operaciones de Wytch Farm decidió aplicar esta nueva tecnología, con una adaptación del dispositivo de control de flujo utilizado en el campo Troll. Los costos de la terminación de avanzada con válvulas de control de flujo resultaban convenientes, de manera que se estudiaron formas de incorporar la nueva tecnología en el pozo M-2.

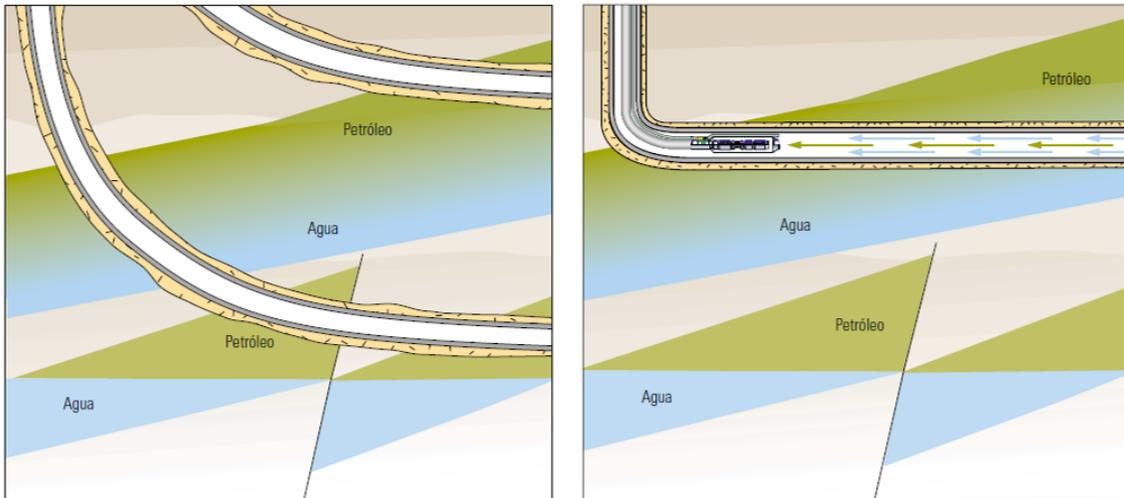
Finalmente, el grupo decidió cementar el pozo M-2 y convertirlo en un pozo con dos tramos laterales y un nuevo nombre, pozo M-15. Un pozo con dos tramos laterales con una terminación de avanzada funciona prácticamente como dos, pero sin duplicar los gastos de construcción. (Fig. 4.2). El pozo M-15 tiene dos ramas que drenan una parte de la formación de areniscas Sherwood. La rama que se extiende hacia el norte yace en un área con fallas, de modo que fue revestido y perforado, mientras que el lateral hacia el sur es una terminación a pozo abierto. Los problemas potenciales eran bastante diferentes. BP anticipó una irrupción anticipada de agua en el área de fallas de la zona norte, y estimó que debía controlarse la caída de presión para impedir el colapso del pozo en la zona sur, terminada a pozo abierto (Fig. 4.3).

El diseño del pozo M-15 se concentró en tres aspectos principales:

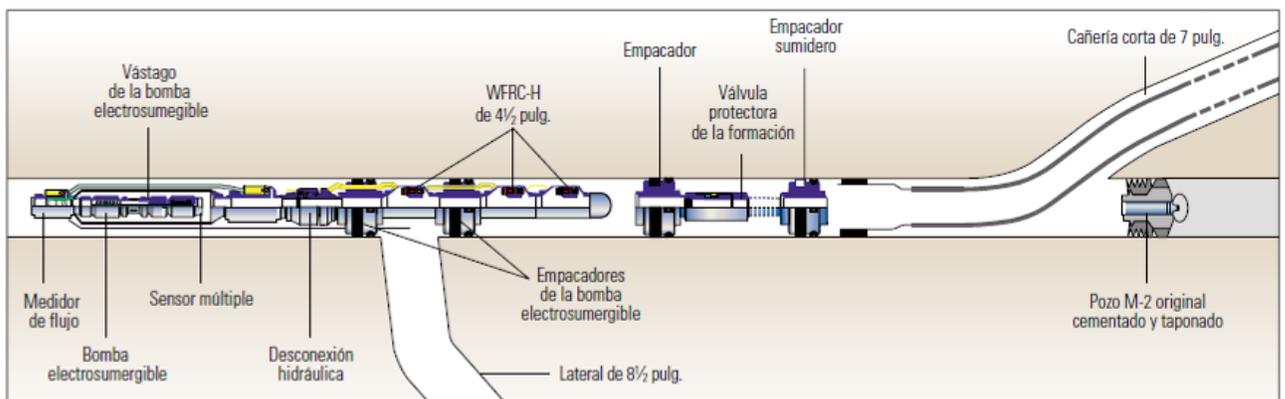
- Control de flujo.
- Caída de presión.
- Pruebas de pozos.

Control de flujo para confrontar la producción de agua esperada desde un lateral – el equipo de operaciones estimó que el control de flujo permitiría la recuperación de 1 millón de barriles adicionales [158 900 m<sup>3</sup>] de crudo que de otra forma, no se podrían recuperar.

Control de caída de presión para evitar el colapso del agujero en la terminación en agujero descubierto –Se suponía que el yacimiento de arenisca drenado por el lateral primario no presentaría fallas y sería relativamente firme, por lo cual revestir este lateral hubiera resultado poco conveniente en términos económicos. La capa de esquisto fue penetrada casi en forma horizontal, por lo que existía la posibilidad de que colapsara si se producía una caída de presión superior a un cierto nivel especificado. Por otro lado, el colapso del hoyo podría dañar la bomba electro-sumergible.



**Fig. 4.2:** Soluciones poco convenientes. La perforación de dos pozos hubiera resultado sumamente costosa (izquierda), mientras que con un solo pozo se habría perdido parte de las reservas (derecha).<sup>16</sup>



**Fig. 4.3:** Solución de control de flujo. Un pozo con múltiples tramos laterales con tres válvulas de control de flujo WFRH, resultó ser una solución viable desde el punto de vista económico y técnico ya que permitió el control individual de cada tramo lateral, así como también la prueba individual de cada hueco. El pozo M-15 es el primer pozo en el que válvulas de control operadas en forma remota se han instalado debajo de las bombas electrosumergibles.<sup>16</sup>

Pruebas de pozo y obtención de datos -BP Amoco deseaba profundizar sus conocimientos acerca de los perfiles de producción en pozos de alcance extendido, aprovechando el equipamiento de monitoreo que planeaba instalar en el pozo M-15. Además, la terminación con control de flujo subterráneo permitiría probar los dos ramales en forma independiente. La

posibilidad de observar la dinámica del yacimiento por medio de equipamientos subterráneos, en lugar de limitarse a interpretar mediciones ambiguas tomadas en la superficie, constituyó un punto de interés fundamental para el equipo de operaciones.

Una vez evaluados los dispositivos de control de flujo disponibles en ese momento, los responsables de la terminación, decidieron instalar tres válvulas WRFC-H controladas hidráulicamente desde superficie y recuperables por cable, dos de ellas en el lateral primario norte y un tercero en el segundo lateral sur. Estas válvulas se pueden cerrar completamente o en una de cinco posiciones secuenciales, con posiciones de apertura geométricas e igualmente espaciadas (diseñadas como posición 0, 1, 2, 3, 4, 5, donde cero corresponde a la posición cerrada y 5 a la posición completamente abierta). La posición de las válvulas son ajustadas, por ciclos de presión en superficie, a través de líneas de control dedicadas. Estos equipos permiten cegar la producción de agua prevista desde el yacimiento fallado, mientras se produce desde el otro lateral. (Fig. 4.3). Además de los dispositivos de control de flujo, el equipamiento del pozo M-15 incluye, un medidor de flujo provisto por un tercer proveedor y un sensor ubicado inmediatamente por debajo de la bomba electro-sumergible. El medidor de flujo, mide el flujo total que pasa por la bomba, la presión de descarga de la misma y la presión aguas arriba de la válvula de control ubicado en el lateral sur. El sensor múltiple colocado en la parte inferior de la bomba electro-sumergible, mide la temperatura del fluido y de la bobina del motor, la vibración y la presión de entrada en el lateral descubierto y utiliza el cable de la bomba para transmitir señales. El sensor múltiple y el medidor de flujo se instalaron para poder estudiar el comportamiento de cada lateral, pero el medidor de flujo superior dejó de funcionar poco después de comenzar las operaciones, lo cual dificultó la investigación de la interacción de los huecos. Afortunadamente, se pudo establecer la integridad de la instalación y el nivel de la caída de presión antes de que el instrumento dejara de funcionar.

La instalación continuó de acuerdo con lo programado. El equipamiento de control de flujo aún permite controlar los dos laterales en forma individual desde la superficie. En los dos últimos años, el pozo se ha controlado usando instrumentos de control de flujo para maximizar la producción de aceite y para resolver problemas ocasionales, por ejemplo en la producción de agua en la maquinaria y en la corriente de transmisión de velocidad variable (VSD por sus siglas en inglés) de la bomba electro-sumergible (ESP por sus siglas en inglés).

El pozo se puso en producción en febrero de 1999. El lateral norte produjo solo durante seis meses a más de 10,000 B/D [1600 m<sup>3</sup>/d] de líquido. Al final de este período, sólo alrededor de 3000 B/D [477 m<sup>3</sup>/d] eran de petróleo. Entonces el operador cerró este lateral y abrió el lateral sur. La producción de petróleo fue la misma que la entregada por el lateral norte, pero con una producción de agua significativamente menor.

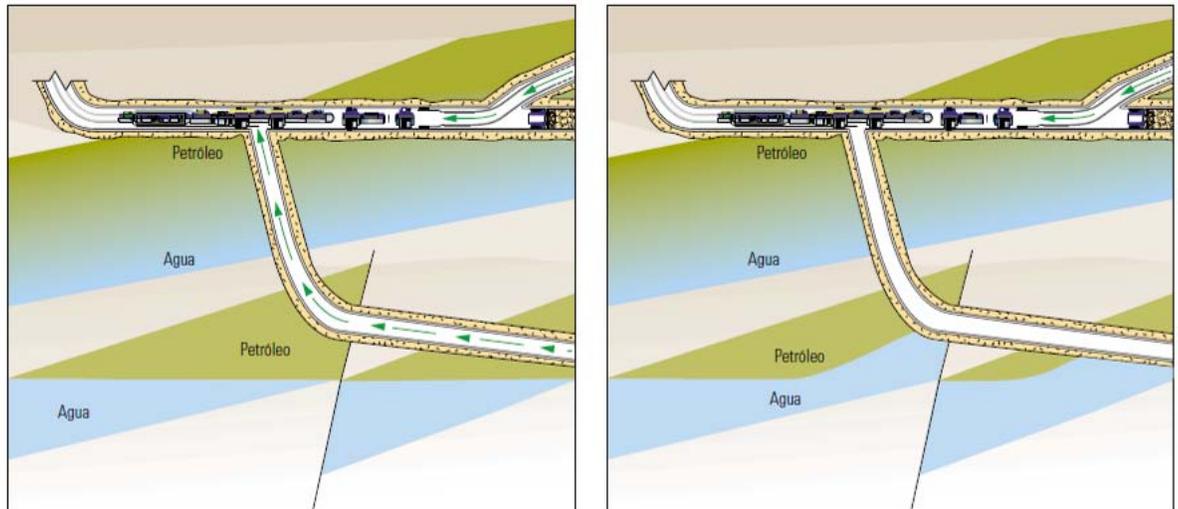
Después de cinco meses de producción de esta rama con un corte de agua en aumento, ambos laterales se pusieron en producción simultánea.



**Fig. 4.4:** Datos de producción del pozo M15. <sup>16</sup>

Los ingenieros de yacimientos utilizaron el simulador ECLIPSE para ajustar la historia de producción del campo. Una comparación de casos con y sin control de fondo de pozo, en el Pozo M-15 indica una recuperación progresiva esperada de más de un millón de barriles [160,000 m<sup>3</sup>] de petróleo después de cinco años (Fig. 4.4). Recientemente, falló una bomba de fondo de pozo y BP decidió reemplazarla por una más grande para aumentar la velocidad de flujo, de modo que las válvulas de control de flujo de fondo de pozo ya no se pueden ajustar. Sin embargo, los resultados de este pozo alentaron a BP a continuar utilizando pozos multilaterales con control de fondo de pozo en el campo Wytch Farm. En septiembre de 2000, se instaló una válvula eléctrica de control de flujo recuperable en la tubería de producción (TRFC-E, por sus siglas en inglés) en el Pozo F-22.

Al igual que otros pozos de alcance extendido pertenecientes al campo Wytch Farm, el pozo M-15 estableció varios récords: en primer lugar, este pozo tiene el mayor alcance de todos los pozos con múltiples tramos laterales; además presenta 3400 m de hoyo horizontal de 8 ½ pulg. en uno de los laterales, 2600 m de tubería corta de 7 pulg. flotando en posición, recuperación de la cuchara desviadora a 5300 m y 85 grados, y 1800 m de cargas de disparos bajados hasta los 8000 m. Por otra parte, el primer pozo en el mundo en el que se instaló un dispositivo de control de flujo controlado desde la superficie por debajo de una bomba electro-sumergible.



**Fig. 4.5:** Control del agua. Ambos laterales producen petróleo (izquierda). Si el agua avanza en el lateral inferior, se puede cerrar la válvula de control para impedir la producción de agua (derecha) <sup>16</sup>

El ejemplo del pozo M-15 confirma que los dispositivos de control de flujo funcionan de acuerdo con lo esperado, de manera que en el futuro la decisión de utilizarlos se basará en el aspecto económico del proyecto y en la confiabilidad de su funcionamiento a largo plazo. Para la instalación de este tipo de equipos, se requiere un equipo de trabajo debidamente capacitado; una cuidadosa preparación, es un elemento clave para el éxito del proyecto. Con la aplicación de la terminación de pozo inteligente en este pozo se demostró, que es más probable que se recuperen más reservas cuando las zonas o los agujeros individuales se operan en forma independiente, producen con tasas precisas para evitar la conificación de agua o de gas o una caída de presión excesiva, y son asistidos por sistemas artificiales de producción. Una terminación similar a la realizada en el pozo M-15 del campo Wytch Farm podría resultar apropiada en otras áreas para controlar la caída de presión o la producción de agua en

yacimientos multicapa y en yacimientos con altos contrastes de presión, de permeabilidad y de corte de agua.

### **4.3 Terminación de Pozos Inteligentes con Control de Arena.**

Los resultados de las instalaciones de terminaciones inteligentes muestran ventajas en cuanto a la optimización de la producción y control. Las terminaciones a la fecha se han realizado en pozos revestidos y disparados. Las válvulas de control de flujo, en una terminación inteligente se instalan típicamente entre los empacadores de aislación, en la zona de producción. Se han instalado instrumentos de control de flujo inteligente hasta en cuatro zonas. Se ha realizado una gran cantidad de instalaciones de equipo de control de flujo inteligente en pozos que requieren control de arena, pero estas instalaciones no permiten la ubicación de los instrumentos de control de flujo en la zona de producción con las opciones de tecnología existente. La tecnología actual para agregar control de flujo en las terminaciones inteligentes con control de arena se realiza al dividir el flujo en dos zonas distintas. Cada zona de producción, se termina con técnicas de control de arena tradicional, ya sea con empaques de grava o Frac Pack. Si más de dos zonas son terminadas, las zonas deben de ser agrupadas, y mezcladas previo al flujo a través de la válvula de control. Después que la terminación con control de arena, en la cara de las zonas productivas está en su lugar, se instala una terminación superior en el pozo con una tubería tipo sifón, insertada en la terminación inferior. Una válvula en línea, con el tubo sifón controla la producción de las zonas inferiores. La producción de la zona superior fluye a través del espacio anular entre el tubo sifón y la terminación superior al espacio anular de la tubería de revestimiento, arriba del empacador del empaque de grava superior. Se usa una válvula de control de flujo para controlar el flujo del espacio anular de la TR a la tubería de producción Fig. (4.6). En este tipo de configuración el límite práctico de las zonas que pueden ser controladas es dos. Una terminación de tres zonas por este método representaría una restricción hidráulica significativa y no es factible de ser desarrollada. Además, este diseño de terminación no permite la introducción de sensores en la zona de producción.

La mayoría de los yacimientos que requieren control de arena son formaciones apiladas que están separadas por lutitas. Se puede terminar hasta con cinco zonas productoras. Sin embargo, estas zonas están típicamente a diferentes presiones, que puede prevenir la combinación de zonas en el diseño de la terminación. Además, los gastos de despresionamiento de las zonas

son diferentes, algunas experimentan entrada de agua antes que otras. Debido a este problema es deseable tener un diseño de terminación con aislación y control en cada zona.

Se ha desarrollado una técnica alternativa, que permite la ubicación de los instrumentos de control de flujo en la zona de producción, en más de dos zonas en donde se requiera control de arena. Como se emplea en las terminaciones inteligentes sin control de arena en pozos revestidos y disparados, en donde la terminación es realizada en un solo viaje. La clave es integrar los instrumentos de control de flujo con el ensamble de pantalla de arena. El espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento que es necesario para dirigir la producción a las válvulas de control de flujo, no es disponible cuando se requiere control de arena porque el flujo debe de entrar a la pantalla de arena. Por lo que la producción es dirigida al instrumento de control de flujo por una pantalla de tubería de base sólida. La producción fluye en el área anular entre el diámetro interno de la pantalla y el diámetro externo de la tubería base.

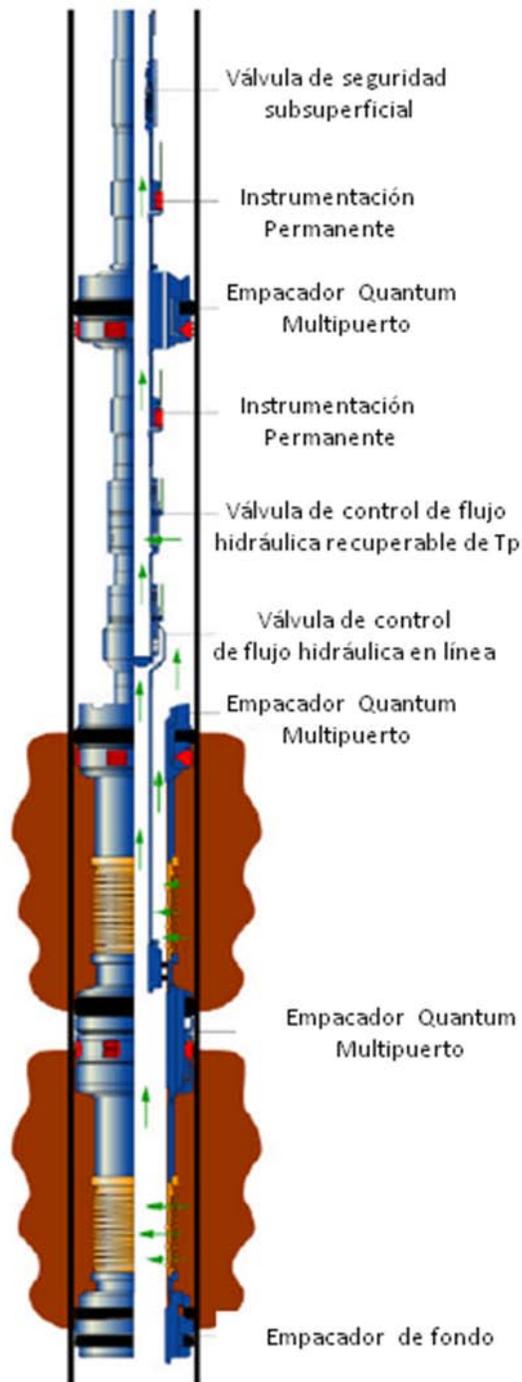
El diseño de la terminación es una terminación multizona, con empacadores de aislación entre cada zona. La terminación completa es llevada a cabo durante un solo viaje para no usar conectores húmedos para la fibra óptica, líneas de control eléctrica e hidráulica.

#### **4.3.1. Diseño en agujero revestido.**

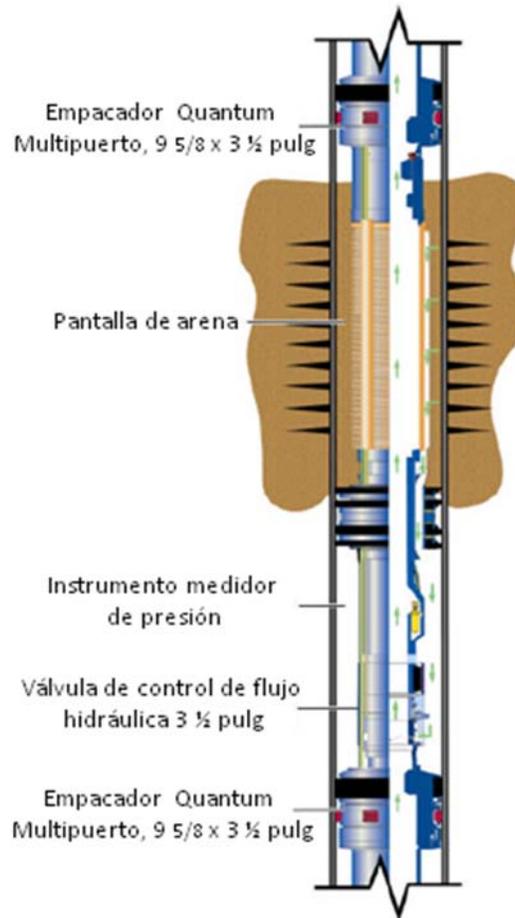
El diseño en agujero revestido permite que la producción fluya a través del espacio anular de la pantalla a la parte inferior de la zona. Un empacador de copa actúa como una barrera contra recortes para mantener el apuntalante del empaque de grava fuera de la porción baja de la zona. El área entre el empacador de copa y el empacador de aislación inferior crea un espacio anular entre la tubería de revestimiento y el instrumento de control de flujo. Esto permite el uso de los instrumentos de control de flujo típicos en terminaciones revestidas y disparadas. Un diagrama del intervalo de producción se muestra en la Fig. (4.7).

#### **4.3.2 Diseño en un agujero descubierto.**

El diseño en un agujero descubierto, es similar al diseño de un pozo revestido. Pero requiere el uso de empacadores externos para la tubería de revestimiento (ECP por sus siglas en inglés). El espacio anular de la pantalla de tubería de base sólida está conectado a una envoltura en el instrumento de control de flujo. Fig. (4.8).



**Fig. 4.6:** Diseño de tubería Sifón para control de arena con una terminación inteligente.<sup>17</sup>



**Fig. 4.7.** *Diseño integrado de una terminación inteligente con control de arena en un agujero revestido.*<sup>17</sup>

### 4.3.3 Terminación inteligente de pozo horizontal en agujero descubierto con control de arena.

Para probar el concepto de la terminación inteligente con control de arena en agujero descubierto, se perforó un pozo en un yacimiento maduro en Estados Unidos Continental. El yacimiento normalmente no requiere una terminación con control de arena. Sin embargo, es suficiente para demostrar el proceso de terminación y los beneficios de la optimización de la producción de una terminación horizontal en agujero abierto multizona. El pozo se perforó con una sección de agujero descubierto de cerca de 183 metros, permitiendo tres zonas de agujero descubierto de 61 metros. La zona inferior fue terminada con una pantalla individual, y las dos zonas superiores se terminaron con empaque de grava. Las zonas se separaron con empacadores externos para la tubería de revestimiento. Cada zona tiene una pantalla de

tubería de base sólida, instrumentos de control de flujo eléctricos, sensores eléctricos y sensores de fibra óptica. En Fig. (4.8) se muestra un diagrama de la terminación. La terminación se llevo a cabo en un solo viaje con tratamientos de empaque de grava realizados a través de la tubería de producción.

#### **Hardware de la terminación.**

El empacador de producción superior, es un empacador recuperable multipuerto hidráulico. Los empacadores de en medio son empacadores externos de tubería de revestimiento con líneas de control que pasan a través de ellos. Las dos zonas superiores contienen el siguiente equipo de arriba hacia abajo:

- Extensiones de empaque de grava con 2.75 pulg de diámetro interno (DI).
- Pantallas de tubería de base sólida de alta costilla con tubería de maniobra
- Diferentes sensores eléctricos y de fibra óptica.
- Instrumentos de control de flujo eléctricos protegidos, recuperables con línea de acero de 31/2 pulg.

La zona inferior es similar pero no tienen el equipamiento requerido para empaque de grava.

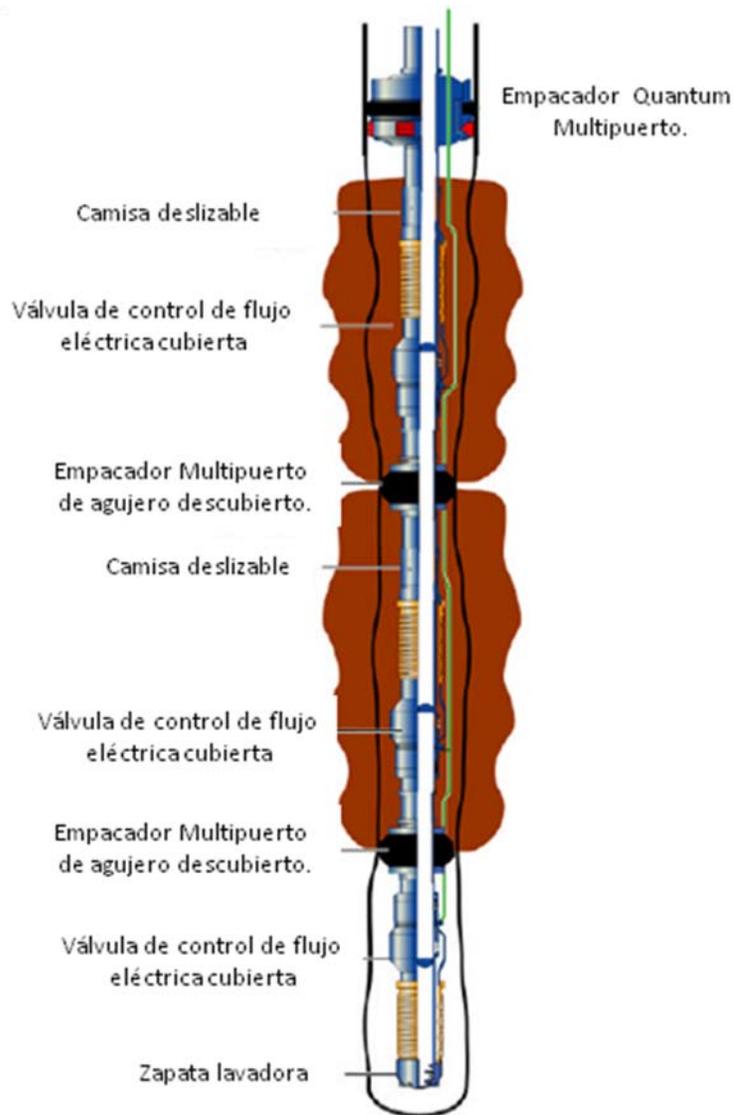
Las terminaciones multizonas en pozos de agujero descubierto son posibles al usar técnicas de bombeo que permitan la ubicación del empaque de grava debajo de la presión de fractura del yacimiento.

#### **4.4 Tecnología de control de arena expandible en la terminación de un pozo inteligente multi-zona.**

El campo West Champion (CW) costa-afuera de Brunei, al Norte de Borneo, consiste de un gran número de yacimientos de hidrocarburos apilados verticalmente, donde capas delgadas laterales continuas de lutitas sellan las diferentes columnas de hidrocarburo.

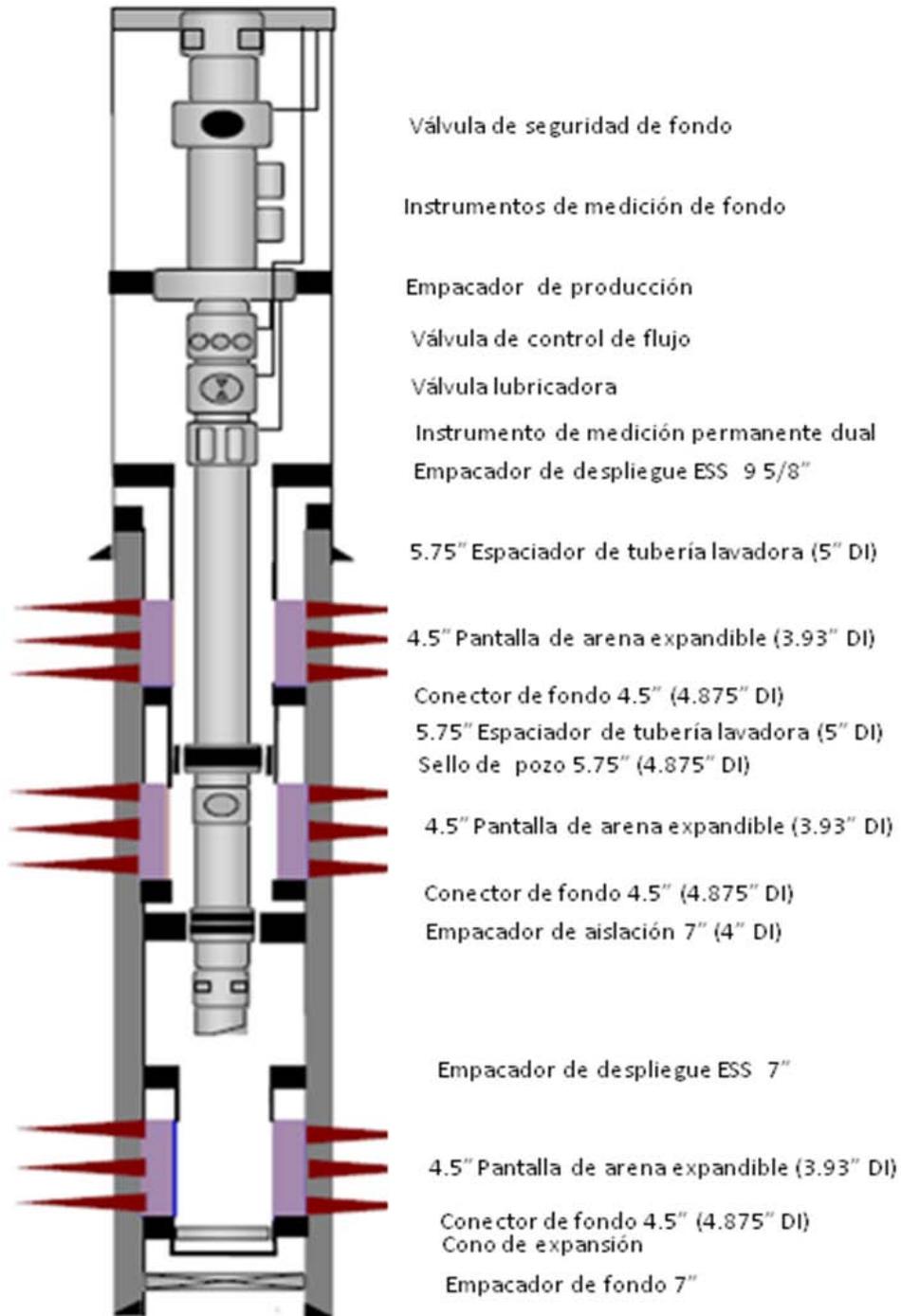
Los pozos en CW son terminados selectivamente típicamente en yacimientos múltiples (3-5 zonas) debido a que las presiones de yacimiento son contrastantes, a las propiedades de fluido y por administración del yacimiento. Aunque las rocas del yacimiento están relativamente consolidadas, se instaló exclusión de arena en los yacimientos someros debido a la falla de arena en los pozos de desarrollo y a la falta de datos de resistencia de rocas, como una medida

precautoria en ciertos yacimientos. En el pasado se prefería usar empaque de grava interno (IGP) como técnica de exclusión de arena.



**Fig. 4.8:** Diseño de una terminación de pozo inteligente horizontal en agujero descubierto con control de arena<sup>16</sup>

Debido a la alta desviación de los pozos en los 4 nuevos pozos de desarrollo (54-66°), se decidió incorporar equipamiento de terminación de pozos inteligentes (Válvulas de control de flujo mini-hidráulicas e instrumentos permanentes) para minimizar intervenciones de pozo futuras y para propósitos de administración de yacimientos.



**Fig. 4.9.** Terminación del pozo CW-15 con pantallas de arenas expandibles (ESS dual y simple).<sup>18</sup>

Ya que hay una gran distancia entre zonas se requería más de 4 operaciones de IGP por pozo (costo alto) y no habría espacio suficiente para instalar el equipamiento de la terminación de pozos inteligentes, por lo que se decidió usar pantallas de arena expandibles (ESS) para el control de arenas en los nuevos pozos. El uso de ESS facilita la terminación de zonas múltiples en una sola instalación, quedando mayor espacio interno para la terminación de pozos inteligentes. Se prefirió usar el ESS en agujero revestido en lugar de agujero descubierto para garantizar la aislación zonal requerida.

Los pozos de desarrollo de CW se perforaron y se terminaron en forma apilada, a partir de cabezas de pozos separadas en una plataforma jacket costa-afuera. En cada pozo se dispararon de 3-5 zonas usando pistolas TCP HSD 4.5 " con una caída de presión de 5000 Kpa. Se usaron cargas (RDX, 12 disparos por pie) que provocaron agujeros grandes, donde se requirió control de arena (ESS o IGP) requeridos para maximizar el área abierta al flujo. Se instaló control de arena y se terminaron los pozos como productores multi-zona de selección simple usando terminación de pozos inteligentes.

Para ahorrar tiempo de renta de plataforma y reducir costos, se desarrolló un diseño que permitió en una sola operación los disparos con TCP, la instalación de los ESS en zonas múltiples.

Se concluyó que en la instalación es más fácil de usar logísticamente y operacionalmente pantallas de arena expandibles que las operaciones con empaque de grava. Además que el desempeño en producción de las pantallas de arena expandible es mejor que un empaque de grava equivalente.

## **CAPÍTULO V**

### **CONTROL DE ARENAS EN LA TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES.**

La producción de arena de la formación en el pozo es uno de los problemas antiguos en la industria de aceite y gas debido a su efecto adverso en la productividad del pozo y en el equipo. Este problema normalmente está asociado con formaciones someras, geológicamente jóvenes que tienen una reducida o no tienen una cementación natural para mantener los granos de arena juntos. La fuerza de arrastre afecta las arenas de la formación cuando la presión del pozo es menor que la presión del yacimiento, como una consecuencia de la producción de fluidos. Si se excede la fuerza de cohesión de la formación, la arena fluirá en el pozo. La arena se incrusta en el pozo o es producida.

La arena producida no tiene valor económico, al contrario, la arena de la formación no solo puede incrustarse en los pozos, también puede erosionar el equipo y asentarse en recipientes en superficie. Las válvulas de seguridad subsuperficial pueden volverse inoperables, llevando a una pérdida económica y daños al personal. Particularmente en ubicaciones remotas y costa afuera. El equipo superficial y subsuperficial sufren daño por erosión, siendo su reemplazo costoso, y se pierde tiempo durante su reparación.

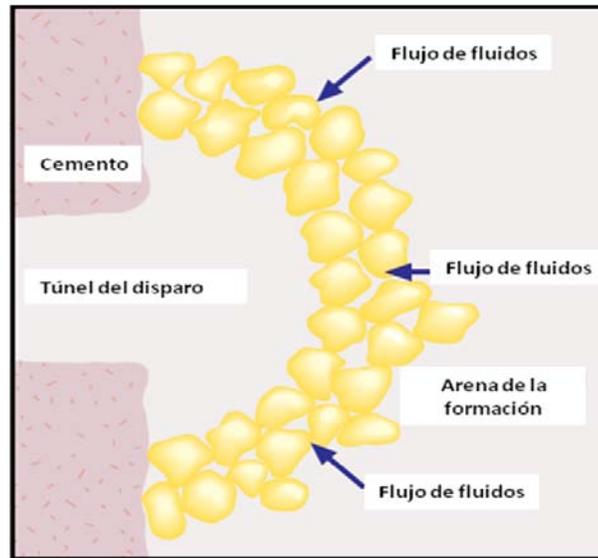
El daño a la formación es otro problema asociado con la producción de arena. La posible creación de espacios vacíos atrás de la TR puede llevar a que la TR esté sujeta a una carga de esfuerzo compresivo excesivo, causando colapso o buckling, entre menos permeable sea la lutita ésta puede colapsar alrededor de los disparos de la TR. Causando restricción severa e irreparable a la producción.

El control de arena de formación es costoso y trae consigo la disminución del gasto de producción o el uso de empaques de grava o técnicas de consolidación de arenas. A pesar de estos costos, las prácticas efectivas de control de arena, han hecho posible la producción de aceite y gas en pozos que de otra forma hubieran sido cerrados.

### 5.1 Causas de producción de arena.

Los factores que controlan el comienzo de la falla mecánica de la roca incluyen: la resistencia de la roca inherente, los esfuerzos que existen naturalmente en la tierra y los esfuerzos adicionales causados por la perforación y la producción. En formaciones no consolidadas la producción de arena se puede disparar por el primer flujo de fluidos de formación debido a la fuerza de arrastre de los fluidos o a la turbulencia de gas. Ésto desprende los granos de arena y los lleva a los disparos. El efecto crece al incrementar la viscosidad del fluido, el gasto y con altas caídas de presión.

En rocas mejor cementadas, se puede provocar la producción de arena por incidentes en la vida productiva del pozo, como, fluctuaciones en el gasto de producción, comienzo de producción de agua, cambio en la relación gas-aceite, reducción en la presión de yacimiento o subsidencia (hundimientos).



**Fig. 5.1:** Arco estable formado alrededor de la entrada de la cavidad de un disparo. Este arco permanece estable mientras el gasto y la caída de presión sean constantes, si estos se alteran, el arco colapsa y se produce arena, hasta que se forme uno nuevo, una vez que el flujo se estabiliza.

Fluctuaciones en el gasto de producción, afectan la estabilidad de la cavidad del disparo y en algunos casos dificulta la creación y mantenimiento de los arcos de arena. Un arco de arena es una capa hemisférica de granos de arena entrelazados, que es estable a una caída de presión

y gasto constante. Cambios en el gasto o el cierre de la producción puede resultar en el colapso del arco, causando que se produzca arena hasta que un nuevo arco se forme. Fig. 5.1.

A continuación se menciona a mayor detalle las causas de producción de arena:

**Flujo de fluidos.** El mayor esfuerzo que tiende a provocar la producción de arena es usualmente el flujo de fluidos, que es proporcional a la caída de presión entre el pozo y el yacimiento. La fuerza de arrastre impartida por el flujo de fluidos está relacionada al producto de la velocidad del fluido y la viscosidad. Ya sea que la arena sea mojada por agua o aceite también afecta su tendencia de ser producida. Las uniones intergranulares proveen la mayor fuerza de restricción en contra de estos esfuerzos. Por esta razón, el gasto de producción del pozo y el grado de consolidación natural presente en la formación son los determinantes claves en la producción de arena. Se pueden formar arcos de arena alrededor de los disparos reduciendo la producción de arena. La experiencia indica que estos arcos no son estables y tienden a degradarse fácilmente con el tiempo con las condiciones cambiantes de producción. Como resultado tienden a existir temporalmente, pero se pueden reformar después.

**Factores geológicos y geográficos.** Se ha experimentado la producción de arena en casi todo el mundo, en donde la producción de hidrocarburos proviene de yacimientos de areniscas. La producción de arena es común en yacimientos de arena de edad terciaria. Debido a que estos yacimientos son geológicamente jóvenes y usualmente se localizan en profundidades someras, están moderadamente consolidados ( $\pm 100$  psi de esfuerzo compresivo). Los yacimientos maduros tienden a estar mejor consolidados, por lo que en éstos los problemas de producción de arena no son tan severos. Sin embargo, dependiendo de los gastos de los pozos, las fuerzas de arrastre pueden ser suficientemente altas para causar la producción de arena de la formación en yacimientos donde el esfuerzo compresivo de la formación es de 1000 psi. Aunque esto no es común.

**Gasto de producción.** Cuando se producen fluidos en yacimientos de areniscas, se imponen esfuerzos en los granos de arena que tienden a moverla dentro del pozo junto con los fluidos producidos. Estos esfuerzos son causados por diferencias de presión en la formación, fuerzas de fricción de los fluidos, y el peso de sobrecarga. Esto implica que para muchos pozos hay un gasto de producción umbral (asociado con la caída de presión), debajo de ésta no se producirá arena y por encima de ésta la formación fallará. Desafortunadamente, este gasto está debajo

del gasto de producción económico. En estas situaciones, alguna forma de control de arena se debe de incluir como una parte inicial o remedial de la terminación del pozo. Se cree que el mecanismo que causa que una arena consolidada falle es el resultado de una combinación de caída de presión y flujo de fluidos.

**Consolidación natural.** Opuesto a las fuerzas del fluido están las fuerzas de restricción que mantienen los granos de arena en su lugar. Estas fuerzas, surgen con la unión intergranular (consolidación natural), fricción intergranular, fuerzas gravitacionales y fuerzas capilares. La presión de poro interno (presión de yacimiento), ayuda a soportar el peso de la sobrecarga, por lo que alivia algo de los esfuerzos en los granos de arenas. De estas fuerzas, la fuerza de unión intergranular es el factor más importante en la prevención de producción de arena. El esfuerzo compresivo en una formación de arenisca es probablemente la mejor medida de unión intergranular. Si se realiza una buena terminación y buenas prácticas de producción, formaciones con un esfuerzo compresivo que excedan los 1000 psi producirán generalmente libre de arena. La excepción, es el caso donde la caída de presión alrededor del pozo es alta. Si la caída de presión es baja, las arenas con un esfuerzo compresivo más bajo también producirían libre de arena.

**Dependencia del tiempo.** La predicción de la tendencia de producción de arena de una formación es complicada, no solo por que los datos de diversos factores a ser considerados son limitados, sino también a que muchos factores cambian con el tiempo. Algunos ejemplos de los cambios relacionados con el tiempo son:

- La disminución de la presión del yacimiento incrementa el esfuerzo de sobrecarga en los granos de arena.
- La producción de agua puede disolver los materiales cementantes naturales y debilitar la unión intergranular o cambiar la presión capilar.
- La reducción de permeabilidad resultado de los efectos de la permeabilidad relativa por la invasión de finos, depósitos de asfaltenos o parafinas, etc., pueden incrementar el esfuerzo inducido en los granos de arena por el flujo de fluidos a un gasto dado.

Debido a que el problema es complejo, la predicción más significativa de un problema potencial de arena es usualmente una correlación basada en el desempeño de pozos desarrollados que produzcan en el mismo yacimiento.

**Flujo multifásico.** En muchos casos, la producción de arena incrementa substancialmente cuando el pozo empieza a producir agua o gas con los hidrocarburos. Existen varias teorías para explicar este comportamiento<sup>19</sup>:

1. El agua producida puede disolver parte de los materiales cementantes por lo que se produce arena.
2. El cambio en la saturación de agua reduce la presión capilar (tensión interfacial) al punto que los granos de arenas ya no son mantenidos juntos por esas fuerzas, causando una producción de arena excesiva.
3. Cuando una interface se mueve a través de un espacio poroso, se crea un disturbio de presión localizado. El movimiento de agua también puede movilizar los finos y adherirse a la estructura de los poros.
4. Los efectos de permeabilidad relativa puede influenciar en la tendencia de producción de arena y puede incrementar la caída de presión para un gasto de pozo dado.

En la mayoría de las formaciones de areniscas, las partículas finas son mojadas por agua y se mueven con esta fase. Estudios demostraron claramente que el flujo multifásico puede provocar producción excesiva de arena, movilizandolos finos que pueden taponear la formación, reduciendo la productividad del pozo.

**Efectos termales.** Los efectos termales también pueden destruir la unión intergranular e influenciar la producción de arena. El efecto de alta temperatura asociado con la inyección de vapor de los proyectos de recuperación de aceite ha demostrado que muchos pozos experimentan alta producción de arena no encontrada previamente en estas operaciones.

En el control de arena, o control de sólidos de la formación, se debe de diferenciar entre sólidos de soporte y las partículas finas que no son consideradas usualmente una parte de la estructura mecánica de la formación. Algunos finos son probablemente siempre producidos con los fluidos del pozo. Si los finos se mueven libremente a través del empaque de grava, no se incrustan a ellos. El control de arena, se refiere al control de las partículas de los sólidos de soporte, aquellos que soportan la sobrecarga. El problema es decidir que es una producción de arena excesiva, una decisión que incluye muchos factores. Se puede considerar una producción de

arena mayor que 0.1 % volumétrico como excesivo, pero dependiendo de las circunstancias, el límite práctico puede ser mayor o menor.

## **5.2 Mecanismos de producción de arena.**

Existen dos mecanismos principales de producción de arena:

- A. Falla por esfuerzo cortante, relacionado por una presión de pozo muy bajo. Esto significa que algún plano de la región de pozo cercano, está sujeto a un esfuerzo de corte mayor del que puede soportar. Esto puede llevar a un cambio en las propiedades y en los esfuerzos del pozo cercano.
- B. Falla por tensión, relacionado básicamente a gastos de producción muy altos. La producción de arena está relacionado con la fuerza de arrastre en los granos de la formación.

En la práctica, los dos mecanismos trabajan juntos e interactúan. Una formación alterada por una falla por esfuerzo de corte puede ser más susceptible al arrastre de fluidos. De hecho en el caso de que el esfuerzo de corte sea el mecanismo básico, el flujo de fluidos es importante porque trae el material al pozo.

La relación entre la presión del pozo (caída de presión) y el gasto de producción no es uno a uno, ya que el operador puede determinar el número de cavidades de producción, y de esta forma el flujo por cavidad. Al incrementar el número de cavidades reducirá la fuerza de arrastre de fluidos en una cavidad para un gasto de producción dado.

La falla por esfuerzo de corte es el mecanismo que puede provocar cantidades catastróficas de arena. Por lo contrario, la producción de arena por una falla por esfuerzo de tensión es generalmente menos maligna. Ésto es al hecho que la cavidad crece, el gradiente de fluido se vuelve pequeño y la producción tiende a detenerse. La producción de arena por tensión tiene un efecto auto-estabilizador.

Además de los mecanismos anteriores, se debe de mencionar la migración de finos, que consiste en el movimiento de partículas finas a la formación, como arcillas. Esto puede llevar a

la reducción de la permeabilidad en la región del pozo cercano (un tipo de daño a la formación), que puede incrementar la fuerza de arrastre de fluidos e iniciar la producción de arena.

### **5.3 Técnicas de control de arena.**

En un pozo donde existe el riesgo de producción de arena, existen diversos métodos disponibles para controlar la producción de arena. Los métodos se pueden dividir en dos grupos principales. El primero es la terminación natural del pozo y el segundo incluye varios métodos activos de control de arena.

#### **i) Terminación natural del pozo.**

El pozo es terminado por disparos a través de la tubería de revestimiento. Se controla la producción de arena controlando los parámetros de producción, como presión del pozo (caída de presión), gasto de producción, etc. Este método tiene el menor costo inicial, y en algunos casos puede ser exitoso al alternarlo con otro método disponible, sin embargo en la mayoría de los casos no es una solución económica rentable o durable para la producción de arena de la formación.

#### **ii) Control de arena activo.**

Existen diferentes formas para el control de arena activo. Se pueden dividir en 3 grupos principales:

1. Métodos mecánicos
2. Método de consolidación química in-situ.
3. Combinación de métodos.

Estos métodos proveen alguna forma de apoyo mecánico a la formación y ayudan a prevenir el movimiento de la formación durante los esfuerzos, resultado del flujo de fluidos o caída de presión en el yacimiento.

**Métodos mecánicos.** Los métodos mecánicos son los métodos más comunes de exclusión de producción de arena. Un método obvio de prevención de producción de arena de la formación

es de restringir su entrada en el flujo del pozo. Se han usado diversos tipos de aparatos mecánicos para este propósito. A partir de varias investigaciones se ha concluido que: las partículas esféricas no fluirán continuamente a través de ranuras rectangulares que sean dos veces el ancho de las partículas, o a través de agujeros circulares de tres veces su tamaño, siempre y cuando fluyan en masa y tengan un contacto individual grano a grano.<sup>20</sup> Las partículas tienden a filtrarse a través de dichas aberturas y previenen el movimiento de las demás partículas. Si el tamaño de las partículas varía, la retención de las partículas más largas causa que las partículas pequeñas se puenteen o filtren atrás de ellas. Los métodos de control de arena mecánicos son diversos, pero siempre incluyen algún tipo de instrumento instalado en el fondo que causa que la arena se filtre de los fluidos o gases producidos.

Todos los métodos de retención mecánica están basados en el principio de retener una cierta proporción de material de formación para prevenir que éstos entren al pozo. Los instrumentos usados para restringir el movimiento de arena son llamados usualmente pantallas o liners retenedores. Cuando se ubica partículas de arena limpias, largas (se les llama grava porque son más largas que las partículas de arena de la formación) entre la pantalla y la formación se le conoce como empaque de grava.

No importa que método se seleccione, todos los métodos de control de arena mecánicos están basados en la teoría del puenteo o filtrado. Se forman puentes de arena de formación en contra de algún tipo de medio de filtrado, el cual permite el paso del fluido, pero previene la producción de arena de la formación. Si sólo se usa un liner ranurado o una pantalla para controlar la arena de la formación, se deben de formar puentes de arena cuando la abertura de las ranuras es de 2.5 veces el diámetro del grano de arena.<sup>21</sup> Experimentos han mostrado, que estos puentes no son estables, y que para una efectividad máxima los granos de arena individuales deben de puentearse sobre, y no en las aberturas de las ranuras.

Una pantalla o un liner (tubería corta de revestimiento) ranurado instalado en un pozo para controlar arena de la formación usualmente no es exitoso en el control de arena o en el mantenimiento de la productividad del pozo por períodos largos de tiempo. La excepción a esto es cuando la pantalla o liner es usado en granos relativamente gruesos, limpios, cuando está presente arena de alta permeabilidad y se puede tolerar una cierta cantidad de arena de formación para producir el pozo económicamente. Las tuberías ranuradas proveen fuerza y un servicio económico, se usa particularmente en pozos de agua. Generalmente se usan liners

ranurados en aplicaciones de la industria petrolera en donde las pantallas envueltas de alambre no son rentables económicamente. Los liners ranurados se utilizan en pozos que tienen intervalos de terminación largos o baja productividad. Aunque los liner ranurados son menos costosos que las pantallas envueltas de alambre, no tienen áreas de entrada de influjo alto y no son útiles en pozos de alto gasto.

El problema con las terminaciones que usan sólo pantallas está relacionado con la forma en que los pozos de aceite y gas están terminados con esta técnica. Ya que sólo se coloca la pantalla o el liner ranurado en posición y la producción de arena permite que se formen los puentes de arena alrededor de ellos. Ya que a veces no se realiza un tratamiento de limpieza, las partículas finas no son removidas efectivamente de la zona del pozo cercano de la masa de arena. Si estas partículas son retenidas en la pantalla o en un liner ranurado, estas pueden eventualmente incrustarse y reducir substancialmente la productividad del pozo. Si las partículas fluyen a través de las pantallas o los liners ranurados y no se incrustan, el pozo puede continuar produciendo indefinidamente a pesar de que la producción de arena no haya sido completamente eliminada.

Aunque las pantallas y los liners ranurados se usan para controlar la producción de arena temporalmente, generalmente no se recomienda sobre el uso de empaques de grava en términos de productividad y control de arena.

**Empaques de grava.** Los empaques de grava es la técnica de control de arena mecánico más popular, fue usado en la industria de pozos de agua mucho antes de que se usara en los pozos de aceite y gas. Consiste en la instalación de un instrumento mecánico como una pantalla o un liner ranurado en un pozo y en la ubicación exacta de grava de un tamaño específico alrededor de la pantalla o del liner ranurado. Esta ubicación permite la entrada de fluidos a través de la grava pero filtra la arena de la formación del flujo de fluidos para que la producción libre de arena sea posible. Sin embargo, en la mayoría de los empaques de grava se produce una cantidad finita de sólidos, pero consisten en partículas muy finas, que pueden moverse a través del empaque de grava. Cuando el empaque de grava se desempeña correctamente, el empaque puede tener un tiempo de vida en producción largo, en terminaciones de alta productividad. Existen diferentes tipos de empaques de grava como empaques de grava internos de TR y empaques de grava de agujero descubierto. Existen reglas empíricas con las que se puede determinar el tamaño de grava una vez que se conoce el rango de tamaño de

granos de la formación. Existen 4 componentes de la técnica de empaque de grava que deben de considerarse: el empaque de arena, el tipo de pantalla, el fluido transportador y las herramientas.

**Control de arenas químicamente.** El control de arena químico (consolidación plástica) incluye el uso de plásticos para cementar los granos de arena de la formación artificialmente alrededor del pozo, para que los fluidos de formación se puedan producir libres de arena. Para que los plásticos sean efectivos deben de:

- 1) Mojar la superficie de la arena y adherir los granos.
- 2) Producir un alto esfuerzo compresivo.
- 3) Mantener alta productividad del pozo.

En la mayoría de los tratamientos de consolidación de campo, se bombean: ácidos, fluidos lavadores (Para remover el agua residual, para que los plásticos humedezcan los granos de arena), resinas plásticas, y catalizadores. El pozo después se lava y se cierra para curar el plástico. Los plásticos son usualmente epóxicos, furanos o resinas fenólicas. Esta técnica puede dañar la permeabilidad del pozo, por lo que se debe de hacer pruebas de compatibilidad.

**Combinación de técnicas de control de arenas.** Los métodos en esta categoría combinan tecnologías de consolidación química y control de arena mecánica. Varias combinaciones de técnicas de control de arenas usan grava y plásticos. Un ejemplo es el filtro de cama de arena, en este proceso el empaque de grava es instalado con grava cubierto de resina, el empaque de arena es mantenida en su lugar por la resina curada, después de ser instalado en el pozo sin el uso de pantallas o liners ranurados. Lo cual provee un esfuerzo compresivo de cientos o miles de lb/pulg<sup>2</sup>. Aunque los procedimientos varían, el objetivo es asegurar el empaque en su lugar mientras se deja la TR despejada.

La técnica incluye el uso de furanos, epóxicos y grava cubierta de resina que se mezclan en superficie y son bombeados dentro del pozo. Se deja que la lechada plástica de grava se deposite y actúe en la formación. Después el residuo se remueve fuera del pozo antes de que se ponga a producir.

**Control de arena con arco estable.** Consiste en la compactación mecánica (pre-consolidación) de la formación del pozo cercano por un empacador inflable. Esta compactación trata de mejorar la posibilidad de los mecanismos de arqueo entre los granos de arena de la formación.

Los expertos recomiendan que si se tiene una indicación de que se producirá arena se debe de aplicar inmediatamente las técnicas de control de arena. Esta práctica permitirá el mayor gasto y la menor pérdida de producción posible después de que se aplique una técnica de control de arena.

#### **5.4 Predicción de arena.**

A continuación se menciona el procedimiento para la predicción de arena:

1. A partir de los datos disponibles (registros, núcleos, experiencia de pozos cercanos) se decide si una terminación natural es posible, o si se requiere un control de arena activo.
2. Si se requiere un control de arena activo, se determina que tipo y el diseño óptimo.
3. Si se selecciona una terminación natural, ¿sería necesario tomar algunas precauciones?

Se podría decir que en formaciones débiles es simple. En el primer caso, el uso de una técnica de control de arena es una necesidad, mientras que formaciones consolidadas una terminación natural trabajaría sin problemas. El mayor reto en la predicción de arena es el caso intermedio, donde se necesita una evaluación cuidadosa, ya que una terminación natural exitosa significa reducción de costos y mejora de la productividad. En el caso contrario, al no instalar un empaque de grava en un pozo que lo debería de usar, puede llevar en el peor caso a la pérdida del pozo por arenamiento.

##### **5.4.1 Selección del método de control de arena.**

Una vez que se identifica que un pozo necesita control de arena, la elección del método correcto se debe de determinar basado en el siguiente criterio:

- Económico. El costo inicial del tratamiento y su efecto en la producción.
- Éxito histórico.

- Aplicabilidad. Grado de dificultad para desempeñar el tratamiento.
- Longitud de servicio. Estimación de la producción libre de arena y la necesidad/frecuencia de la tasa de repetición del tratamiento.

La elección de la técnica apropiada para la exclusión de arena requiere un entendimiento profundo de cada método de exclusión y sus diferentes modificaciones y variaciones, La tabla 5.1 muestra los méritos y limitaciones de los diversos métodos de control de arena mecánico y de consolidación química.

El verdadero éxito o falla de una aplicación de control de arena se debe medir en contra de tres criterios relacionados:

- Pare el movimiento y producción de arena.
- Mantenga la máxima productividad del pozo.
- Pague el costo del tratamiento y tenga un retorno satisfactorio en la inversión en un período de tiempo razonable.

### **5.5 Control de arenas con la terminación de pozos inteligentes.**

Conforme madura la tecnología de terminación de pozos inteligentes, las aplicaciones de campo siguen expandiéndose a ambientes cada vez más difíciles como formaciones pobremente consolidadas, de alta permeabilidad, en pozos de alta productividad, yacimientos complejos, yacimientos clásticos comunes en el golfo de México, en las costas del Oeste de África, costas de Brasil, y en el mar del Norte. Estas áreas concuerdan con el modo de operación de las aplicaciones de las terminaciones de pozos inteligentes- en pozos de alta productividad, yacimientos complejos, en inversiones de capital alto, y con costos altos de intervención. El reto de aplicar control de flujo de fondo en estas áreas es que están propensos a producir cantidades significantes de sólidos de la formación. La producción de arena no es buena para el equipo de la terminación convencional y la terminación de pozo inteligente enfrenta retos similares. Aunque la condición del equipo de terminación de pozo inteligente no puede degradarse a un estado peor que la terminación de pozo convencional, su habilidad para hacer este trabajo se puede comprometer. La erosión de los elementos del estrangulador, sellos superficiales, líneas de control y la interferencia con los instrumentos móviles puede

hacer la terminación de pozo inteligente inoperable, perdiendo su funcionalidad y la habilidad del operador de usar el equipo para alcanzar su valor a largo plazo.

**Tabla 5.1. Méritos y limitaciones de los métodos de exclusión de arena.**

Característica de la formación	Método mecánico, empaques de grava y pantallas	Combinación de métodos, químicos, consolidación con resinas, y arenas cubiertas de resinas.
Esfuerzo de la formación	No cambian el esfuerzo de formación	Agrega un considerable esfuerzo a formación, con la excepción de la arena cubierta de resina.
Permeabilidad	Aplicable, ciertas técnicas pueden reducir la permeabilidad.	Aplicable, ciertas técnicas pueden reducir la permeabilidad.
Tamaño de granos pobremente distribuidos	Aplicable, utilizando un diseño especial.	Aplicable con pocas restricciones.
<10% de finos y arcillas	Muy aplicable. Buena vida de trabajo anticipado	Muy aplicable. Buena vida útil de trabajo anticipado
>10% de finos y arcillas	Aplicable, utilizando técnicas de trabajo especial.	Aplicable, marginalmente. Es difícil una buena inyección y cobertura de resina.
>10% solubilidad de ácido	Aplicable con pre-tratamientos ácidos restringidos.	No aplicable, con resinas endurecedoras de ácido.
<10% solubilidad de ácido	Muy aplicable. Buena vida de trabajo anticipado	Muy aplicable. Buena vida útil de trabajo anticipado
<50% ángulo del pozo	Muy aplicable. Buena vida de trabajo anticipado	Muy aplicable. Buena vida útil de trabajo anticipado
>50% ángulo del pozo	Aplicable usando herramientas especiales, pantallas y técnicas.	No aplicable. Historia de éxito pobre. Problemas de cobertura uniforme.
Agujero descubierto.	Aplicable utilizando técnicas especial.	No aplicable. Historia de éxito pobre. Problemas de cobertura uniforme.
Agujero entubado	Muy aplicable. Buena vida de trabajo anticipado	Usualmente, muy aplicable. Buena vida útil de trabajo

		anticipado
Slim casing	Aplicable marginalmente, restricciones severas de herramientas y pantallas.	Muy aplicable. Buena vida útil de trabajo anticipado
Zona simple	Muy aplicable. Buena vida de trabajo anticipado	Muy aplicable. Buena vida útil de trabajo anticipado
Multizonas.	Aplicable usando herramientas especiales, pantallas y técnicas	Muy aplicable, la limpieza del pozo debe de hacerse como una medida inicial.
Longitud de intervalo < 9m	Muy aplicable. Buena vida de trabajo anticipado	En la mayoría de las instancias. Muy aplicable. Buena vida útil de trabajo anticipado
Longitud de intervalo > 9m	Muy aplicable. Puede requerir herramientas especiales, diseños y pantallas.	No aplicable, altos costos y cobertura de resina irregular.
Alto productor de agua	Aplicable. Puede requerir control químico de finos adicional.	Muy aplicable. Buena vida útil de trabajo anticipado
Productor de gas	Muy aplicable. Buena vida de trabajo anticipado	Aplicable. Algunos sistemas de resinas limpian mejor con buena vida útil de trabajo anticipado
Productor de aceite	Muy aplicable. Su vida útil depende de pantallas y de la calidad de los apuntalantes	Muy aplicable. Vida útil de 3 a 8 años.
Temperatura de fondo baja < 49°C	Muy aplicable. Buena vida de trabajo anticipado	Provisional. Condiciones de curado difícil para algunas resinas.
Temperatura de fondo media	Muy aplicable. Buena vida de trabajo anticipado	Muy aplicable. Buena vida de trabajo anticipado
Temperatura de fondo alta > 121°C	Provisional. Puede requerir apuntalantes especiales y diseño de herramientas	Provisional. Tiempo de ubicación limitado para algunas resinas, durabilidad reducida.
Inyección de vapor	Provisional. Similarmente apuntalantes especiales y diseño de herramientas	Aplicable marginalmente, Algunas resinas son más resistentes que otras.

Las técnicas de control de arena se han aplicado en éstos ambientes con diferentes grados de éxito, una estrategia de control de arena concebida y ejecutada propiamente puede ser muy efectiva en reducir o eliminar la producción de sólidos sin restringir la producción. Nuevas técnicas como pantallas expandibles se han agregado a técnicas probadas como empaques de grava. Pero, la combinación de la tecnología de control de arena con la tecnología de la terminación de pozos inteligentes puede ser un gran reto particularmente en la producción de fluidos en zonas múltiples, no consolidadas y zonas de alta productividad. La industria de terminación de pozos inteligentes ha atacado este reto en conjunto con la industria de control de arena para generar soluciones integradas innovadoras que ofrezcan un máximo valor al cliente.

#### **5.5.1 Aspectos específicos en la terminación de pozos inteligentes.**

El reto en la industria de la terminación es como integrar efectivamente la tecnología de los pozos inteligentes con estrategias modernas de control de arena. Los siguientes aspectos se deben de considerar en el uso de control de flujo inteligente y en el monitoreo del ambiente de producción de arena.

**Protección o aislamiento de zonas o capas.** Las terminaciones de pozos inteligentes se pueden usar para monitorear y controlar el flujo de yacimientos separados, o capas separadas, o regiones separadas de una formación heterogénea. Algunas o todas estas zonas pueden requerir alguna forma de control de arena, pero para la efectividad de control de flujo es crítica la aislación hidráulica entre zonas. La aislación se puede lograr usando liners cementados y disparados con secciones lisas entre zonas. Las terminaciones en agujero descubierto con pantallas o con empaques de grava pueden requerir secciones de revestidor auxiliar ciego con empacadores de TR externo inflables y equipo de empaque de grava multi-etapa.

**Diámetros de equipo y espacio disponible.** El equipo de control de flujo inteligente, los mandriles de los sensores y las líneas de control y los paquetes planos ocupan más espacio que el equipo de terminación convencional y se puede necesitar su uso en el interior del equipo de control de arena. Esto puede crear conflictos cuando se trate de mantener los diámetros del equipo de terminación y la TR con diseños convencionales, mientras se trata de maximizar las áreas de flujo para reducir la velocidad de flujo y maximizar la productividad.

**Velocidad del fluido, caída de presión y erosión.** El punto débil del equipo de terminación en un ambiente de producción de sólidos es la erosión, áreas de flujo restringidas y patrones de flujo tortuosos (típico alrededor y a través del equipo de control de flujo) contribuyen al efecto de velocidad alta causando la erosión del equipo. Cuando se producen fluidos compresibles, como el gas, la caída de presión de flujo asociada con la alta velocidad y áreas de flujo restringidas resultan no solo en baja productividad, sino también en altas velocidades de flujo. Si el ambiente de producción es corrosivo, también se debe considerar los mecanismos de erosión/corrosión en la selección del material para la terminación.

**Protección de sensores, cables y líneas de control.** Los cables, líneas de control y los sensores representan los nervios del sistema circulatorio de una terminación de pozo inteligente, y el daño de estos elementos, puede significar la pérdida total o parcial de la funcionalidad de la terminación de pozos inteligentes. Estos elementos se deben proteger cuidadosamente contra la erosión (o por el potencial de alguna falla del equipo de control de arena), vibración y esfuerzos térmicos a través del uso de conexiones diseñadas apropiadamente y blast joints encapsulados. Algunos fabricantes ofrecen sistemas con líneas de control redundantes y sistemas electrónicos capaces de operar el sistema en el caso de falla del otro sistema.

**Interferencia mecánica de los componentes móviles.** Los sólidos que se producen con los fluidos pueden interferir con el movimiento y el sello de los componentes dinámicos, particularmente camisas deslizables, estranguladores de control de flujo y válvulas. El diseño de estos componentes deben de ser tolerantes a la arena – ya sea que excluyan sólidos para que no entren en las cavidades que pueden causar interferencia con el movimiento, o deben ser capaz de limpiar fácilmente los sólidos o funcionar con la presencia de los sólidos. Los accionadores y los resortes de regreso deben generar la fuerza suficiente para mover los componentes dinámicos a pesar de la acumulación de sólidos y de incrustaciones. El uso frecuente de las válvulas puede prevenir la acumulación de cantidades significantes de sólidos pero también puede causar el uso y desgaste de los sellos y de los cojinetes superficiales.

**Pozos de inyección.** En yacimientos multi-zonas, donde los pozos de producción requieren control de arenas, el control de arenas se debe considerar en pozos de inyección. La disolución de los materiales cementantes naturales en pozos de inyección de agua puede desestabilizar la formación. Durante el cierre de estos pozos, el reflujó y el flujo cruzado entre capas en

diferentes presiones de yacimiento resultan en una producción significativa de sólidos en el pozo, que puede causar incrustaciones e interferencia con los instrumentos de control de flujo. El cierre de los instrumentos de control de flujo para reducir el flujo cruzado durante el cierre del pozo ayuda a aliviar el problema pero no lo previene.

### **Control de arenas con la terminación de pozos inteligentes.**

El uso de los elementos de la terminación de pozos inteligentes puede contribuir significativamente a la administración y prevención de la producción de arena mientras se maximiza la productividad de los hidrocarburos. Por medio del monitoreo de las condiciones de in flujo actual y el control y restricción del flujo de fluidos en el pozo, los pozos inteligentes pueden mantener el flujo debajo de los gastos críticos que de otra forma desestabilizarían la matriz de la formación o el empaque de grava. Las zonas que son propensas a la producción de agua se pueden estrangular o cerrar, reduciendo la tendencia de la producción de arena agravada por flujo multifásico y la disolución acuosa de cementos naturales. Una de las soluciones más simples para controlar dos zonas con control de arena es el tubo sifón o tubo profundo.<sup>22</sup> Como se observa en Fig. 4.6. El pozo se termina con un empaque de grava convencional de dos etapas (o pantallas), por medio de la aislación entre dos zonas con una sección de tubería sin agujeros y un empacador. La terminación está compuesta de arriba hacia abajo de: la tubería de producción, de empacadores de producción alimentados, mandriles de los instrumentos, ICV, ICV con protección, y el tubo profundo con un arreglo de sellos el cual obtura en un sello con el empacador de aislamiento de las dos zonas. La producción de la zona más baja fluye a partir del tubo profundo y a través de la envoltura en la parte más baja de la ICV, entrando a la tubería de producción en la parte más baja de la ICV. La producción de la zona superior fluye en el área anular entre la pantalla del empaque de grava superior, en el área anular en la parte más baja de la ICV envuelta y la tubería de revestimiento de producción, y entra a la tubería de producción a través de la parte superior de la ICV. El mandril del instrumento permite el monitoreo de presión de ambas áreas interno y anular.

## CAPÍTULO VI.

### CÁLCULO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN CRÍTICA SOBRE EL CUAL EL POZO EMPIEZA A PRODUCIR ARENA.

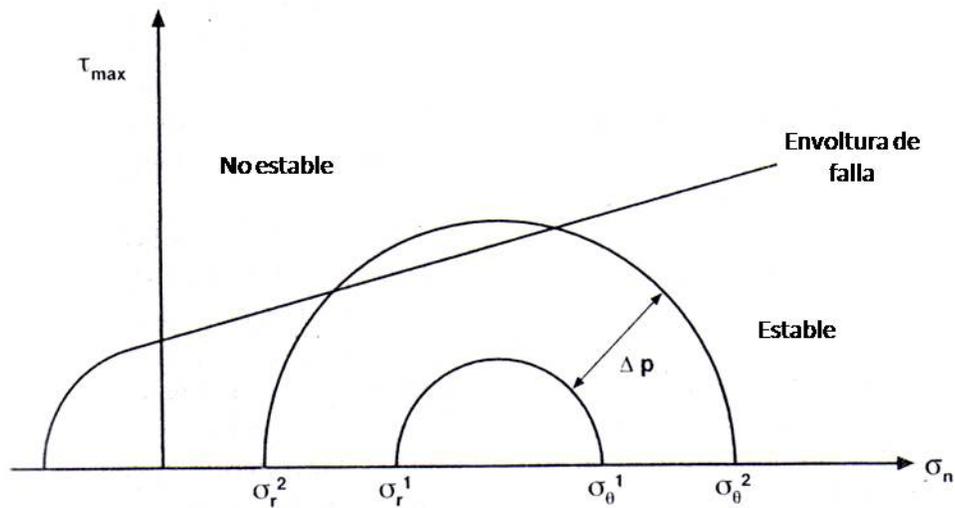
Se debe de tomar en cuenta diversos factores antes de escoger una estrategia de terminación en una arena cuyo esfuerzo compresivo es intermedio o que varía de intermedio a débil. Para seleccionar la estrategia de terminación correcta se debe considerar: la experiencia del campo, buenos datos de mecánica de rocas y un modelo numérico para desarrollar el análisis. En este capítulo se desarrollan y se compararan dos modelos diferentes de caída de presión crítico sobre el cual el pozo empieza a producir arena, para establecer las caídas de presión crítica sin producción de arena de un pozo y controlarlas por medio de la terminación de pozos inteligentes.

Primero se desarrolla el método de predicción de producción de arena desarrollado por Bratli y Risnes que considera la estabilidad de los arcos de arena. Después se desarrolla un método empírico desarrollado en el Campo Staffjord a partir de pruebas extensivas de producción con los cuales se percataron de la influencia que tiene el despresionamiento del yacimiento en la producción de arena.

#### 6.1. Caída de presión crítica para la producción de arena.

Considerando la mecánica de rocas, se puede asumir que la formación es estable, alrededor del pozo (un círculo estático) antes de la producción. Cuando el pozo es puesto en producción, se establece una presión diferencial ( $\Delta p$ ). De acuerdo a las ecuaciones A.28 y A.29 en Anexo A, esta presión diferencial incrementa el esfuerzo tangencial al mismo tiempo disminuye la magnitud del esfuerzo radial. Entonces el centro del círculo de Mohr permanece estacionario, pero el radio crece. Si la caída de presión es lo suficientemente alta, el nuevo círculo puede tocar la envoltura de falla de una formación dada. La caída de presión mostrada en Fig. 6.1 representa entonces la caída de presión máxima segura para esa formación, y esta presión se puede determinar para un yacimiento dado.

Esta envoltura de falla no es lineal frecuentemente. Por lo que, sólo se debe usar la parte de la envoltura de falla relevante a las condiciones de esfuerzo in-situ para la evaluación de la falla.



**Fig. 6.1.** Representación mecánica de la caída de presión crítica que dispara la producción de arena.<sup>23</sup>

## 6.2 Métodos para predecir el comienzo de producción de arena.

Se han propuesto varios modelos analíticos y numéricos para la predicción de producción de arena. La mayoría predice sólo el comienzo de producción de arena, son pocos los modelos que dan una indicación de la severidad. Algunos modelos consideran la producción de arena como un proceso hidromecánico mezclado. Algunos otros basan su modelo de producción de arena en la estabilidad mecánica de la cavidad.

Los modelos de producción de arena emplean varias leyes constitutivas con diferentes niveles de complejidad. Algunos investigadores emplean un modelo de falla frágil elástico (Nordgen 1977; Coates y Denno 1981; Edwards 1983). Este modelo se considera frecuentemente como simple. Un modelo de material elasto-plástico requiere un mayor esfuerzo computacional, y permite una descripción del comportamiento del material más realista (Morita, 1989; Nouri, 2003; Stein 1988).

El criterio de producción de arena usado en modelos de predicción de producción de arena incluye principalmente: criterios de falla por corte y tensión, criterio de gradiente de presión crítico, criterio de deformación plástico crítico y criterios basados en erosión.

**Falla por corte y tensión.** Algunos modelos asumen que la producción de arena se debe a la filtración (falla por tensión), mientras que otros consideran un criterio de falla por corte. Morita (1989), presentó un modelo conceptual bien aceptado para la producción de arena, la producción de arena se puede disparar por falla compresiva (corte), inducido por una combinación de esfuerzos in-situ y caída de presión, o por falla por tensión, inducido por gradientes de presión de poro cercanos a la cavidad. La falla compresiva alrededor del pozo conlleva al posible colapso (buckling) de la pared de la cavidad (Van den Hoek, 1996). Que prevalezca una falla por tensión o por corte depende de los esfuerzos in situ, de la caída de presión y el gasto en relación a la resistencia de la roca (Morita, 1989). La condición extrema de una falla por corte a un gasto de flujo cero, es análogo al colapso de un cilindro hueco (Veeken, 1991; Anthenunis, 1976). El otro extremo, la falla por tensión cercana a la cavidad bajo un esfuerzo efectivo casi cero, es similar a los experimentos de falla no consolidada desarrollados por Hall y Harrisburger (1970) o Bratli y Risnes (1981). Van den Hoeh (1996), presentó estudios experimentales y teóricos para producción de arena alrededor de cavidades cilíndricas y hemisféricas, en areniscas débiles bajo una variedad de esfuerzos in-situ y condiciones de gasto. El análisis teórico se basó en la teoría de bifurcación. Ellos mostraron que la tendencia para una falla compresiva o por tensión alrededor de una cavidad depende del tamaño de la cavidad. Cavidades grandes (pozos), siempre fallan en compresión, mientras cavidades pequeñas (disparos), dependiendo de las propiedades de los materiales, pueden fallar ya sea por tensión o compresión.

**Criterio de gradiente de presión crítico.** Bratli y Rines (1981), Morita (1989), y Weingarten y Perkins (1995) usaron un criterio de gradiente de presión crítico, para la predicción de producción de arena. Morita y Fuh (1998), usaron un modelo de elemento finito para predecir el comienzo de producción de arena. Ellos usaron los modelos de Mohr Coulomb y de Drucker-Prager con una deformación plástica crítica, como criterio de producción de arena. El uso de este criterio para la predicción de producción de arena requiere un estudio de calibración para cada caso de campo específico.

**Modelos basados en erosión.** Hay una clase de modelos de predicción de producción de arena basados en mecanismos de erosión. De acuerdo a Durret (1977), la erosión ocurre si la fuerza de arrastre ejercida en la superficie de una partícula excede la cohesión aparente entre la superficie de las partículas. Por lo que la velocidad del fluido es un factor importante, esto se apoya por los datos de campo, en formaciones débilmente consolidadas, en donde la

producción de arena en terminaciones de agujero descubierto tiende a ser menor que en las terminaciones disparadas revestidas (Philips y Whitt 1983; Barril y Gay 1983).

Gelilikman (1977) y Vardoulakis (1996), propusieron un modelo basado en erosión que no considera la deformación de las rocas y las características de resistencia, ellos enfatizan en el transporte de masa. Ellos tratan la roca como un material suelto sin cohesión. La aproximación de Stavropoulou (1998) es resolver las ecuaciones de momento y continuidad para el flujo de fluidos, sólidos y sólidos fluidizados. Ellos utilizaron un modelo de deformación elástico/perfectamente plástico con el criterio de Mohr Coulomb. En su modelo, la cohesión, módulos elásticos, permeabilidad, y el coeficiente de producción de arena están relacionados con la porosidad por un conjunto de parámetros de calibración. Papamichos y Malmanger (1999) propusieron un modelo similar al de Stavropoulou (1998) pero agregaron un modelo elasto-plástico con una envoltura de falla dependiente de la deformación plástica como lo sugiere Sulem (1999). En todos estos modelos, el mecanismo de erosión es tal que los granos pueden pasar a través del espacio vacío interconectado. Además los defectos de la matriz se consideran como puntos de comienzo de la erosión.

### **Modelado para la predicción de arena.**

A continuación se dará una aproximación analítica simple sobre la estabilidad de arcos de arena, una versión simplificada de Bratli y Risnes (1981), para calcular la caída de presión crítica sobre el cual un pozo empieza a producir arena.

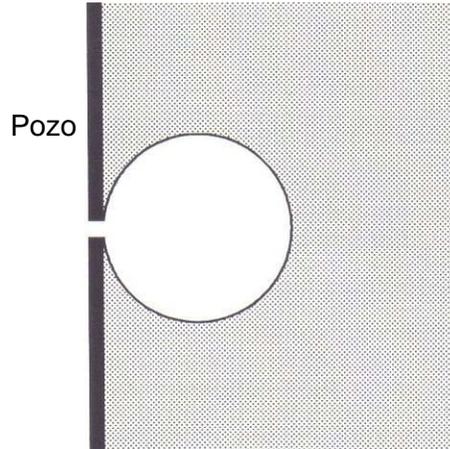
En Anexo A, se hace una breve introducción de mecánica de rocas y se desarrollan las ecuaciones para determinar los esfuerzos en un cilindro hueco.

#### **6.2.1 Análisis simplificado de la estabilidad de arcos de arena.**

Se considera una cavidad de producción idealizada alrededor de un disparo como se muestra en Fig. 6.2. Tomando las ecuaciones de equilibrio en coordenadas cilíndricas Ec. A.16, y se asume por simplicidad que se tiene una simetría esférica completa del campo de esfuerzos, tal que los dos esfuerzos tangenciales son iguales y considerando que no hay fuerzas de corte

actuando en la superficie. La ecuación de balance de fuerza en la dirección radial que mantiene la cavidad estable es:

$$\frac{d\sigma_r}{dr} + 2\frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0 \quad (6.1)$$



**Fig. 6.2.** Cavidad de producción esférica idealizada.<sup>24</sup>

Note que la única diferencia de la ecuación correspondiente para el caso cilíndrico, Ec.A.17 es el factor 2 enfrente del segundo término.

Se asume que el material es débil, que está en estado plástico cerca de la cavidad, y que el material está descrito por el criterio de Mohr Coulomb. Esto significa que los esfuerzos radial y tangencial están relacionados, ver Ec. (A.67) y (A.52) en Anexo A.

$$\sigma_1 - \alpha p_f = 2C \frac{\cos \phi}{(1 - \sin \phi)} + (\sigma_3 - \alpha p_f) \frac{(1 + \sin \phi)}{(1 - \sin \phi)} \quad (A.67)$$

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad (A.52)$$

Y considerando que el esfuerzo principal mayor  $\sigma_1 = \sigma_\theta$ , y el esfuerzo principal menor  $\sigma_3 = \sigma_r$ , y sustituyendo esto en Ec. A.67, Se tiene:

$$(\sigma_\theta - P_w) = 2C \tan \beta + (\sigma_r - P_w) \tan^2 \beta \quad (6.2)$$

Donde se asume que la constante de Biot es igual a la unidad y  $P_w$  es la presión del pozo. En la pared de la cavidad del pozo, se tiene:

$$\sigma_\theta - \sigma_r = 2C \tan \beta = C_0 \quad (6.3)$$

Donde  $C_0$  es el esfuerzo compresivo uniaxial,  $C$  es la resistencia cohesiva. Combinando ecuaciones (6.1) y (6.3), se tiene en la pared de la cavidad:

$$\frac{d\sigma_r}{dr} = \frac{4C \tan \beta}{r_1} \quad (6.4)$$

Donde  $r_1$  es el radio de la cavidad del disparo

El gradiente de presión de fluido en la superficie se puede encontrar a partir de la ley de Darcy, que describe el flujo de fluidos a través de una roca porosa, estableciendo que el gasto  $\vec{Q}$  (Volumen de fluido por unidad de tiempo a través de una superficie), es proporcional al gradiente de presión de poro  $\vec{\nabla} p_f$ :

$$\vec{Q} = -A \frac{k}{\eta} \vec{\nabla} p_f \quad (6.5)$$

Donde  $\vec{Q}$  es el flujo en la cavidad,  $\eta$  es la viscosidad del fluido,  $A$  es el área transversal al flujo y  $k$  es la permeabilidad.

Aunque violando la simetría esférica completa asumida anteriormente para el cálculo de esfuerzos, se asume que el flujo es sólo a través del hemisferio exterior en la cavidad. Entonces se tiene:

$$\frac{dp_f}{dr} = \frac{\eta \dot{Q}}{2\pi k r_1^2} \quad (6.6)$$

Ya que el material está plastificado se asume que no puede sostener esfuerzos efectivos por tensión. Esto significa que el gradiente de presión de fluido no puede exceder el gradiente del esfuerzo radial en la pared del pozo. En esta forma se encuentra el criterio de estabilidad:

$$\frac{\eta \dot{Q}}{2\pi k r_1} < 4C \tan \beta = 2C_0 \quad (6.7)$$

Que es esencialmente el criterio de estabilidad de Bratli y Risnes.

Note que la línea del argumento: Se asume que el material está en estado plastificado debido a la falla por corte. Esto nos permite usar el criterio de Mohr Coulomb para relacionar los esfuerzos en la pared de la cavidad entre cada uno y la resistencia del material. Entonces, el cálculo de estabilidad actual está basado en la falla por tensión, asumiendo una fuerza por tensión igual a cero. En el cálculo se asume una simetría que solo es correcta aproximadamente.

Note que el esfuerzo in-situ no ocurre del todo en Ec. (6.7), esto es debido al estado plastificado del material, el cual relaja los esfuerzos cerca del pozo.

Ahora se puede relacionar el gasto de flujo a la caída de presión asumiendo otra vez un flujo esférico en la cavidad. Para flujo esférico a partir de la ley de Darcy se asume que la presión del fluido se comporta como (el flujo en el caso cilíndrico ec. A.46.8 en Anexo A):

$$p_f(r) = C_1 - \frac{C_2}{r} \quad (6.8)$$

Las constantes son determinadas empleando las siguientes condiciones de frontera  $p_f = p_{fo}$  en infinito  $r = \infty$  y  $p_f = p_w$  en  $r = r_1$ , con lo cual obtenemos:

$$p_f(r) = p_{fo} - (p_{fo} - p_w) \frac{r_1}{r} \quad (6.9)$$

Diferenciando con respecto a  $r$  y comparando con ecuación (6.6), al expresar el lado derecho de la ecuación anterior en términos de  $p_{fo}$  y  $p_w$ , se obtiene:

$$p_{fo} - p_w < 2C \tan \beta = C_0 \quad (6.10)$$

La ecuación (6.7) significa que si el flujo por la cavidad se mantiene constante, una cavidad más grande es más estable que una pequeña. Sin embargo, si la caída de presión es mantenida constante, el flujo incrementara en proporción al radio de la cavidad, y realmente no se tiene un efecto estabilizador, esto se refleja por la ausencia del radio de la cavidad en Ec. (6.10), que es independiente de la escala. Se puede observar que la falta de auto-estabilización del crecimiento de la cavidad está relacionada a que se asumió flujo esférico.

En conclusión, Bratli y Risnes, presentaron la siguiente ecuación para flujo esférico alrededor de cada disparo, al asumir que la caída de presión es la misma para todos los disparos:

$$\Delta p = 2C \tan \beta = C_0 \quad (6.11)$$

Entonces  $\Delta p = C_0$  para flujo radial y  $\Delta p = 2C_0$  para flujo esférico.

### 6.2.2 Modelos numéricos.

En 1989, Dusseault y Santarelli, discutieron que se requieren dos tipos de modelos numéricos para la predicción de producción de arena. Uno es un modelo de partícula en 3D que estudie micro mecánicamente la unión de un medio particular después de que el material este parcialmente fallado al superar el límite mecánico de la roca. El otro, es un modelo de elemento finito continuo, que evalué el límite macroscópico y el flujo del material como una función del campo de esfuerzos, del gasto, etc.

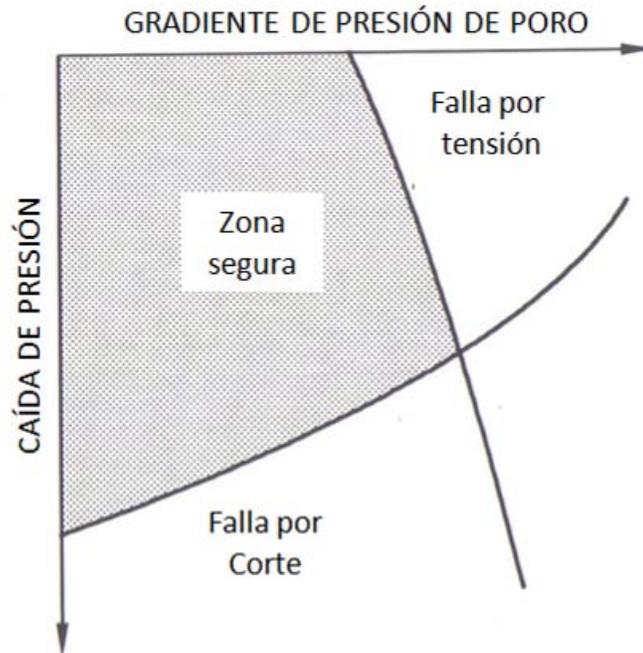
Un ejemplo del segundo modelo, es el modelo de Morita que estudia la estabilidad de las cavidades de producción usando un modelo elasto- plástico que incluye:

- Un criterio de falla con una capa, además implementa un criterio de falla no estándar basado en la cantidad de deformación plástica.
- Endurecimiento plástico (Plastic-hardening).
- Leyes constitutivas que concuerdan con datos de laboratorio en núcleos.

Después de una operación de disparo, la cavidad tendrá una forma irregular, por lo que cerca de la superficie de la cavidad habrá grandes fuerzas de flujo.

Entonces se espera la producción de arena a partir de una falla por tensión. Si la presión del pozo se mantiene lo suficientemente alta tal que se evite la falla por corte, se espera que las cavidades se aproximen a una forma elíptica y que crezcan a un tamaño estable. Para este tamaño, el gradiente de presión de poro resultado del flujo es menor que el valor crítico para la falla por tensión. Ahora si el gasto se incrementa, evitando la falla por corte, la cavidad crecerá

a un nuevo tamaño de equilibrio, para el cual el gradiente de presión de poro es otra vez sub-crítico.



**Fig. 6.3.** Diagrama de estabilidad básico de Morita para las cavidades en producción.<sup>24</sup>

De acuerdo a la descripción anterior, se puede identificar dos parámetros importantes que gobiernan la estabilidad de una cavidad:

- Caída de presión, por ejemplo la presión de pozo relativa a la presión de poro.
- El gradiente de presión de poro en la superficie de la cavidad, que está relacionado al gasto total, tamaño de la cavidad, número de cavidades, permeabilidad en el pozo, y viscosidad del fluido.

Usando estos parámetros como ejes, se obtiene un diagrama de estabilidad básico. Fig. 6.3. Se tiene un área segura para una caída de presión baja y un gradiente de presión de poro bajo. Para una alta caída de presión, se provoca falla por corte y para un alto gradiente de presión de poro se provoca una falla por tensión.

**Esfuerzos in-situ y despresionamiento.**

Morita encontró que un incremento en el esfuerzo efectivo, incrementa el riesgo de falla por corte, pero decreta la posibilidad de falla por tensión. Se debe observar que un decremento en la presión de poro incrementa el nivel de esfuerzo efectivo. Esto significa que incrementa el peligro de una falla por corte conforme el fluido es producido. También la conservación de la presión del yacimiento por esquemas de inyección puede reducir el riesgo de producción de arena catastrófica.

**Efecto de la tensión.**

Se concluye que el riesgo de falla por corte depende fuertemente en la resistencia de la roca, pero que esa dependencia es pequeña para la falla por tensión. Ya que un material que ha sido sometido a cambios debido a cargas por corte alto puede ser más susceptible a una falla por tensión.

**6.2.3 Criterio de Producción de arena empírico.**

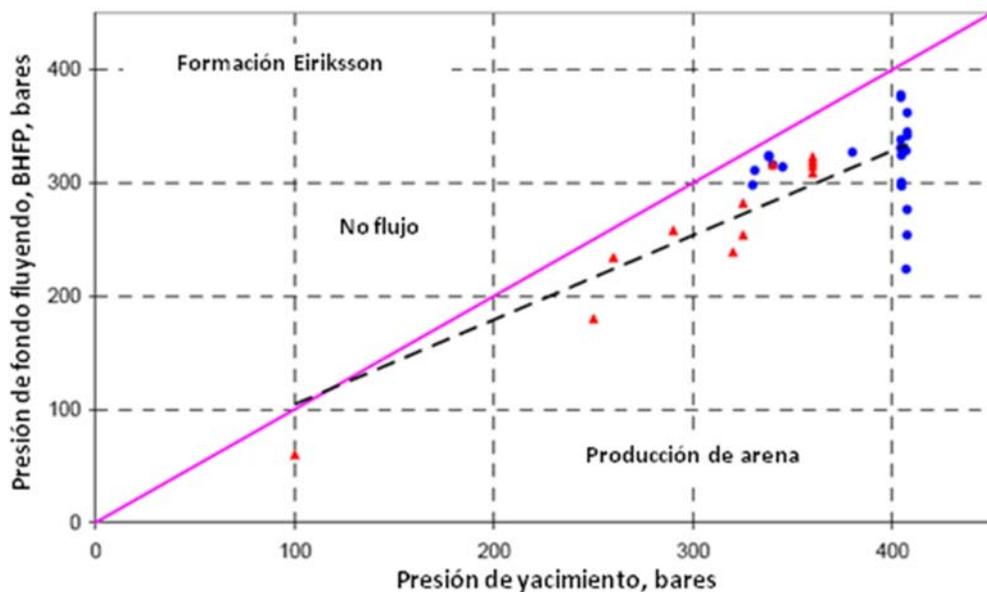
La producción de arena se puede considerar como un proceso de tres pasos:

1. Falla de la matriz de la roca.
2. Erosión del material fallado.
3. Transporte por el flujo de fluidos a través del pozo.

Estos pasos se controlan por el rompimiento de cohesión, fuerzas de arrastre, y la hidráulica de pozo, respectivamente.

Se usó la experiencia de producción extensiva del campo Statfjord, localizado en el borde entre Noruega y Reino Unido, operado por Statoil, para determinar la influencia del despresionamiento del yacimiento y de la caída de presión de fondo fluyendo en la producción de arena. El campo ha estado en producción desde 1979 y se ha utilizado inyección de agua y gas para recuperación secundaria. Los yacimientos productores (Brent y Statfjord) consisten de arenisca de resistencia débil a intermedia. Los pozos productores se terminaron naturalmente con liners disparados y muchos de los pozos han producido arena en una forma controlable

desde el momento que empezaron a producir. Para la vida tardía del campo se espera una gran despresurización por lo que se planea que el campo produzca gas en solución.



**Fig. 6.4.** Gráfica de producción de arena para la formación Eiriksson para un pozo desviado  $60^\circ$ , del Artículo SPE 97794.<sup>30</sup>

Se define la caída de presión crítica (CDP), como la caída de presión a la cual el gasto de producción de arena aceptable (ASR) es probado y operado. Típicamente se hacen pruebas de producción en los pozos una vez al mes para propósitos de contabilización. Durante la prueba de gasto de arena aceptable (ASR) se determina el gasto de producción donde no más 0.015 litros de arena se produzca en las trampas de arena durante las dos horas de prueba. Este criterio se basa parcialmente en la eficiencia de medición de las trampas de arena y por razones históricas.

La mayoría de los pozos en este campo producen de acuerdo a un criterio de producción de arena aceptable. Se han sistematizado más de 300 pruebas de gasto de producción de arena aceptable, ajustando estos datos de campo, a una línea por medio de mínimos cuadrados para determinar un criterio de producción de arena empírico. Como se observa en Fig. 6.4.

En la Fig. 6.4 cada punto representa la caída de presión crítica (CDP), determinado por una prueba de producción de arena aceptable. En el caso de que el pozo haya sido disparado en

zonas múltiples, se asignaron los datos a la formación que tiene los intervalos más largos y/o a la que tiene la zona más débil.

Los datos presentados en la Fig. 6.4 muestran una gran desviación comparado con la línea de CDP punteada, calculada a partir de mínimos cuadrados. Las razones de esta desviación son:

1. Incertidumbre en los puntos de los datos de producción de arena aceptable. La interpretación de las tendencias de arenamiento durante las pruebas de producción costa-afuera pueden ser subjetivas, dependiendo del operador. Por lo que puede haber incertidumbre en la presión de yacimiento exacta.
2. Ya que se agrupan los datos de acuerdo a la variación natural de la resistencia de la roca de la formación se obtienen diferentes tendencias de CDP.
3. En cada gráfica se comparan datos de pozos diferentes, que tienen diferentes: resistencia de roca inicial, cambios de esfuerzos, inclinaciones de pozos, orientación de disparos, cortes de agua y relación gas-aceite.

Para analizar los datos de campo se uso un criterio de producción de arena empírico, que relaciona la caída de presión crítica, CDP, a la presión de yacimiento,  $P_R$ .

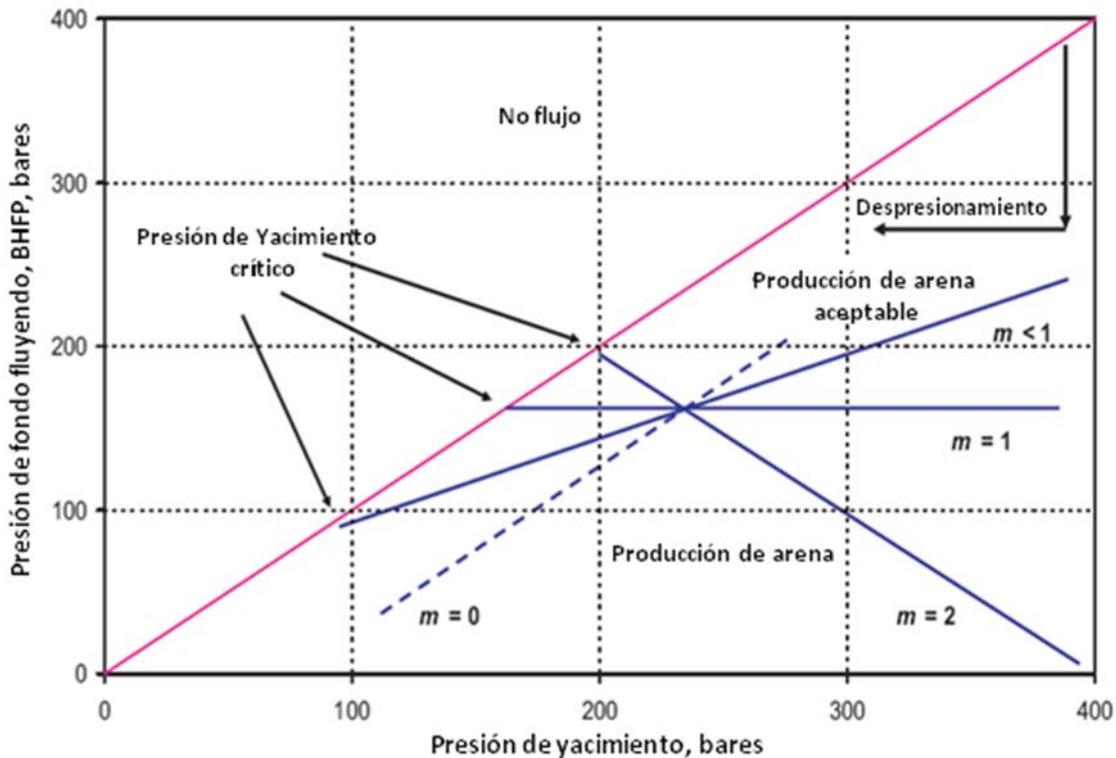
$$CDP + m(P_{Ri} - P_R) = C_r \quad (6.12)$$

Donde  $C_r$  es la caída de presión crítica para la presión de yacimiento inicial. El parámetro adimensional  $m$  representa el radio de cambio de la caída de presión crítica con el despresionamiento del yacimiento, éste es el parámetro principal para extrapolar datos de campo con presiones de yacimiento inicial cercano con presiones de campo con gran despresionamiento. En el caso donde la caída de presión y despresionamiento son igual de importantes para la producción de arena,  $m=1$ . Cuando el despresionamiento es más importante,  $m>1$ ; y en los casos donde el despresionamiento no tiene influencia,  $m=0$ .

La caída de presión crítica en la producción de arena es función del despresionamiento, de la presión de yacimiento, así como otros factores como el esfuerzo de roca inicial, cambios de esfuerzos, resistencia de la roca, inclinación del pozo, la orientación de disparos, corte de agua,

relación gas-aceite, etc. Como consecuencia los parámetros  $C$  y  $m$  tienen alguna dependencia en estos factores.

Para analizar los datos de campo, se grafican los datos de producción de arena aceptable en una gráfica de producción de arena. Fig. 6.5. En esta gráfica se tiene la presión de fondo fluyendo (BHFP) contra Presión de yacimiento y se definen regiones de no flujo, producción de arena, y producción de arena aceptable. En la Fig. 6.5. se muestra la influencia de la caída de presión y despresionamiento y como  $m$  influencia la línea de producción de arena crítica. A continuación se mostrara como la ec. 6.12 puede ser reescrita como una línea de producción de arena crítica, separando la zona de producción de arena inaceptable de la zona de producción de arena aceptable.



**Fig. 6.5.** Gráfica de producción de arena que muestra presión de fondo fluyendo (BHFP) contra presión de yacimiento. Esta Figura muestra la influencia de la caída de presión, y despresionamiento y como el parámetro  $m$  influencia la línea de producción de arena crítica.<sup>30</sup>

La presión de fondo fluyendo se mide en el fondo del pozo a nivel de la zona de disparos, a condiciones flujo gobernadas por un estrangulador cuando el pozo está produciendo.

A continuación se muestra como los parámetros de regresión lineal son convertidos a los parámetros C y m del criterio de producción de arena empírico.

El criterio de producción de arena que relaciona la caída de presión crítica con la presión de yacimiento está dado por:

$$CDP + m(P_{R,0} - P_R) = C_r \quad (6.12)$$

La presión crítica de fondo fluyendo se define por:

$$CBHP = P_R - CDP \quad (6.13)$$

Al combinar Ec. 6.12 con 6.13 se obtiene:

$$CBHP = (1 - m)P_R + mP_{R,0} - C_r \quad (6.14)$$

Al definir la presión crítica de yacimiento como el punto en el cual el yacimiento no tolera ninguna caída presión (CDP=0) y la falla de la formación y producción de arena será inevitable como:

$$P_{R,crit} = P_{R,0} - \frac{C_r}{m} \quad (6.15)$$

Al combinar Ec. 6.14 con 6.15 se obtiene:

$$CBHP = (1 - m)P_R + mP_{R,crit} \quad (6.16)$$

Algunos aspectos de la gráfica de producción de arena son:

- 1) La pendiente de la línea a través de los puntos CBHP está dado por:

$$\frac{\Delta CBHP}{\Delta P_R} = 1 - m \quad (6.17)$$

- 2) La línea CBHP cruza la línea de presión de yacimiento en la presión crítica de yacimiento:

$$CBHP = P_{R,crit} = P_{R,0} - \frac{C_r}{m} \quad (6.18)$$

3) En la presión de yacimiento inicial:

$$CBHP = P_{R,0} - C_r \quad (6.19)$$

A continuación se describirá un modelo de iniciación de producción de arena que es una expresión analítica basado en elasticidad lineal que posteriormente se desarrollará. Este modelo de iniciación de arena sólo aplica en terminaciones de agujero descubierto. La caída de presión crítica se deriva al considerar la falla por corte, cuando el esfuerzo tangencial excede la resistencia de la formación. La expresión se puede aplicar en terminaciones disparadas al considerar los disparos como agujeros abiertos de diámetro pequeño y asumiendo que el pozo revestido y cementado no tiene influencia en el campo de esfuerzos alrededor del disparo. El modelo predice que  $C_r$  depende principalmente de los esfuerzos in-situ, la resistencia de la roca y la inclinación del pozo. La resistencia de cada formación se determina a partir de una prueba de resistencia compresiva triaxial con una presión confinante de 2 Mpa, (290 psi), (TCS2, por sus siglas en inglés), al tomar el 10% más débil de distribución acumulativa. La resistencia compresiva sin confinamiento (UCS) se determina a partir de TCS2 con el uso de un modelo friccional:

$$UCS = TCS2 - 2(1 + \text{sen}\phi)/(1 - \text{sen}\phi) \quad (6.20)$$

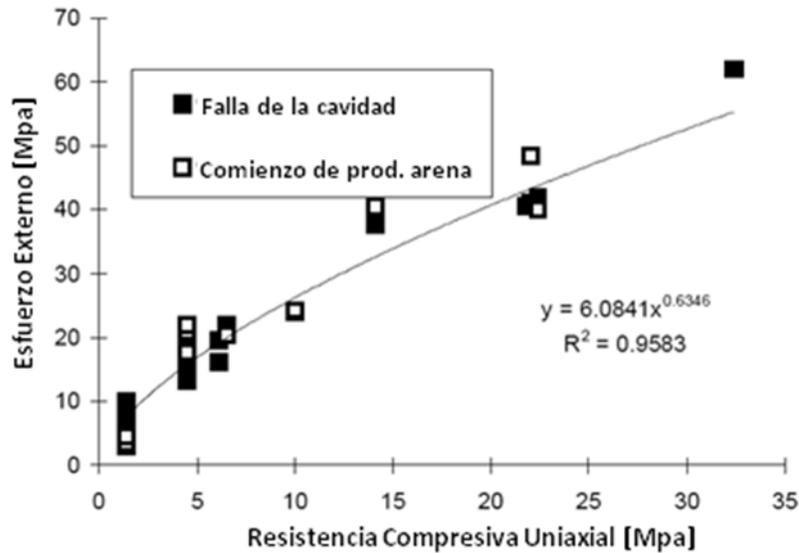
El ángulo de fricción  $\phi$  se determinó a partir de pruebas triaxiales con un esfuerzo confinante en el rango de 0 a 2.5 Mpa, la resistencia requerida del cilindro de paredes gruesas  $U$ , que también se conoce como esfuerzo externo crítico en la falla de la cavidad  $\sigma_F$ , que se considera una forma para calcular la resistencia efectiva de la formación a partir de pruebas de cilindro de paredes gruesas, se determinó a partir del UCS usando una correlación empírica basado en pruebas de falla de cavidad<sup>25</sup> como se puede ver en Fig. 6.6, debido a que no se contaban con datos experimentales a partir de núcleos de la formación:

$$U = a(UCS)^b \quad (6.21)$$

Donde:

a=6.0841

b=0.6346



**Fig. 6.6.** Criterio de Producción de arena Empírico basado en pruebas de falla de cavidad.<sup>25</sup>

También en la Fig. 6.6, se muestra el esfuerzo externo al comienzo de producción de arena  $\sigma_s$ . Se consideran areniscas con consolidación intermedia a débil cuando  $725 \text{ psi} < \text{UCS} < 2900 \text{ psi}$ , se observa que  $\sigma_F \approx \sigma_s$ . Sin embargo para formaciones de arenisca ultra débiles, ( $\text{UCS} < 725 \text{ psi}$ ),  $\sigma_s < \sigma_F$  que significa que la producción de arena ocurre previo a la falla macroscópica.

Para apoyar estudios de producción de arena se hacen pruebas de cilindro de paredes gruesas (TWC), en donde se perfora un agujero axial pequeño a través del eje de la muestra de núcleo cilíndrico. Estas pruebas se hacen para determinar la deformación aproximada alrededor del agujero axial en el cual se nota la falla y comienza la producción de arena.

Normalmente, se pueden producir hidrocarburos en formaciones de areniscas ultra-débiles por medio del uso de alguna técnica de control de arena activo, mientras formaciones débiles a intermedias pueden en ciertos casos proveer una resistencia suficiente para evitar el control de arenas.

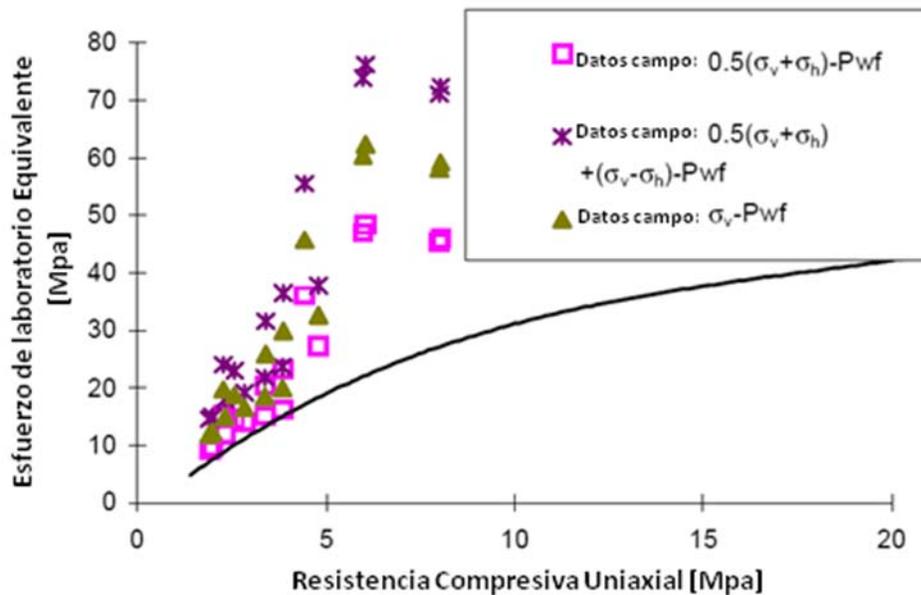
El estudio de la referencia anterior se concentró en el proceso de producción de arena en formaciones de areniscas débiles con una resistencia compresiva Uniaxial en el rango de 0-10 Mpa, (0-1450 psi), con énfasis especial en formaciones ultra-débiles en donde difícilmente se

pueden llevar a cabo pruebas de compresión Uniaxial. En este estudio basado en la distribución de esfuerzos elástico lineal Ec. A.34, se propuso una condición semi-empírica simple para el comienzo de producción de arena a partir de datos experimentales de falla de cavidad para calcular el esfuerzo de falla de cavidad<sup>26</sup> ( $\sigma_F$ ) a partir de datos de resistencia compresiva de la formación, para pozos desviados cuando  $\sigma_v > \sigma_h$ :

$$\frac{1}{2}(\sigma_v + \sigma_h) + (\sigma_v - \sigma_h) - Pwf = \sigma_F \quad (6.22)$$

La ecuación anterior considera anisotropía de esfuerzos in-situ. Una condición menos conservativa se obtiene al despreciar la anisotropía de esfuerzos, por ejemplo al promediar los esfuerzos:

$$\frac{1}{2}(\sigma_v + \sigma_h) - Pwf = \sigma_F \quad (6.23)$$



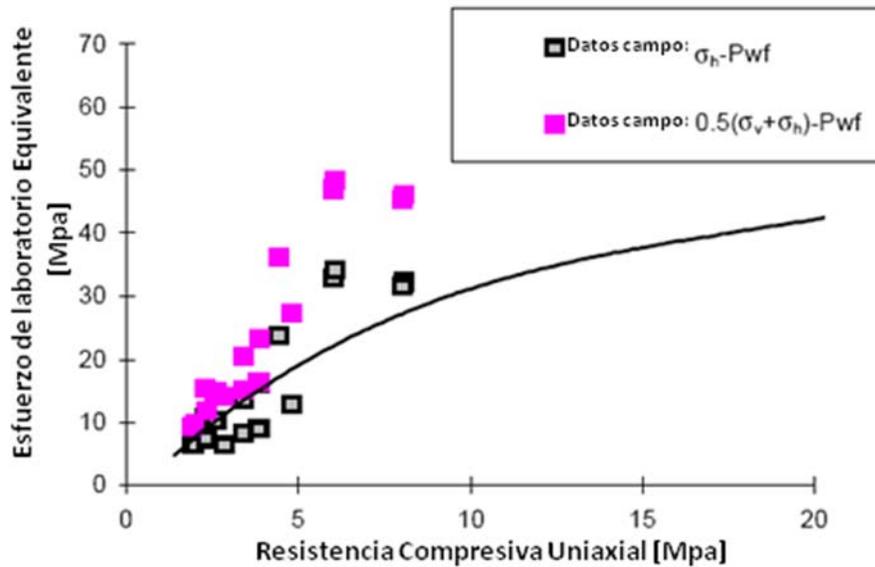
**Fig. 6.7.** Comparación de los diferentes criterios de Producción de arena (EC. 622, 6.23, 6.24) con el criterio de falla de cavidad empírico (línea sólida)<sup>25</sup>.

Las razones para aplicar este criterio puede ser por plasticidad o por condiciones de yacimiento especiales como capas rígidas que soportan un esfuerzo mayor que las capas productivas débiles, que pueden reducir la anisotropía de esfuerzos locales. Otra aproximación sugerida

por<sup>27</sup> basado en resultados de pruebas de cilindro de paredes gruesas (TWC) en el cual considera sólo el esfuerzo vertical efectivo. El criterio para un agujero vertical es:

$$\sigma_v - P_{wf} = \sigma_F \quad (6.24)$$

La Fig. 6.7 muestra los diferentes criterios de producción de arena junto con el criterio experimental de producción de arena y el de falla de cavidad. Es interesante, que el modelo menos conservativo, por ejemplo Ec. 6.23, es el que mejor concuerda con los resultados experimentales. En un estudio de campo<sup>28</sup> los criterios en Ec. 6.23 y 6.24 fueron aplicados y comparados con resultados de pruebas de flujo de arena. En esta formación donde la resistencia de formación tenía un rango de 725 - 2176 psi, los resultados de las observaciones de campo estaban entre los límites predichos por los dos criterios anteriores, la Ec. 6.24 es más conservativa.



**Fig. 6.8.** Comparación de los diferentes criterios de Producción de arena (EC. 6.23, 6.25) con el criterio de falla de cavidad empírico (línea sólida)<sup>25</sup>

A partir de la observación en Fig. 6.7, se sugirió otro criterio de producción de arena basándose en que los esfuerzos actúan en una región completamente plastificada. Al asumir que los esfuerzos de corte no pueden ser soportados en un material perfectamente plástico, el esfuerzo máximo desde un punto de vista teórico, debe ser igual al esfuerzo principal menor, por ejemplo el esfuerzo horizontal. El criterio entonces se vuelve:

$$\sigma_h - P_{wf} = \sigma_F \quad (6.25)$$

Este criterio de inestabilidad se muestra junto con los datos experimentales y el criterio 6.23 en Fig. 6.8. Se observa claramente, que ambos criterios concuerdan razonablemente con los datos experimentales para rocas ultra-débiles, pero concuerda menos con materiales más fuertes. Un argumento para este criterio puede ser: Debido a la resistencia de la formación muy baja ocurre una plastificación masiva y una falla alrededor del pozo durante la perforación, la terminación/disparo, y producción inicial. Sin embargo debido al carácter compactivo de la formación de la roca se produce poca arena, pero el campo de esfuerzos se reduce localmente alrededor del pozo, tal que la zona dañada puede soportar mayores reducciones en la presión de poro y la presión de pozo antes de volverse inestable. En esta zona el esfuerzo de corte puede relajarse debido a la plastificación, y se aproxima a una condición de esfuerzo isotrópico, que para reducir el esfuerzo de corte, en el caso extremo debe aproximarse al esfuerzo de yacimiento principal menor.

Estas condiciones semi-empíricas simples para el comienzo de producción de arena se deben de calibrar a partir de datos experimentales de falla de cavidad para calcular el esfuerzo de falla de cavidad, o resistencia efectiva de la formación,  $U$ .

La caída de presión crítica para pozos de agujero descubierto, se puede determinar al considerar falla cuando el esfuerzo tangencial excede la resistencia de la formación. En términos de esfuerzos principales en campo lejano en un plano perpendicular al pozo ( $S_1 > S_2$ ), el esfuerzo tangencial esta dado por:

$$\sigma_{\theta 1} = 3\sigma_{h.min} - \sigma_{H.max} - p_w(1 - A) - Ap_R \quad (6.26)$$

$$\sigma_{\theta 2} = 3\sigma_{H.max} - \sigma_{h.min} - p_w(1 - A) - Ap_R \quad (6.27)$$

Donde se asume que la presión de pozo está comunicada con la formación (por ejemplo durante la producción de un intervalo permeable);  $p_w$  es la presión del pozo,  $p_R$  es la presión del yacimiento en el campo lejano y  $A$  es la constante poroelástica dada por:

$$A = \frac{(1-2\nu)\alpha}{(1-\nu)} \quad (6.28)$$

Donde  $\alpha$  es la constante de Biot dado por:

$$\alpha = 1 - \frac{C_{ma}}{C_b} \quad (A.7)$$

Donde  $\nu$  es el radio de Poisson y  $C_r$  y  $C_b$  es la compresibilidad de la matriz de la roca y de la roca respectivamente.

Para evitar la producción de arena el esfuerzo tangencial efectivo más largo ( $\sigma_{\theta 2} - p_w$ ) debe ser menor que la resistencia efectiva de la formación,  $U$ <sup>29</sup>:

$$(\sigma_{\theta 2} - p_w) \leq U \quad (6.29)$$

Al resolver la ecuación (6.29) para  $p_w$  y al introducir la notación presión de fondo fluyendo crítico (CBHFP) se obtiene:

$$p_w \geq CBHFP = \frac{3E_{H,\max} - E_{h,\min} - U}{(2-A)} - P_R \frac{A}{(2-A)} \quad (6.30)$$

La caída de presión crítica (CDP) se define como la caída de presión del yacimiento que causa la falla del yacimiento (producción de arena). La definición de presión de fondo fluyendo en el pozo es:

$$p_w = P_R - CDP \quad (6.31)$$

Al introducir la Ec. anterior en Ec. 6.30 se encuentra la relación funcional entre la presión de yacimiento,  $P_R$  y  $CDP$

$$P_R = \frac{1}{2} [3E_{H,\max} - E_{h,\min} - U + CDP(2-A)] \quad (6.32)$$

$$CDP = \frac{1}{2-A} [2P_R - (3E_{H,\max} - E_{h,\min} - U)] \quad (6.33)$$

La presión crítica de yacimiento  $P_{R,crit}$ , se define como la presión de yacimiento que no tolera ninguna caída de presión, está dada por ec. 6.32 para  $CDP=0$ :  $P_{R,crit} = 3E_{H,max} - E_{h,min} - U$ .

Note que  $E_{H,max}$  y  $E_{h,min}$  depende linealmente de la presión de yacimiento  $P_R$ . Entonces la Ec. 6.30 no se debe usar con valores constantes de  $E_{H,max}$  y  $E_{h,min}$  para los casos donde se considere los efectos de despresionamiento del yacimiento.

Se asume que el cambio en los campos de esfuerzos es proporcional al despresionamiento de la presión de yacimiento:

$$\gamma_{1,2} = \frac{\Delta E_{H,h}}{\Delta P_R} \quad (6.34)$$

Al insertar la ec. anterior en Ec. 6.33 se obtiene:

$$CDP = CDP_{R,0} - \left( \frac{2 - 3\gamma_1 + \gamma_2}{2 - A} \right) \Delta P_R \quad (6.35)$$

Al comparar el resultado de este modelo con el criterio empírico Ec. 6.12 se obtienen los parámetros C y m. Para un pozo vertical, las direcciones 1 y 2 están en el plano horizontal. Para un esfuerzo horizontal isotrópico:

$$C_v = \frac{1}{2 - A} [2P_{R,0} - (2E_{h,min} - U)] \quad (6.36)$$

Si se asume que  $\gamma_1 = \gamma_2 = \gamma_H$ , se encuentra que:

$$m_v = \frac{2 - 2\gamma_H}{2 - A} \quad (6.37)$$

Para un pozo horizontal en un régimen de esfuerzo normal, 1 es en la dirección vertical y la dirección 2 es en el plano horizontal (perpendicular al pozo). En ese caso:

$$C_H = \frac{1}{2 - A} [2P_{R,0} - (3\sigma_{v,0} - E_{H,max,0} - U)] \quad (6.38)$$

$$m_H = \frac{2 + \gamma_H - 3\gamma_V}{2 - A} \quad (6.39)$$

Se observa que el modelo de Bratli y Risnes de expansión de cavidades predice una caída de presión crítica independiente de los esfuerzos, es decir ( $m=0$ ). Según los datos del campo Statfjord muestra valores bajos de  $m$  para presiones de yacimiento altamente despresionados.

### Conversión de esfuerzos de campo-laboratorio.

Con el objetivo de comparar los datos de laboratorio y de campo, se requiere un método consistente para la comparación de esfuerzos. En el caso de campo, los esfuerzos in-situ de campo lejano se pueden estimar como también la presión de yacimiento, el despresionamiento del yacimiento, y la presión de fondo fluyendo. El término campo lejano se refiere como la frontera de una zona afectada por la presencia de un pozo productor. En principio esta zona puede ser infinitamente larga, pero normalmente se define como una frontera externa, puede ser alguna frontera de yacimiento o radio de drene.

Al aplicar una presión de poro externo, se puede estimar el gradiente de presión de poro para ambos casos en laboratorio y campo. Para el caso de campo a un esfuerzo externo dado, la presión del pozo controla la distribución de esfuerzos de corte en la vecindad de la cavidad disparada. En el laboratorio, donde la presión de cavidad se mantiene igual a la atmosférica, el esfuerzo externo controla el esfuerzo de corte. Por consecuencia, la siguiente relación principal entre esfuerzos de laboratorio isotrópicos externos  $\sigma_{ext}^{lab}$  y esfuerzos de campo isotrópicos externos  $\sigma_{ext}^{campo}$  se asume:

$$\sigma_{ext}^{campo} - Pwf = \sigma_{ext}^{lab} \quad (6.39.1)$$

A continuación se presenta una tabla comparativa de los dos métodos de predicción de comienzo de producción de arena:

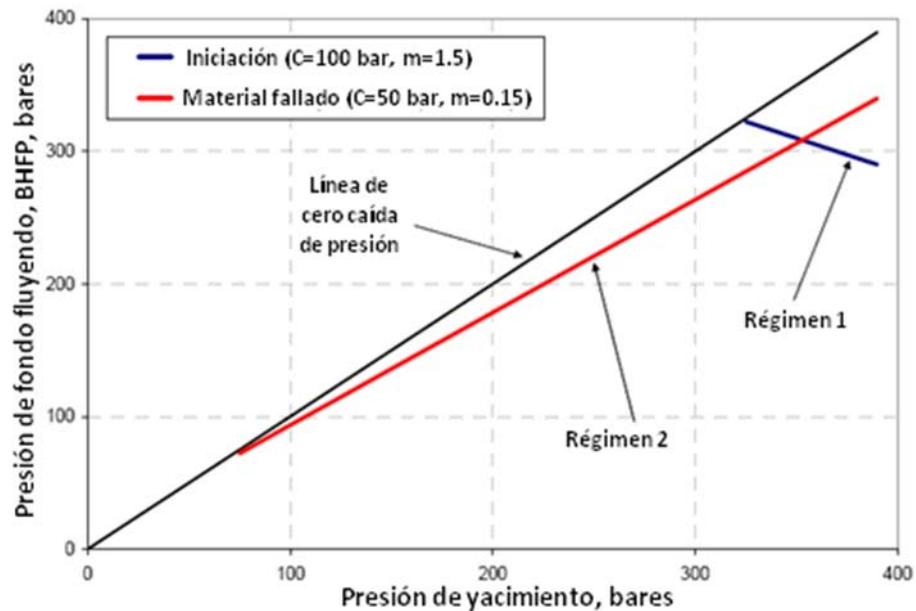
**Tabla 6.1.** Modelos de predicción de arena.

Tipo de Modelo	Tipo de terminación/Geometría	Mecanismo de Falla	Observaciones
Bratli y Risnes Analítico	Esferica/cilíndrico	Por corte y Tensión	Expansión de las cavidades de producción
Empírico Analítico	Agujero descubierto	Por corte	Modelo de iniciación

La experiencia de producción del campo Staffjord sugiere que el comportamiento de los pozos que producen arena se puede describir por 2 regímenes de producción de arena. Este concepto se muestra esquemáticamente en la gráfica de producción de arena Fig. (6.9) Inicialmente, bajo condiciones de presión y esfuerzo inicial, la iniciación de producción de arena ocurre por falla por corte. Durante esta fase la producción de arena está controlada por la resistencia de falla intacta de la roca, los esfuerzos in-situ y la presión de yacimiento. En este régimen, los cambios de esfuerzos tienen una fuerte influencia en la producción de arena, por lo que se obtiene valores grandes de  $m$ , como se predice en el método empírico que es un modelo de iniciación. Conforme continua la producción de arena y se producen volúmenes mayores de ésta, se entra al régimen donde la producción de arena es más controlada por la caída de presión (el gasto) y menos por los esfuerzos. La roca alrededor de la cavidad de producción ya está fallada y su resistencia residual se vuelve menos dependiente de los esfuerzos y más dependiente del gasto, en este régimen el valor de  $m$  es muy bajo, en el límite, el modelo de cavidad de Bratli sugiere un valor de  $m=0$ . Los datos de campo no muestran la separación de estos regímenes. La razón principal de que los datos de campo no muestren típicamente estos dos regímenes separadamente, éste es porque la transición ocurre demasiado temprano en la historia de producción del campo Staffjord. Esto se confirma por tres observaciones:

- Evidencia de campo: una gran variedad de pozos empezaron a producir arena muy temprano en la historia de producción del campo.

- La caída de presión crítica determinada por datos individuales en el comienzo de la producción del pozo (cercano a la presión de yacimiento inicial) se acerca al mismo valor de  $C_r$  como el valor de  $C$  obtenidos al ajustar los datos a la ecuación 6.12.
- El modelo empírico de iniciación y el modelo de cavidad de Bratli y Risnes predicen la caída de presión crítica para esfuerzos iniciales con una aproximación razonable entre cada uno. Si los dos regímenes fueran más separados, se esperaría que el modelo empírico de iniciación pudiera predecir valores más altos de  $C_r$  que el modelo de cavidad.



**Fig. 6.9.** Gráfica de producción de arena conceptual, mostrando dos regímenes de producción de arena.<sup>30</sup>

### 6.3 Desarrollo de los métodos propuesto para la predicción de producción de arena.

A continuación se usaran los dos modelos expuestos anteriormente: el de Bratli y Risnes y el método empírico para calcular la caída de presión crítica sobre la cual el pozo empieza a producir arena.

#### Datos disponibles:

Se considera un pozo vertical de aceite, en un yacimiento en areniscas, con las siguientes propiedades:

Porosidad  $\Phi=0.25$

Permeabilidad  $k=100$  md

Modulo de Young,  $E= 5 \times 10^5$  psi

Ángulo de fricción interno,  $\phi = 35^\circ$

Grosor de la formación,  $H=80$  ft

Fase de disparos=  $60^\circ$

Densidad de disparos= 6 disparos/ft

Radio del disparo,  $r_p=0.5$  pulg.

Esfuerzo total vertical,  $\sigma_v = 880$  psi

Esfuerzo horizontal mínimo,  $\sigma_h = 5800$  psi

Esfuerzo horizontal máximo,  $\sigma_H = 5800$  psi

Presión del yacimiento,  $p_f = 3700$  psi

Presión del pozo,  $p_w = 3600$  psi

Factor Poroelástico,  $\alpha=0.75$

#### 6.3.1 Método de cavidades de producción de Bratli y Risnes.

##### Consideraciones:

- Se considera un pozo vertical en una masa de roca linealmente elástica, homogénea con propiedades isotrópicas.

- Se considera que se desarrolla un arco de arena alrededor del disparo con simetría esférica completa en el campo de esfuerzos.
- Se asume que la caída de presión es la misma para cada disparo.
- Esfuerzos horizontales iguales, no hay fuerzas de cuerpo actuando en la superficie.
- Material débil, que está en estado plástico cercano a la cavidad.

Para un material que se comporta elásticamente lineal, la mayor diferencia de esfuerzos ocurre en la pared del pozo  $r=r_w$ . Considerando el esfuerzo compresivo positivo, y  $\theta$  el ángulo medido a partir de la dirección de  $\sigma_{H,max}$ . Los esfuerzos principales en la pared del pozo a partir de Ecuación de A.21 en Anexo A son:

$$\sigma_r' = p_w - \alpha P_r \quad (A.31)$$

Para el cálculo del esfuerzo tangencial se tienen 2 ecuaciones Ec. A.32.1 y A.32.2, se escoge la Ec. A.32.2 ya que representa el punto en el pozo que está expuesto a mayor esfuerzo tangencial y se alcanza el criterio de falla en la posición donde  $\sigma_\theta$  es mayor:

$$\sigma_{\theta=90} = 3\sigma_{H,max}' - \sigma_{h,min}' - p_w - \alpha p_r \quad (A.32.2)$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \quad (A.31)$$

Sustituyendo los datos se tiene:

$$\sigma_r' = p_w - \alpha P_r = 3600 - (0.75 \times 3700) = 825 \text{ psi} \quad (6.40)$$

Como se supone que los esfuerzos horizontales son iguales,  $\sigma_{H,max} = \sigma_{h,min}$

$$\sigma_\theta = 3\sigma_{H,max}' - \sigma_{h,min}' - p_w - \alpha p_r = 3(5800) - 5800 - 3600 - (0.75 \times 3700) = 5225 \text{ psi} \quad (6.41)$$

$$\sigma_v = 880 \text{ psi} \quad (6.42)$$

Como:  $\sigma_{\theta\theta}' > \sigma_v' > \sigma_{rr}'$

Entonces:

$$\sigma'_1 = \sigma_\theta$$

$$\sigma'_3 = \sigma'_{rr}$$

Al considerar los esfuerzos anteriores como los esfuerzos que determinan la envoltura de falla.

Se calcula el Esfuerzo normal, de acuerdo a Ec. A.50:

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\beta \quad (\text{A.50})$$

Antes se calcula  $\beta$

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} = \frac{\pi}{4} + \frac{35}{2} = 62.5^\circ \quad (\text{A.52})$$

Por lo que el Esfuerzo normal es igual:

$$\sigma_n = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\beta = \frac{1}{2}(5225 + 825) + \frac{1}{2}(5225 - 825)\cos 2(62.5) = 1763.132 \text{ psi} \quad (\text{6.43})$$

Se calcula el esfuerzo de corte. Ec. A.32:

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen} 2\beta = \frac{1}{2}(5225 - 825)\text{sen} 2(62.5) = 1802.1345 \text{ psi} \quad (\text{6.44})$$

Que es el Esfuerzo por corte al que falla el núcleo.

A continuación se calcula la resistencia cohesiva del material, a partir de la ecuación A.47:

$$\tau = C + \sigma'_n \tan \phi$$

Despejando la resistencia cohesiva del material C.

$$C = \tau - \sigma'_n \tan \phi = 1802.13 - 1763.13 \times \tan(35) = 567.6 \text{ psi} \quad (\text{6.45})$$

A partir de Ec. 6.10, se calcula la caída de presión crítica sobre la cual el pozo empieza a producir arena:

$$\Delta p = 2C \tan \beta = C_0 \quad (6.46)$$

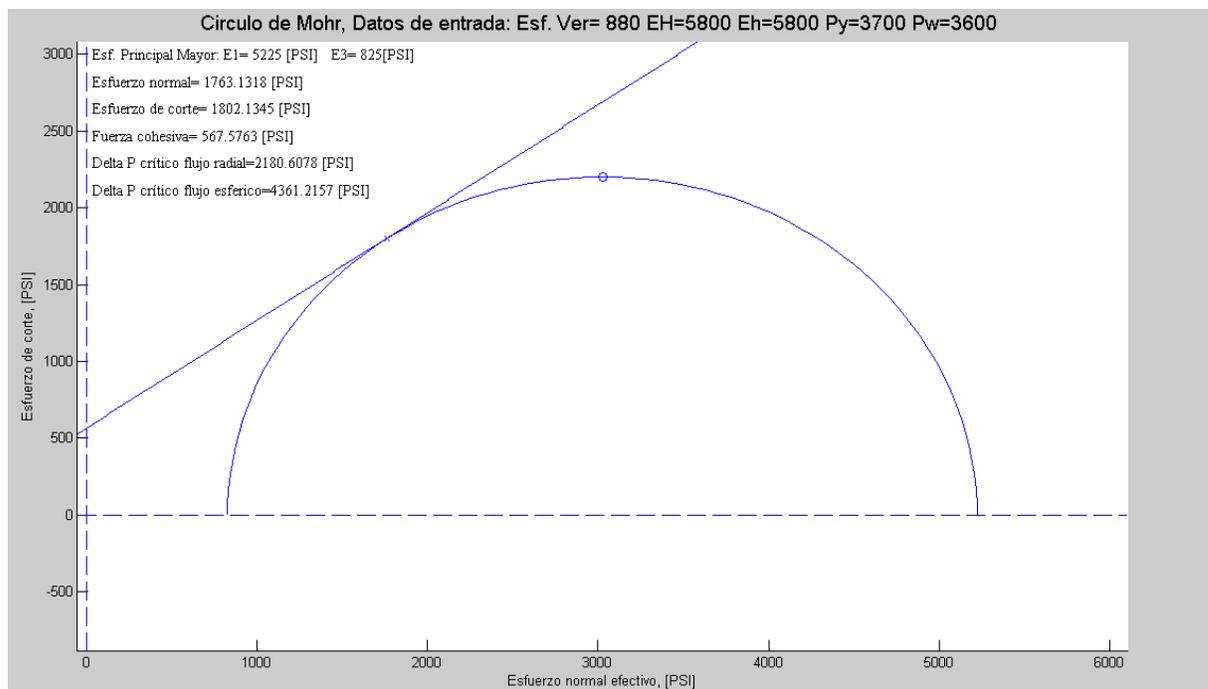
Se debe enfatizar que la expresión anterior, sólo es válida si el mecanismo de falla bajo esfuerzo compresivo uniaxial es por corte. Este no será el caso aún cuando la falla por corte ocurra con presiones de confinamiento bajas.

$$\Delta p = 2C \tan \beta = 2 * 567.6 * \tan(62.5) = 2180.6 \text{ psi, para flujo radial.} \quad (6.47)$$

Y

$$\Delta p = 2C_0 = 2 * 2180.6 = 4361.2 \text{ psi, para flujo esférico.} \quad (6.48)$$

En Fig.6.10 se muestra la gráfica de un programa realizado en Matlab, que calcula la caída de presión crítica sobre la cual el pozo empieza a producir arena, con el método de Bratli y Risnes, para flujo radial y esférico.



**Fig. 6.10.** Cálculo del  $\Delta P$  crítico sobre el cual el pozo empieza a producir arena por el Método de Bratli y Risnes realizado en MatLab

En Fig. 6.10, se observa la envoltura de falla del círculo de Mohr, y que la caída de presión crítica ( $CDP=Py-Pw$ ) libre de producción de arena, para flujo radial es de 2180 psi, Es decir

cuando la presión de yacimiento es de 3700 psi y la presión de fondo fluyendo sea menor de 1519.4 psi, y se sobrepase la caída de presión de 2180 psi, el pozo empezará a producir arena.

### 6.3.2 Ejemplo Método Empírico.

Este método se desarrolló con los mismos datos de entrada del ejemplo anterior:

Esfuerzo total vertical,  $\sigma_v = 880$  psi

Esfuerzo horizontal mínimo,  $\sigma_h = 5800$  psi

Esfuerzo horizontal máximo,  $\sigma_H = 5800$  psi

Presión del yacimiento,  $p_f = 3700$  psi

Presión del pozo,  $p_w = 3600$  psi

Constante Poroelástico,  $\alpha=1$

Cohesión de la roca,  $c=568$  psi

#### Consideraciones:

- Pozo vertical terminado en agujero descubierto.
- Masa de roca linealmente elástica, homogénea con propiedades isotrópicas.
- Esfuerzos horizontales iguales ( $\sigma_H = \sigma_h$ ), no hay fuerzas de cuerpo actuando en la superficie.
- Material débil, que está en estado plástico cercano a la cavidad.
- Se considera que la formación falla cuando el esfuerzo tangencial excede la resistencia de la formación.
- Se puede utilizar en terminaciones de pozos revestidos al considerar los disparos como agujeros abiertos y al asumir que el pozo revestido y cementado no tiene influencia en el campo de esfuerzos alrededor del pozo.

El desarrollo es el siguiente:

Del ejemplo anterior se calculó que la resistencia cohesiva es 568 psi, por lo que es una formación de arenisca de consolidación ultra débil, como no se cuentan con datos de pruebas de núcleos para determinar la resistencia efectiva de la formación U, se utilizó una relación empírica para determinar U, a partir de pruebas de falla de cavidad en cilindros de paredes gruesas:

$$U = a(UCS)^b \quad (6.21)$$

Donde:

$$a=6.0841$$

$$b=0.6346$$

Se necesita calcular la presión crítica de yacimiento, que es el punto donde la presión de yacimiento no tolera ninguna caída de presión (CDP=0):

$$P_{R,crit} = P_{R,0} - \frac{C_r}{m} \quad (6.15)$$

Además la presión crítica de fondo fluyendo, CBHP:

$$CBHP = (1 - m)P_R + mP_{R,crit} \quad (6.16)$$

El esfuerzo tangencial efectivo iguala la resistencia efectiva de la formación (U), es decir la roca falla y empieza la producción de arena, cuando la siguiente caída de presión crítica se alcanza:

$$CDP = \frac{1}{2 - A} [2P_R - (3E_{H,max} - E_{h,min} - U)] \quad (6.33)$$

Como es un pozo vertical, el esfuerzo principal mayor y el menor están en el plano horizontal. Y al considerar los esfuerzos horizontales isotrópicos, los parámetros C y m se obtienen de la siguiente forma:

$$C_v = \frac{1}{2 - A} [2P_{R,0} - (2E_{h,min} - U)] \quad (6.36)$$

Si se asume que  $\gamma_1 = \gamma_2 = \gamma_H$ , se encuentra que:

$$m_v = \frac{2 - 2\gamma_H}{2 - A} \quad (6.37)$$

Se calcula U y se multiplica por 2 al considerar una solución elástica lineal en un campo de esfuerzo isotrópico:

$$U = 2a(UCS)^b \quad (6.21)$$

Donde:

$$a=6.0841$$

$$b=0.6346$$

El esfuerzo compresivo sin confinamiento UCS o Co, se calcula de la siguiente forma:

$$C_0 = 2C \tan \beta = 2 \times 568 \times \tan 62.5 = 2182.23 \text{ psi} \quad (6.49)$$

Se calcula el esfuerzo efectivo de la formación:

$$U = 2a(UCS)^b \quad (6.21)$$

Sustituyendo datos de la Ecuación anterior:

$$U = 2 \times (6.0841) \times (2182.23)^{0.6346} = 1599.9 \text{ psi} \quad (6.50)$$

Se calcula la constante Poroelástico A

$$A = \frac{(1 - 2\nu)\alpha}{(1 - \nu)} \quad (6.28)$$

$$A = \frac{(1 - 2\nu)\alpha}{(1 - \nu)} = \frac{(1 - 2(0.2))1}{(1 - 0.2)} = 0.75 \quad (6.51)$$

Se calcula la caída de presión crítica para la presión de yacimiento inicial:

$$CDP = \frac{1}{2 - A} [2P_R - (3E_{H,\max} - E_{h,\min} - U)] \quad (6.33)$$

$$CDP = \frac{1}{2 - 0.75} [2(3700) - (3(5800) - 5800 - 1599.9)] = 2080 \text{ psi} \quad (6.52)$$

Se calculan las constantes C y m:

$$C_v = \frac{1}{2-A} [2P_{R,0} - (2E_{h,\min} - U)] \quad (6.36)$$

$$C_v = \frac{1}{2-0.75} [2(3700) - (2(5800) - 1599.9)] = 2080 \text{ psi} \quad (6.53)$$

Se observa que el resultado del cálculo de la caída de presión crítica Ec. 6.52 es el mismo para la Ecuación 6.53. En ecuación 6.52 se calcula la caída de presión crítica para la presión de yacimiento inicial, que es la definición de  $C_v$  en Ec. 6.36.

$$m_v = \frac{2-2\gamma_H}{2-A} \quad (6.37)$$

$$\gamma_H = \frac{\Delta E_H}{\Delta P_R} = \frac{5800}{3700} = 1.57 \quad (6.54)$$

$$m_v = \frac{2-2\gamma_H}{2-A} = \frac{2-2(1.57)}{2-0.75} = -0.91 \quad (6.55)$$

Como  $m < 1$  el despresionamiento del yacimiento es menos importante que la caída de presión del gasto en la producción de arena.

Después se calculó la presión crítica de yacimiento:

$$P_{R,crit} = P_{R,0} - \frac{C_r}{m} = 3700 - \frac{2080}{0.91} = 1409.4 \text{ psi} \quad (6.56)$$

Se calcula la presión crítica de fondo fluyendo CBHP, para la presión de yacimiento inicial:

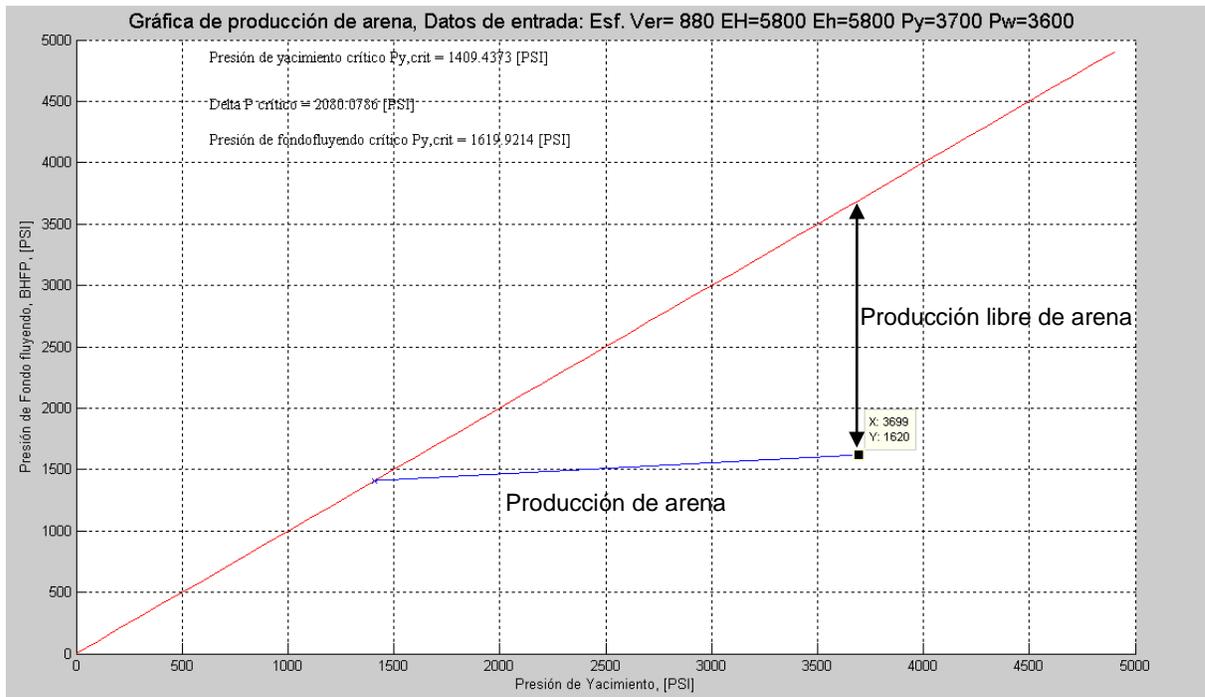
$$CBHP = (1-m)P_R + mP_{R,crit} \quad (6.16)$$

$$CBHP = (1-0.91)3700 + 0.91(1409.4) = 1615 \text{ psi} \quad (6.57)$$

Por lo que se cumple  $CDP = P_y - BHFP = 3700 - 1620 = 2080$  psi que es igual al CDP calculado anteriormente en Ec. 6.52.

Se programó las ecuaciones anteriores en MatLab, variando la presión de yacimiento  $P_R$  en Ec. 6.16, de la Presión de yacimiento crítico a la presión de yacimiento inicial, con lo que se obtuvo la línea de producción de arena crítica.

En Fig. 6.11 se observa que la caída de presión crítica es de 2080 psi, representado por la flecha con el letrero producción libre de arena, para una presión de yacimiento inicial de 3700 psi, conforme el yacimiento se va despresionando por la explotación del yacimiento, la caída de presión crítica disminuye, hasta llegar a la Presión crítica de yacimiento que es de 1409 psi, en la intercepción de la línea azul con la línea de color rojo, que es el punto en que el yacimiento no tolera ninguna caída de presión (CDP=0) y la falla de la formación y producción de arena será inevitable.



**Fig. 6.11.** *Calculo del  $\Delta P$  crítico sobre el cual el pozo empieza a producir arena por el Método empírico realizado en MatLab*

A continuación se comparan los resultados de los dos métodos:

**Tabla 6.2.** *Comparación del cálculo de la caída de presión crítica por el método de Bratli y el método empírico.*

Método	Caída de presión crítico,(CDP) psi	Presión de yacimiento Crítico, Py, crit, psi
Bratli y Risnes (Matlab)	2180.6	No lo calcula
Empírico (Matlab)	2080.07	1409.4

En Tabla 6.2 se muestra la comparación de los dos métodos, con lo que se observa que la caída de presión crítica sobre el cual el pozo empezará a producir arena, para una Presión de yacimiento inicial de 3700 psi es de 2180.6 psi por el método de Bratli y Risnes. Y de 2080 psi por el método empírico, con una diferencia mínima de 100 psi entre un método y el otro, a pesar que el método empírico es un modelo de iniciación de producción de arena basado en elasticidad lineal que predice que la Cr (Caída de presión crítica a presión de yacimiento inicial) depende principalmente de los esfuerzos in-situ, la resistencia de la roca y la inclinación del pozo. Y el método de Bratli y Risnes es un modelo de producción de arena basado en la expansión de cavidades controlado más por la caída de presión (gasto) y menos por los esfuerzos.

A partir de la comparación de la tabla 6.2, la máxima caída de presión ( $CDP=P_y-P_{Wf}$ ) para evitar que el pozo produzca arena es de 2181 psi, por ser la menor caída entre un método y otro, cuando la presión de fondo fluyendo baje de 1620 psi con una presión de yacimiento inicial de 3700 psi, el pozo producirá arena, cuando el pozo alcance una presión crítica de yacimiento de 1409.4 psi, el yacimiento no tolera ninguna caída de presión ( $CDP=0$ ), y la falla de la formación y producción de arena será inevitable, por lo que se debe de considerar instalar alguna técnica de control de arena o algún método de mantenimiento de presión antes de llegar a la presión crítica de yacimiento.

### 6.3.3 Método de Bratli y Risnes para un pozo horizontal.

A continuación vamos a aplicar los dos métodos anteriores con otro ejemplo en un pozo horizontal y se va a comparar los resultados con la gráfica obtenida para la formación Eiriksson del campo Statfjord<sup>30</sup> en donde se aplicó el método empírico:

Datos entrada:

Esfuerzo total vertical,  $\sigma_v = 7100$  psi

Esfuerzo horizontal mínimo,  $\sigma_h = 6382$  psi

Esfuerzo horizontal máximo,  $\sigma_H = 6382$  psi

Presión del yacimiento,  $p_f = 5893$  psi

Presión del pozo,  $p_w = 5790$  psi

Constante Poroelástico,  $\alpha=0.7$

Ángulo de fricción interno,  $\Phi=47^\circ$

Como se considera que los esfuerzos horizontales son isotrópicos, ( $\sigma_{H,max} = \sigma_{h,min}$ ), pero el pozo es horizontal ( $i=\pi/2$ ), De acuerdo con la ecuación (A.35.3), los esfuerzos en la pared del pozo ( $r=R$ ) son:

$$\sigma_r = p_w$$

$$\sigma_\theta = \sigma_h + \sigma_v - 2 \cos 2\theta (\sigma_v - \sigma_h) - p_w \quad (6.58)$$

$$\sigma_z = \sigma_h - 2\nu \cos 2\theta (\sigma_v - \sigma_h)$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{\theta z} = \tau_{rz} = 0$$

Sustituyendo los datos y calculando los esfuerzos efectivos se tiene:

$$\sigma'_r = p_w - \alpha P_r = 5790 - (0.7 \times 5893) = 1664.9 \text{ psi} \quad (6.59)$$

$$\begin{aligned} \sigma'_\theta &= \sigma_h + \sigma_v - 2 \cos 2\theta (\sigma_v - \sigma_h) - P_w + \alpha p_r \\ \sigma'_\theta &= 6382 + 7100 - 2 \cos 2(47)(7100 - 6382) - 5790 + (0.7 \times 5893) = 11917.27 \text{ psi} \end{aligned} \quad (6.60)$$

$$\sigma'_z = \sigma_h - 2\nu \cos 2\theta (\sigma_v - \sigma_h) - \alpha P_r = 6382 - 2 \times \cos(2 \times 47) \times (7100 - 6382) - (0.7 \times 5893) = 2357.07 \text{ psi} \quad (6.61)$$

Como:  $\sigma'_{\theta\theta} > \sigma'_v > \sigma'_{rr}$

Entonces:

$$\sigma'_1 = \sigma'_\theta$$

$$\sigma'_3 = \sigma'_{rr}$$

Se calcula el Esfuerzo normal, de acuerdo a Ec. A.33:

$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\beta \quad (\text{A.33})$$

Antes se calcula  $\beta$

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} = \frac{\pi}{4} + \frac{47}{2} = 68.5^\circ \quad (\text{A.35})$$

Por lo que el Esfuerzo normal es igual:

$$\begin{aligned} \sigma_n &= \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\beta \\ \sigma_n &= \frac{1}{2}(11917.3 + 1665) + \frac{1}{2}(11917.3 - 1665)\cos 2(68.5) = 3042 \text{ psi} \end{aligned} \quad (\text{6.62})$$

Se calcula el esfuerzo de corte. Ec. A.32:

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta = \frac{1}{2}(11917.3 - 1665)\text{sen}2(68.5) = 3496 \text{ psi} \quad (\text{6.63})$$

Que es el Esfuerzo por corte al que falla el núcleo.

A continuación se calcula la resistencia cohesiva del material, a partir de la ecuación A.30:

$$\tau = C + \sigma'_n \tan \phi$$

Despejando la resistencia cohesiva del material C.

$$C = \tau - \sigma'_n \tan \phi = 3496 - 3042 \tan(47) = 233.85 \text{ psi} \quad (\text{6.64})$$

A partir de Ec. 6.10, se calcula la caída de presión crítica sobre la cual el pozo empieza a producir arena:

$$\Delta p = 2C \tan \beta = C_0 \quad (\text{6.65})$$

Se debe de enfatizar que la expresión anterior sólo es válida si el mecanismo de falla bajo esfuerzo compresivo uniaxial es por corte. Este no será el caso aún cuando la falla por corte ocurra con presiones confinantes bajas.

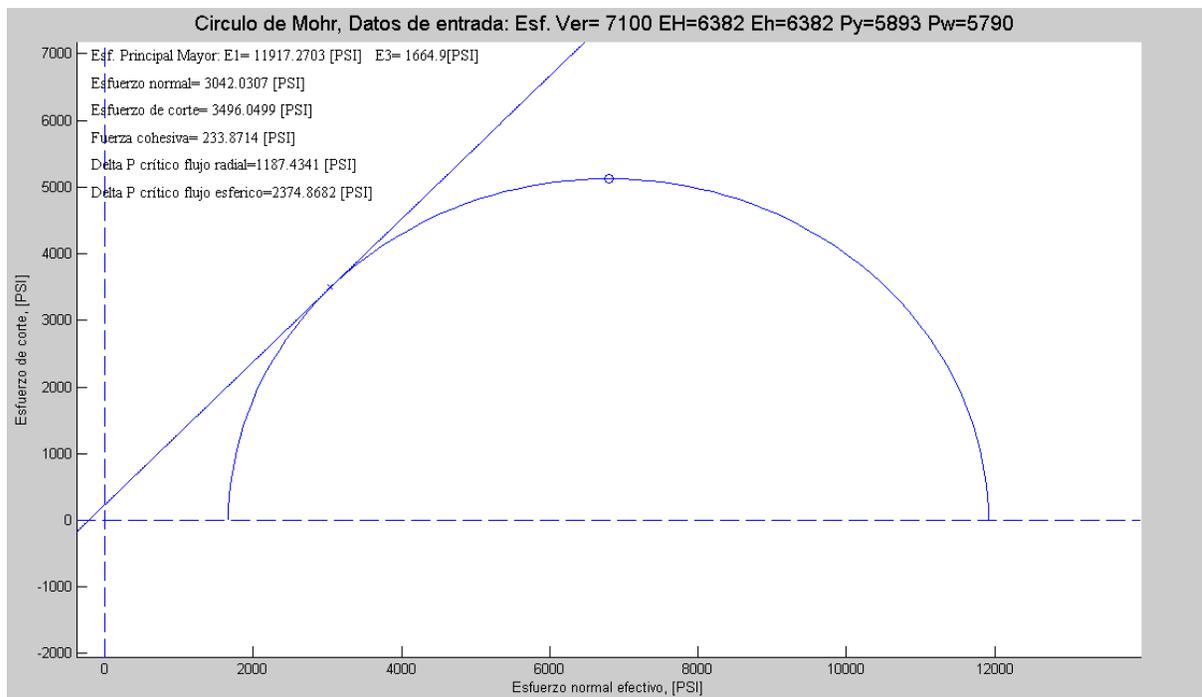
$$\Delta p = 2C \tan \beta = 2 * 233.85 * \tan(68.5) = 1187.43 \text{ psi, para flujo radial.} \quad (6.66)$$

Y

$$\Delta p = 2C_0 = 2 * 1187.43 = 2374.7 \text{ psi, para flujo esférico.} \quad (6.67)$$

A continuación se muestra un programa realizado en Matlab, que calcula la caída de presión crítica sobre la cual el pozo empieza a producir arena, con el método de Bratli y Risnes, para flujo radial y esférico.

En la Fig. 6.12 se observa la envoltura de falla del círculo de Mohr y la caída de presión crítica para evitar producción de arena de 1187 psi ( $CDP=Py-Pw$ ), al considerar flujo esférico. Es decir cuando la presión de yacimiento es de 5893 psi y la presión de fondo fluyendo sea menor de 4705.57 psi, y se sobrepase la caída de presión de 1187 psi, el pozo empezará a producir arena.



**Fig. 6.12.** *Calculo del  $\Delta P$  crítico sobre el cual el pozo empieza a producir arena por el Método de Bratli y Risnes realizado en Mat-Lab para un pozo horizontal.*

### 6.3.4 Método empírico para un pozo horizontal.

A continuación se desarrollará este ejemplo por el método empírico con los mismos datos de entrada utilizados en el método de Bratli y Risnes:

#### Consideraciones:

- Pozo horizontal terminado en agujero descubierto.
- Masa de roca linealmente elástica, homogénea con propiedades isotrópicas.
- Esfuerzos horizontales iguales, no hay fuerzas de cuerpo actuando en la superficie.
- Material débil, que está en estado plástico cercano a la cavidad.
- Se puede utilizar en terminaciones de pozos revestidos al considerar los disparos como agujeros abiertos y al asumir que el pozo revestido y cementado no tiene influencia en el campo de esfuerzos alrededor del pozo.

El desarrollo es el siguiente:

Del ejemplo anterior se calculo que la resistencia cohesiva es 234 psi, por lo que es una formación de arenisca ultra-débil, como no se cuentan con datos de pruebas de núcleos para determinar la resistencia efectiva de la formación U, se utilizó una relación empírica para determinar U, a partir de pruebas de falla de cavidad en cilindros de paredes gruesas:

$$U = a(UCS)^b \quad (6.21)$$

Donde:

a=6.0841

b=0.6346

Se necesita calcular la presión crítica de yacimiento, que es el punto donde la presión de yacimiento no tolera ninguna caída de presión (CDP=0):

$$P_{R,crit} = P_{R,0} - \frac{C_r}{m} \quad (6.15)$$

Además la presión crítica de fondo fluyendo CBHP:

$$CBHP = (1 - m)P_R + mP_{R,crit} \quad (6.16)$$

El esfuerzo tangencial efectivo iguala la resistencia efectiva de la formación (U), es decir comienza la producción de la arena, cuando la siguiente caída de presión crítica se alcanza:

$$CDP = \frac{1}{2 - A} [2P_R - (3E_V - E_{h,min} - U)] \quad (6.33)$$

Como es un pozo horizontal, el esfuerzo principal mayor está en la dirección vertical y el menor está en el plano horizontal (perpendicular al pozo). Los parámetros C y m se obtienen de la siguiente forma:

$$C_H = \frac{1}{2 - A} [2P_{R,0} - (3\sigma_{v,0} - E_{H,max,0} - U)] \quad (6.38)$$

$$m_H = \frac{2 + 2\gamma_H - 3\gamma_V}{2 - A} \quad (6.39)$$

Se calcula U y se multiplica por 2 al considerar una solución elástica lineal en un campo de esfuerzo isotrópico:

$$U = 2a(UCS)^b \quad (6.21)$$

Donde:

$$a=6.0841$$

$$b=0.6346$$

El esfuerzo compresivo sin confinamiento UCS o Co, se calcula de la siguiente forma:

$$C_0 = 2C \tan \beta = 2 \times 234 \times \tan 68.5 = 1188 \text{ psi} \quad (6.68)$$

Se calcula el esfuerzo efectivo de la formación:

$$U = 2a(UCS)^b \quad (6.21)$$

Sustituyendo datos de la Ecuación anterior:

$$U = 2 \times (6.0841) \times (1188)^{0.6346} = 1087.7 \text{ psi} \quad (6.68.1)$$

Se calcula la constante Poroelástico A

$$A = \frac{(1-2\nu)\alpha}{(1-\nu)} \quad (6.28)$$

$$A = \frac{(1-2\nu)\alpha}{(1-\nu)} = \frac{(1-2(0.2))0.5}{(1-0.2)} = 0.375 \quad (6.51)$$

Se calcula la caída de presión crítica para la presión de yacimiento inicial:

$$CDP = \frac{1}{2-A} [2P_R - (3E_V - E_{h,\min} - U)] \quad (6.33)$$

Donde, se asume que la constante Poroelástico A=0.62

$$A = \frac{(1-2\nu)\alpha}{(1-\nu)} \quad (6.28)$$

$$CDP = \frac{1}{2-A} [2P_R - (3E_V - E_{h,\min} - U)]$$

$$CDP = \frac{1}{2-0.375} [2(5893) - (3(7100) - 6382 - 1087.7)] = -1258 \text{ psi} \quad (6.69)$$

Tomando el valor absoluto del resultado anterior, Se calculan las constantes C y m:

$$C_H = \frac{1}{2-A} [2P_{R,0} - (3\sigma_{v,0} - E_{H,\max,0} - U)] \quad (6.38)$$

$$C_H = \frac{1}{2-0.375} [2(5893) - (3(7100) - 6382 - 1087.7)] = -1258 \text{ psi} \quad (6.70)$$

$$m_H = \frac{2 + \gamma_H - 3\gamma_V}{2-A} \quad (6.39)$$

Se calculan el cambio en los campos de esfuerzos:

$$\gamma_H = \frac{\Delta E_H}{\Delta P_R} = \frac{6382}{5893} = 1.083 \quad (6.71)$$

$$\gamma_V = \frac{\Delta E_V}{\Delta P_R} = \frac{7100}{5893} = 1.205 \quad (6.72)$$

Se calcula la constante m:

$$m_H = \frac{2 + \gamma_H - 3\gamma_V}{2-A} = \frac{2 + 1.083 - 3(1.205)}{2-0.375} = -0.327 \quad (6.73)$$

Como  $m < 1$  en este caso el despresionamiento de la presión de yacimiento no tiene influencia del todo en la producción de arena.

Después se calculó la presión crítica de yacimiento:

$$P_{R,crit} = P_{R,0} - \frac{C_r}{m} = 5893 - \frac{1258}{0.327} = 2045.9 \text{ psi} \quad (6.74)$$

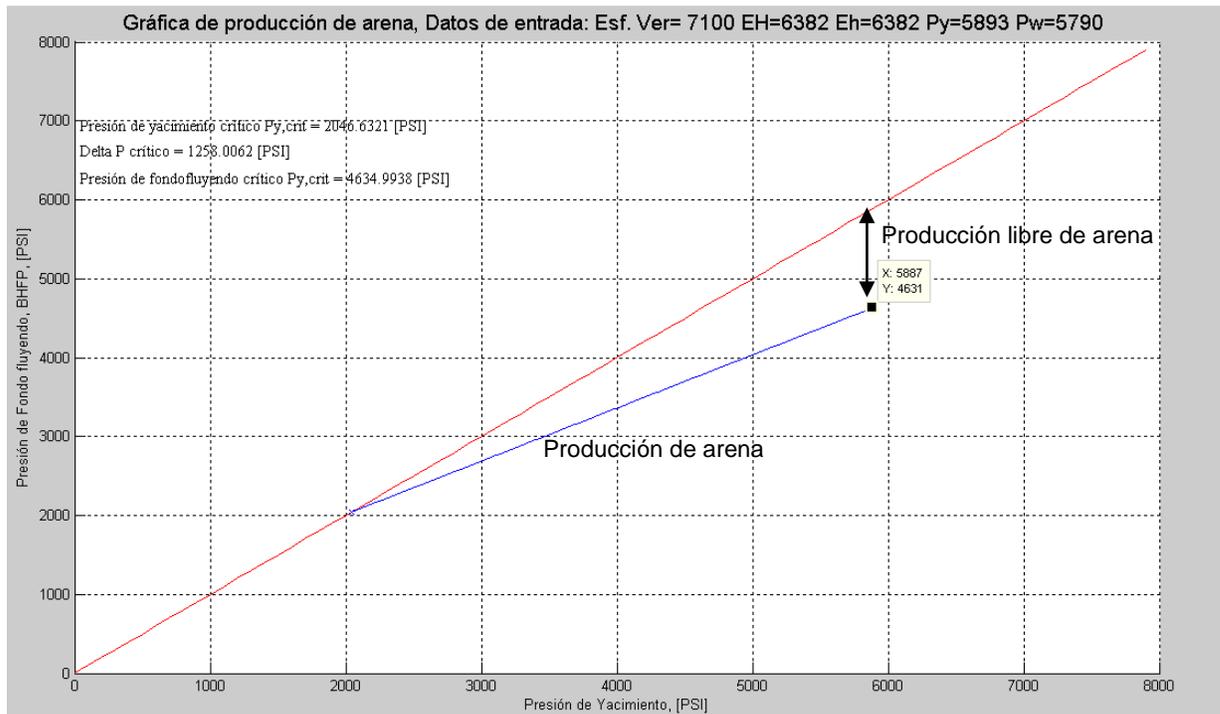
Se calculó la presión crítica de fondo fluyendo CBHP:

$$CBHP = (1 - m)P_R + mP_{R,crit} \quad (6.16)$$

$$CBHP = (1 - 0.327)5893 + 0.327(2046) = 4635 \text{ psi} \quad (6.75)$$

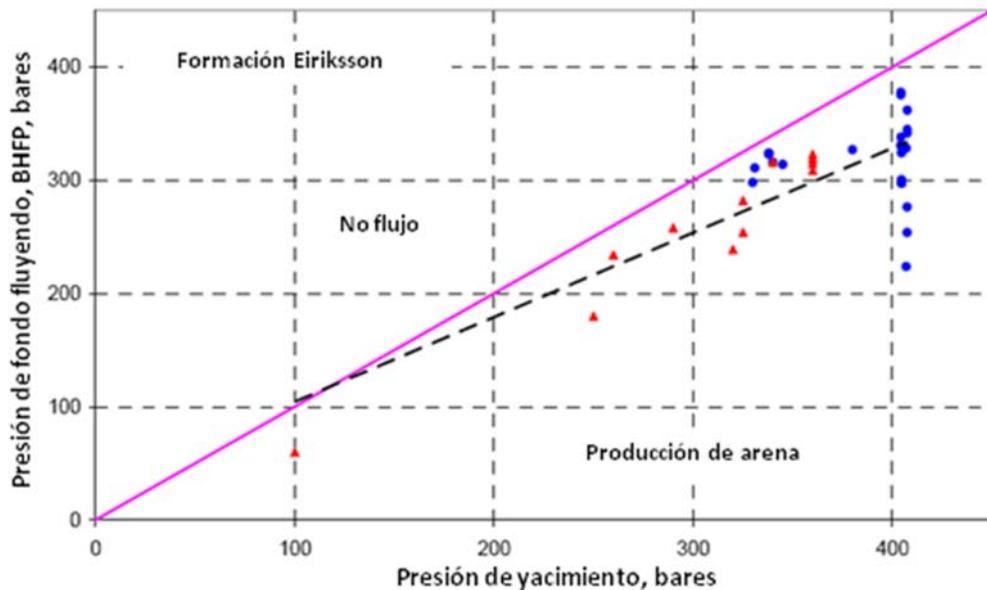
Por lo que se cumple  $CDP = P_y - BHFP = 5893 - 4635 = 1258$  psi que es igual al CDP calculado anteriormente en Ec. 6.69.

Se programó las ecuaciones anteriores en MatLab, variando la presión de yacimiento  $P_R$  en Ec. 6.16 de la Presión crítica de yacimiento a la presión de yacimiento inicial, con lo que se obtuvo la línea de producción de arena crítica.



**Fig. 6.13.** Cálculo del  $\Delta P$  crítico sobre el cual el pozo empieza a producir arena por el Método empírico realizado en MatLab para un pozo horizontal.

En la Fig. 6.13 se observa que la caída de presión crítica para la producción de arena (CDP=Py-pwf) es de 1258 psi, siendo esta caída de presión reducida debido a que la formación tiene una resistencia cohesiva de 234 psi. Conforme se despresiona la presión de yacimiento, la caída de presión crítica libre de producción de arena también disminuye.



**Fig. 6.14.** Gráfica de producción de arena para la formación Eiriksson para un pozo horizontal, del Artículo SPE 97794<sup>30</sup>

En Fig. 6.14 se muestra la gráfica de producción de arena para la formación Eiriksson del campo Staffjord, del artículo SPE 97794, con lo que al compararla con los resultados de los 2 métodos desarrollados para el cálculo de la caída de presión crítica de producción de arena, en Tabla 6.3 se observa similitud.

En tabla 6.3 se observa que la caída de presión crítica entre ambos métodos tiene una diferencia de 70 psi, siendo mínima la diferencia a pesar que el método empírico es un modelo de iniciación de producción de arena basado en elasticidad lineal que predice que la Cr (Caída de presión crítica a presión de yacimiento inicial) depende principalmente de los esfuerzos in-situ, la resistencia de la roca y la inclinación del pozo. Y el método de Bratli y Risnes es un modelo de producción de arena basado en la expansión de cavidades controlado más por la caída de presión (gasto) y menos por los esfuerzos.

La presión crítica de yacimiento calculada por el método empírico y el calculado en el artículo SPE 97794 tiene una diferencia de 200 psi, siendo mínima la diferencia, por lo que se comprueban los cálculos de ambos métodos, al aproximarse a los cálculos del artículo SPE 97794.

**Tabla 6.3.** Comparación de la caída de presión crítica y la presión crítica de Yacimiento para un pozo horizontal de la Formación Eiriksson.

Método	Caída de presión crítico,(CDP) psi	Presión Crítica de yacimiento, Py, crit, psi
Bratli y Risnes (MatLab)	1187.4	No lo calcula
Empírico crítico	1258	2046.6
Artículo SPE 97794	1060	1698

A partir de la comparación de la tabla 6.3, la máxima caída de presión ( $CDP=P_y-P_{wf}$ ) para evitar que el pozo produzca arena es de 1258 psi, por ser la menor caída entre un método y otro, cuando la presión de fondo fluyendo baje de 4635 psi con una presión de yacimiento de 5893 psi, el pozo producirá arena por lo que es conveniente explotar el yacimiento en ese rango de caída de presión; cuando el pozo alcance una presión crítica de yacimiento de 2047 psi, el yacimiento no tolera ninguna caída de presión ( $CDP=0$ ), y la falla de la formación y producción de arena será inevitable, por lo que se debe de considerar en la instalación de alguna técnica de control de arena o en algún método de mantenimiento de presión antes de llegar a la presión crítica de yacimiento.

## CAPITULO VII.

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

#### 7.1 CONCLUSIONES.

- La terminación de pozos inteligentes agrega valor con la mejora en la administración y vigilancia del yacimiento; a nivel pozo, a través de la reducción de costos de intervención e incremento de la producción. Se usa principalmente en pozos de aguas profundas donde los costos de intervención son altos; en pozos diseñados para producir en zonas múltiples y en los que hay riesgo de producción temprana de agua o gas.
- Los accesorios a utilizar en una Terminación Inteligente tendrían su aplicación en el pozo en base a los requerimientos del yacimiento, las prohibiciones físicas del campo, la infraestructura del pozo, en los objetivos principales del proyecto y en la complejidad de diseño aceptable para el cliente.
- Se calculó por dos métodos la caída de presión crítico sobre los cuales el pozo empieza a producir arena. Es conveniente mantener dentro de ese rango la caída de presión del pozo para evitar la producción de arena.
- Con la terminación de pozos inteligentes se puede monitorear y controlar la caída de presión crítica libre de producción de arena, en yacimientos multicapa y en yacimientos con altos contrastes de presión, de permeabilidad y de corte de agua.
- La presión de poro, el esfuerzo vertical, los esfuerzos horizontales máximo y mínimo y las propiedades mecánicas de las rocas son parámetros de entrada para determinar la presión de falla de la roca y determinar las caídas de presión críticas libre de producción de arena.
- Los resultados de los métodos de producción de arena de Bratli y Risnes y el empírico ofrecen diferencias mínimas en la predicción de la caída de presión crítica, a pesar que el método empírico es un modelo de iniciación de producción de arena basado en elasticidad lineal que predice la Caída de presión crítica a presión de yacimiento inicial, ( $C_r$ ) y depende principalmente de los esfuerzos in-situ, la resistencia de la roca y la

inclinación del pozo. El método de Bratli y Risnes es un modelo de producción de arena basado en la expansión de cavidades, controlado más por la caída de presión (gasto) y menos sensibilidad debido a los esfuerzos.

- Al despresionarse el yacimiento, la caída de presión crítica para la producción de arena se reduce hasta llegar a una presión crítica de yacimiento que no tolera ninguna caída de presión, y la falla de la formación y producción de arena será inevitable, por lo que se debe considerar la instalación de alguna técnica de control de arena o considerar algún método de mantenimiento de presión antes de llegar a la presión crítica de yacimiento.
- La ventana de producción libre de arena, calculado a partir de ambos métodos, define los límites de los diseños de terminación y explotación artificial.
- La aplicación de este análisis en un yacimiento sirve como antecedente para el diseño de pozos futuros.

## 7.2 RECOMENDACIONES.

- Se deberá conocer el ciclo de vida del Pozo-Yacimiento para poder pronosticar el comportamiento y ser proactivos en un trabajo de terminación.
- Es importante contar con pruebas de laboratorio de núcleos para ajustar el criterio de producción de arena. (Pruebas uniaxiales, triaxiales, de Cilindro de Paredes gruesas).
- Los modelos analíticos necesitan ser evaluados y ajustados con datos de campo por personal experimentado, y normalizados con datos a partir de núcleos de la formación.
- Se podría decir que el problema de la producción de arena se deriva de una mala recuperación de núcleos por lo que al realizar las pruebas compresivas en laboratorio se obtienen datos erróneos. Los núcleos se debilitan, al no tener un cuidado apropiado y someterlos a algún golpe, incluso algunos se podrían desintegrar con la fuerza de la mano.

## ANEXO A.

### MECÁNICA DE ROCAS EN LA CONSTRUCCIÓN DE UN POZO.

Las formaciones bajo tierra están siempre bajo algún esfuerzo, principalmente debido a la presión de sobrecarga y a las fuerzas tectónicas. Cuando un pozo se perfora en una formación se remueve material sólido sometido a esfuerzos que se reemplaza por fluido de perforación bajo presión. Ya que la presión del fluido del pozo normalmente no concuerda con los esfuerzos del material sólido removido, hay una alteración en el estado de esfuerzos de la formación alrededor del pozo. Esta alteración de esfuerzos es importante, ya que desviaciones de esfuerzos largos puede causar la inestabilidad del agujero provocando la falla de la formación, colapso de la TR, falla de los disparos y producción de arena.

El agujero circular perforado causa una concentración de esfuerzos que se puede extender más allá del diámetro del pozo. Esta concentración de esfuerzos, que difiere de los esfuerzos de campo lejano, puede exceder la fuerza de la formación, provocando una falla. El agujero circular crea una superficie libre que remueve el confinamiento natural, que puede, dependiendo de las propiedades mecánicas de la formación, reducir la fuerza de formación y provocar una falla dependiente del tiempo inelástica. Un agujero circular causa varios efectos importantes en el pozo:

- Creación de un campo de concentración de esfuerzos.
- Remoción de la condición de confinamiento
- Desplazamiento dependiente del tiempo inelástico causado por la creación de una superficie libre

La severidad de estos efectos y la subsecuente falla depende de las magnitudes de los esfuerzos y propiedades mecánicas de la formación.

Similarmente al introducir un fluido de perforación extraño a la formación provoca:

- Disturbios en la presión de poro, creando una presión de poro elevada.

- Reducción de la fuerza cohesiva de la formación, dependiendo de la interacción del fluido con la matriz de la formación.
- Cambios de fuerzas capilares.

### **Teoría de estabilidad de agujero.**

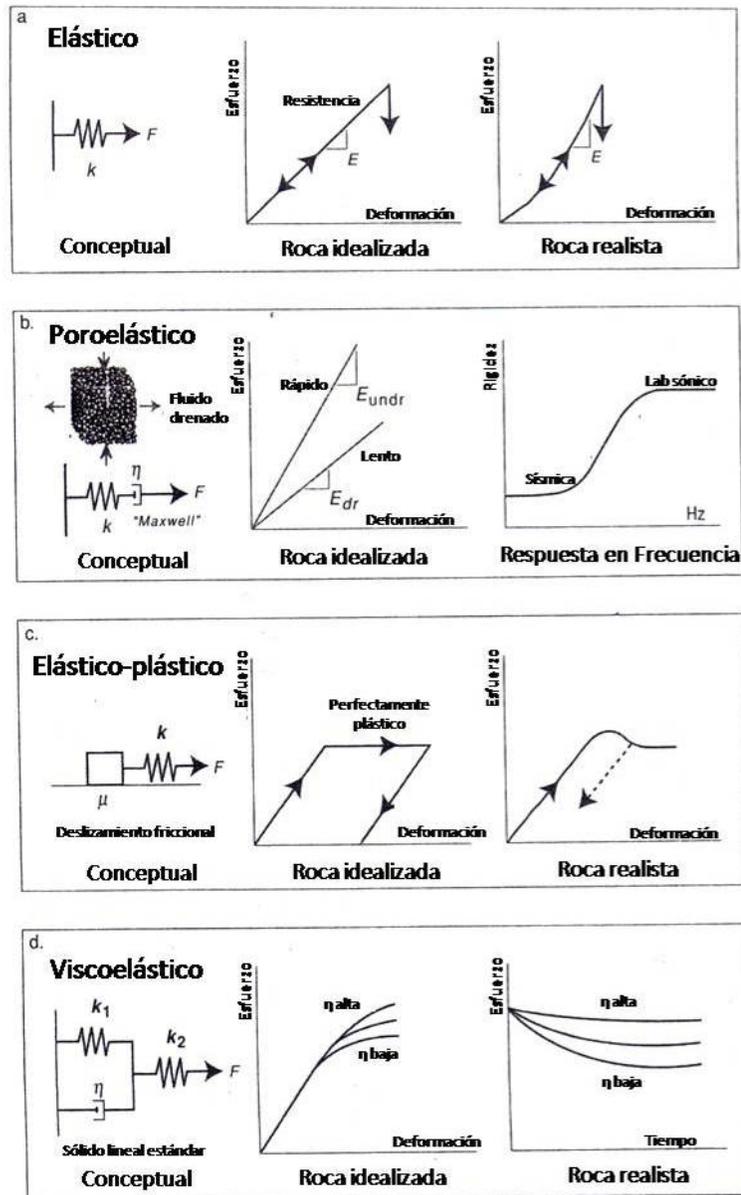
Cualquier modelo de estabilidad mecánica consiste de un conjunto de ecuaciones asociadas a un criterio de falla. Las ecuaciones constitutivas describen las propiedades de deformación de la formación y el criterio de falla determina los límites de las deformaciones (por ejemplo, los límites de falla por compresión y tensión). Las ecuaciones son simples y sus propiedades lineales implican que el esfuerzo total puede ser determinado por superposición.

La justificación de emplear ecuaciones linealmente elásticas es debido a que los materiales sedimentarios son más consolidados conforme se incrementa la profundidad, así como la suposición de que los esfuerzos principales in-situ son en la dirección vertical y horizontales (ésta es hecha en todos los modelos), el tensor de esfuerzos total se determina por el conocimiento de los siguientes seis parámetros:

- a) Relación de Poisson ( $\nu$ )
- b) Presión de la formación o presión de poro ( $P_p$ ), así como la presión de pozo ( $P_w$ ).
- c) Esfuerzo principal vertical ( $\sigma_v$ ).
- d) Esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_h$ ).
- e) Azimut del esfuerzo principal máximo.
- f) Esfuerzo principal horizontal máximo ( $\sigma_H$ ).

Los tres parámetros que definen el criterio de falla para un determinado material son determinados por pruebas de muestras representativas del material bajo condiciones uniaxiales y triaxiales.

- a) Esfuerzo Uniaxial compresivo. (UCS,  $C_o$ )
- b) Ángulo de fricción.
- c) Cohesión.



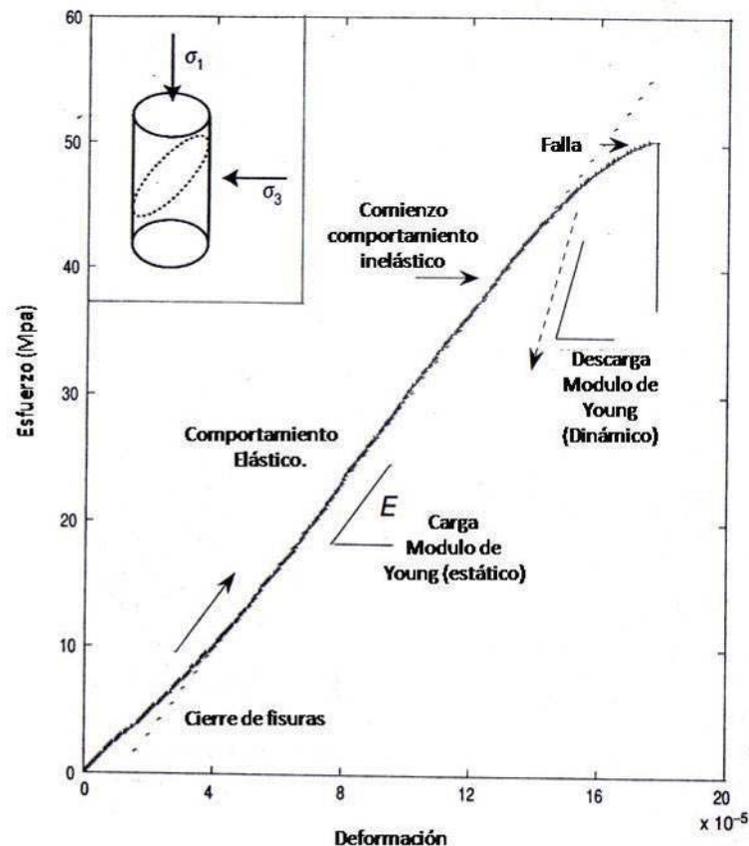
**Fig. A.1.** Leyes constitutivas elástico, poroelástico, elástico-plástico y viscoelástico. En el panel de la izquierda, se muestran modelos físicos análogos, en el centro curvas de esfuerzo-deformación idealizadas, y en el panel derecho se muestra un comportamiento más realístico.<sup>31</sup>

### Leyes constitutivas básicas.

A continuación se repasa de manera breve las leyes constitutivas que gobiernan la deformación de la roca. Fundamentalmente, una ley constitutiva describe la deformación de la roca en

respuesta a un esfuerzo aplicado (o viceversa). En Fig. A.1 se ilustran 4 leyes constitutivas genéricas para materiales homogéneos e isotrópicos.

En un material elástico lineal (Fig. A.1a) el esfuerzo y la deformación son linealmente proporcionales y la deformación es reversible. Esto puede ser conceptualizado en términos de una fuerza aplicada a un resorte donde la constante de proporcionalidad es la constante del resorte,  $k$ . una roca elástica ideal se deforma linealmente en respuesta a un esfuerzo aplicado en donde la rigidez de la roca es  $E$ , Módulo de Young.



**Fig. A.2.** Datos típicos de laboratorio de una prueba uniaxial de esfuerzo-deformación de una roca bien cementada.<sup>31</sup>

En la figura A.2 se presenta una prueba de mecánica de rocas que ilustra como relativamente una arenisca bien cementada exhibe casi un comportamiento elástico ideal sobre un rango considerable de esfuerzo aplicado. Conforme se aplica el esfuerzo axial a esta roca hay una curvatura en la curva de esfuerzo-deformación sobre la carga inicial debido al cierre de micro-

---

grietas. Una vez que estas grietas se cierran (con un esfuerzo de cerca de 9 MPa), la roca tiene un comportamiento elástico lineal, hasta que se alcanza un esfuerzo de 45 MPa. A esta presión, el esfuerzo aplicado a la roca es tan grande que empieza a dañar la roca tal que se observa una deformación permanente o plástica, previo a la falla eventual de la muestra a un esfuerzo de cerca de 50 Mpa.

Fig. A.2 ilustra porque la resistencia de los materiales se aproxima a la falla de la roca, que a veces se considera como una simplificación del proceso de falla de la roca. Usando la aproximación de resistencia de materiales se considera la deformación de la roca como elástica hasta el punto de falla. En fig. A.2 se observa un pequeño grado de deformación inelástica que precede la falla por lo que la suposición anterior no es correcta estrictamente. Sin embargo para rocas bien cementadas la aproximación de resistencia de materiales funciona bien al utilizarse en la aproximación de fallas. En formaciones débiles o pobremente cementadas, la aplicabilidad de esta aproximación es debatible.

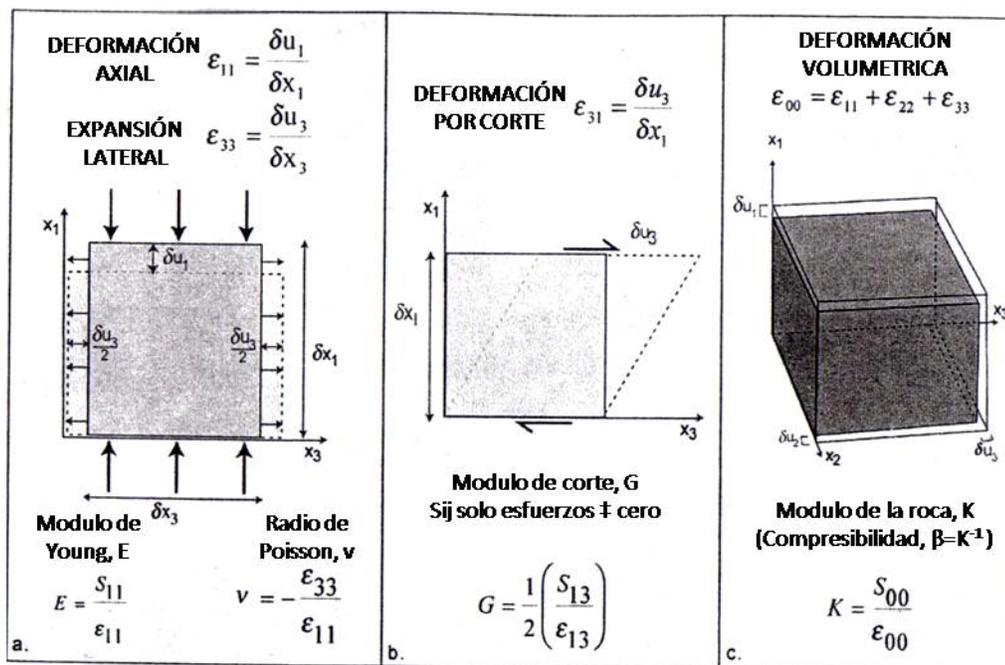
Fig. A.1b muestra el profundo efecto que tiene el agua (o aceite) en los poros de la roca en su comportamiento. Una roca porosa saturada con fluido tiene un comportamiento poroelástico. Una manifestación de poroelasticidad es que la rigidez del fluido saturado en la roca depende de la tasa en la que se aplica una fuerza externa. Cuando la fuerza se aplica rápidamente, la presión de poro de la roca incrementa porque el fluido de los poros soporta algo del esfuerzo aplicado y la roca se comporta como si no se hubiera drenado. En otras palabras si el esfuerzo es aplicado más rápido tal que no de tiempo que la presión de fluido se drene, el fluido soporta algo del esfuerzo aplicado y la roca es relativamente rígida. Sin embargo cuando una fuerza externa se aplica lentamente, cualquier incremento en la presión del fluido asociado con la compresión de los poros tiene tiempo de drenarse, tal que la rigidez de la roca es la misma, como si no hubiera fluido presente. Hay una compensación entre la tasa de carga, permeabilidad de la roca y viscosidad en el fluido de los poros. Es importante notar que la deformación del material poroelástico es dependiente del tiempo, una propiedad que comparte con materiales viscoelásticos, como se ilustra en Fig. A.1d.

Fig. A.1c ilustra el comportamiento elástico-plástico. En este caso la roca se comporta elásticamente hasta un determinado nivel de esfuerzos en el que empieza a ceder y se deforma plásticamente sin límite, hasta el proceso de descarga en el que la roca se vuelva a comportar elásticamente.

En una roca viscoelástica (Fig. A1d) la respuesta a la deformación de un esfuerzo o deformación aplicada es dependiente de la tasa. El esfuerzo requerido para causar una cierta cantidad de deformación en la roca depende de la viscosidad aparente  $\eta$  de la roca (panel central). Uno también puede considerar el esfuerzo resultado de una deformación aplicada instantáneamente (panel derecho) que decaerá en una tasa dependiente de la viscosidad de la roca. Un material viscoso que exhibe deformación permanente después de la aplicación de una carga se le llama viscoplástico.

Para describir las leyes constitutivas más precisamente es necesario tener una definición rigurosa de deformación al considerar los componentes del tensor de deformación de segundo orden,  $\epsilon_{ij}$  definido como:

$$\epsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\delta u_i}{\delta x_j} + \frac{\delta u_j}{\delta x_i} \right) \quad (\text{A.1})$$



**Fig. A.3.** Relación entre los módulos elásticos de esfuerzo, deformación y su significado físico en diferentes tipos de medidas de deformación idealizados.<sup>31</sup>

En un material homogéneo e isotrópico, los esfuerzos principales y las deformaciones principales actúan en la misma dirección.

Varios componentes físicos importantes de deformación se muestran en la Fig. A.3: Deformación axial y expansión lateral en una muestra comprimida uniaxialmente (Fig. A.3a). En la (Fig. A.3b) se muestra una deformación por corte resultado de la aplicación de un esfuerzo de corte simple; en figura A.3c, se muestra una deformación volumétrica resultado de comprimir un cuerpo bajo un esfuerzo promedio isostático (que corresponde a una presión confinante uniforme en experimentos de laboratorio),  $S_{00}$  (Fig. A.3c) donde,

$$\varepsilon_{00} = \varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33} \qquad \sigma_{00} = \sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33} \qquad (A.2)$$

Hay cinco módulos elásticos usados comúnmente en rocas homogéneas e isotrópicas. Como se muestra en Fig. A.3, las más comunes es el módulo de la roca,  $K$ , que es la rigidez del material en compresión hidrostática y esta dado por:

$$K = \frac{\sigma_{00}}{\varepsilon_{00}} \qquad (A.3)$$

La representación física de  $K$  se muestra en (Fig. A.3c). La compresibilidad de una roca,  $C_b$ , esta dado simplemente por  $C_b = k^{-1}$ . El módulo de Young,  $E$ , es simplemente la rigidez de una roca en compresión uniaxial simple (no confinada) ( $\sigma_{11}$  es el único esfuerzo que no es cero).

$$E = \frac{\sigma_{11}}{\varepsilon_{00}} \qquad (A.4)$$

El cual es mostrado en Fig. A.3a y A.2. El radio de Poisson,  $\nu$  es simplemente el radio de expansión lateral al acortamiento axial.

$$\nu = \frac{\varepsilon_{33}}{\varepsilon_{11}} \qquad (A.5)$$

En un fluido incompresible,  $\nu = 0.5$ . El módulo de corte,  $G$ , se muestra físicamente en Fig. A.3b. Es el radio de un esfuerzo de corte aplicado a una deformación de corte correspondiente. El módulo de corte de un fluido es cero. El quinto módulo elástico es la constante de Lamé,  $\lambda$ , que no tiene una representación física directa. En un material en el que el radio de Poisson es 0.25,  $\lambda = G$ .

### Poroelasticidad.

En la proximidad del pozo, poroelasticidad se puede examinar a través del concepto de esfuerzo efectivo introducido por Terzagui (1943) y Biot (1941). Este concepto sugiere que la presión de poro ayuda a contrarrestar el esfuerzo mecánico transmitido a través del contacto grano a grano. La eficiencia de presión de poro,  $P_p$ , se mide por el factor poro-elástico  $\alpha$ , cuya relación es:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p_f \quad (\text{A.6})$$

Donde  $\sigma'$  es el esfuerzo efectivo y  $\sigma$  es el esfuerzo total (absoluto).

La constante poro-elástica es:

$$\alpha = 1 - \frac{C_{ma}}{C_b} \quad (\text{A.7})$$

Donde  $C_{ma}$  es la compresibilidad de la matriz de la roca, con la compresibilidad de la roca  $C_b$ , dado por:

$$C_b = \frac{3(1-2\nu)}{E} \quad (\text{A.8})$$

Donde  $\nu$  es la relación de Poisson y  $E$  el módulo de Young.

Si la roca no tiene porosidad, la compresibilidad de la matriz de la roca,  $C_{ma}$  es igual a  $C_b$  y  $\alpha$  se vuelve cero. Inversamente, con alta porosidad, la compresibilidad de la matriz es pequeña comparada con la compresibilidad de la roca, y  $\alpha$  se aproxima a la unidad.

### Teoría poroelástica de Biot para propiedades estáticas.

Ahora se considera un medio permeable, poroso, isotrópico, que consiste de dos componentes: una parte sólida y el otro fluido. El desplazamiento del sólido se denota  $\bar{u}_s$ , mientras que el del fluido por  $\bar{u}_f$ . Para la deformación volumétrica se tiene:

$$\varepsilon_v = \bar{\nabla} \cdot \bar{u}_s \quad (\text{A.8.1})$$

Para la parte fluida, se define un parámetro de deformación  $\zeta$ , que describe la deformación volumétrica del fluido relativo al del sólido:

$$\zeta = \phi \vec{\nabla} \cdot (\vec{u}_s - \vec{u}_f) \quad (\text{A.8.2})$$

El tensor de esfuerzos representa el esfuerzo externo total en un elemento de volumen unido a una matriz sólida. El elemento de volumen hace un balance de estos esfuerzos parcialmente en esfuerzos en la matriz sólida, y parcialmente por una presión hidrostática en el fluido, la presión de poro,  $p_f$ . De acuerdo con la convención de signos, todos los esfuerzos –incluyendo la presión de poro - son positivos en compresión.

La presencia de fluidos en los poros modifica las relaciones de esfuerzos deformación. Biot (1962) muestra como las relaciones de esfuerzo-deformación para este sistema de dos fases se puede expresar en términos de los parámetros de deformación  $\varepsilon_v$  y  $\zeta$ , los elementos del tensor de esfuerzos y la presión de poro,  $p_f$ :

$$\begin{aligned} \sigma_x &= \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_x - C \zeta \\ \sigma_y &= \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_y - C \zeta \\ \sigma_z &= \lambda \varepsilon_v + 2G \varepsilon_z - C \zeta \\ \tau_{rz} &= 2G \Gamma_{rz} \\ \tau_{xz} &= 2G \Gamma_{xz} \\ p_f &= C \varepsilon_v - M \zeta \end{aligned} \quad (\text{A.8.3})$$

$\lambda$  y  $G$  son los parámetros de Lamé del material poroso, mientras  $C$  y  $M$  son módulos elásticos requeridos para describir un medio de dos fases. Como se puede ver en ecuaciones A.8.3,  $C$  toma el rol de acoplar las deformaciones sólidas y del fluido, mientras que  $M$  caracteriza las propiedades elásticas del fluido en los poros.

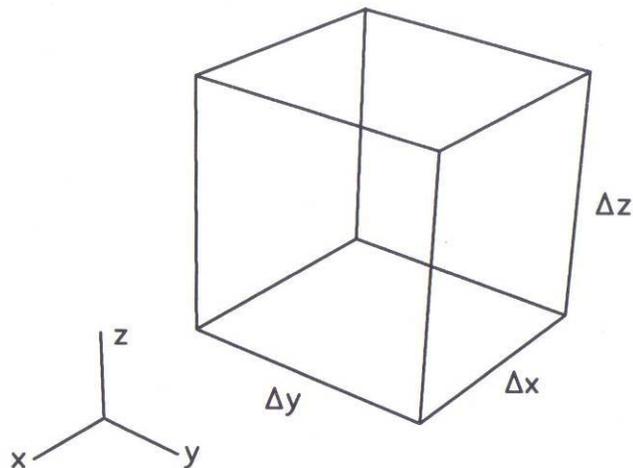
La constante de Biot está dado por:

$$\alpha = 1 - \frac{C_{ma}}{C_b} = \frac{C}{M} \quad (\text{A.8.4})$$

### Ecuaciones de equilibrio.

A parte de las fuerzas que actúan en la superficie de un cuerpo, también hay fuerzas que actúan en cada parte del cuerpo. Estas fuerzas se llaman fuerzas de cuerpo. Un ejemplo de fuerza de cuerpo es la gravedad. Se denotará por  $X$ ,  $Y$ ,  $Z$  los componentes de las fuerzas de cuerpo por unidad de masa actuando en el punto  $x$ ,  $y$ ,  $z$  de un cuerpo. De acuerdo a la convención de signos,  $X$  es positivo si actúa en la dirección  $x$  negativa, similarmente para  $Y$  y  $Z$ . Como ejemplo, considere una pequeña parte de volumen  $\Delta V$  de un material con densidad  $\rho$ . Si  $z$  es el eje vertical, la fuerza de cuerpo debido a la gravedad actuando en este volumen pequeño es  $\rho Z \Delta V = \rho g \Delta V$ , donde  $g$  es la aceleración de la gravedad.

Las fuerzas de cuerpo generalmente aumentan los gradientes de esfuerzo. De hecho, un elemento en una formación no solo está sujeto a las fuerzas de gravedad, también soporta el peso de la formación superior. Entonces, el esfuerzo total incrementa al incrementar la profundidad. Para que un cuerpo sometido a un esfuerzo permanezca en reposo, se requiere que todas las fuerzas que actúan en el cuerpo se cancelen. Este requerimiento produce un conjunto de requerimientos en el tensor de esfuerzos ( $\tau_{xy} = \tau_{yx}$ ). Además produce un conjunto de ecuaciones para el gradiente de esfuerzo. Estas ecuaciones se llaman ecuaciones de equilibrio.



**Fig. A.4.** volumen de un material<sup>24</sup>

Considere un paralelepípedo mostrado en Fig. A.4. Las fuerzas que actúan en este cuerpo en la dirección  $x$  son:

$$\text{Fuerza Normal:} \quad -\sigma_x \Delta y \Delta z + \left( \sigma_x + \frac{\partial \sigma_x}{\partial x} \Delta x \right) \Delta y \Delta z \quad (\text{A.9})$$

$$\text{Fuerza de corte:} \quad -\tau_{yx} \Delta x \Delta z + \left( \tau_{yx} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} \Delta y \right) \Delta x \Delta z - \tau_{zx} \Delta y \Delta x + \left( \tau_{zx} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} \Delta z \right) \Delta y \Delta x$$

$$\text{Fuerza de cuerpo:} \quad \rho X \Delta x \Delta y \Delta z$$

Al sumar las ecuaciones anteriores y al dividir por  $\Delta x \Delta y \Delta z$ , se encuentra que los requerimientos para que las fuerzas en dirección x se cancelen equivale a:

$$\frac{\partial \sigma_x}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} + \rho X = 0 \quad (\text{A.10})$$

Similarmente, para las fuerzas en la dirección Y y Z se tiene:

$$\frac{\partial \sigma_y}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial z} + \rho Y = 0 \quad (\text{A.11})$$

$$\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \rho Z = 0$$

### Esfuerzos principales.

Para orientaciones especiales del sistema coordenado, el tensor de esfuerzos tiene una forma simple particular. Para revelar esta forma se analizaran los esfuerzos en dos dimensiones. Muchos problemas de interés práctico están efectivamente en dos dimensiones.

Considere el esfuerzo normal ( $\sigma$ ) y el esfuerzo de corte ( $\tau$ ) orientados normal a una superficie en una dirección general  $\theta$  en el plano xy, como se muestra en Fig (A.5). El triángulo en la figura está en reposo, por lo que no hay fuerzas netas actuando en él. La cancelación de las fuerzas implica que:

$$\sigma = \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \quad (\text{A.11.1})$$

$$\tau = \frac{1}{2}(\sigma_y - \sigma_x)\text{sen}2\theta + \tau_{xy} \cos 2\theta$$

Con una elección apropiada de  $\theta$ , es posible obtener  $\tau = 0$ , a partir de la ecuación anterior se observa que esto ocurre cuando:

$$\tan 2\theta = \frac{2\tau_{xy}}{\sigma_x - \sigma_y} \quad (\text{A.11.2})$$

La ecuación anterior tiene dos soluciones,  $\theta_1$  y  $\theta_2$ . Las dos soluciones corresponden a dos direcciones para las cuales el esfuerzo de corte  $\tau$  se vuelve cero. Estas dos direcciones se llaman ejes de esfuerzos principales.

El esfuerzo normal correspondiente,  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$ , se llaman esfuerzos principales, y se encuentran al introducir  $\theta_1$  y  $\theta_2$ , respectivamente en Ec. (A.11.1):

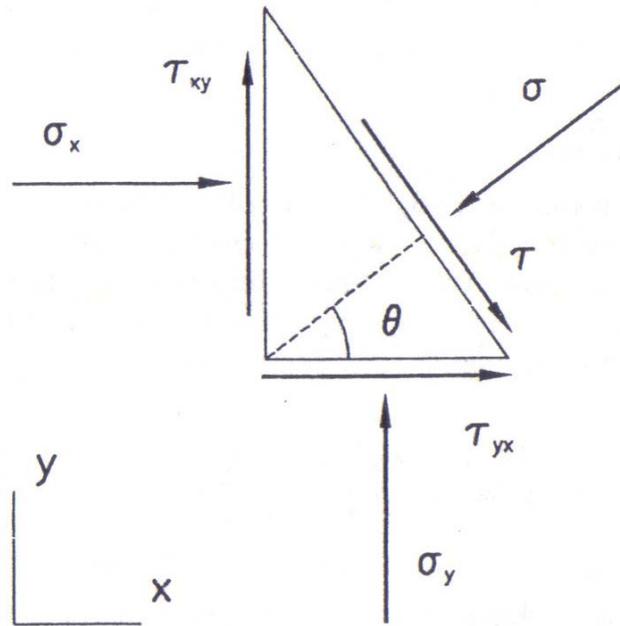
$$\sigma_1 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) + \sqrt{\tau_{xy}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_x - \sigma_y)^2}$$

$$\sigma_2 = \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) - \sqrt{\tau_{xy}^2 + \frac{1}{4}(\sigma_x - \sigma_y)^2}$$
(A.11.3)

Es conveniente escoger la notación tal que  $\sigma_1 \geq \sigma_2$ . En esta forma, en la dirección  $\theta_1$ , el cual identifica un eje principal, el esfuerzo normal es  $\sigma_1$  y el esfuerzo de corte es cero. En la dirección  $\theta_2$ , el cual identifica el otro esfuerzo principal, el esfuerzo normal es  $\sigma_2$  y el esfuerzo de corte es cero. Los ejes de los esfuerzos principales son ortogonales.

### **Esfuerzos alrededor del pozo.**

Un pozo perforado a través de una formación de roca introduce un nuevo campo de esfuerzos en la proximidad del pozo, que puede ser lo suficientemente grande para superar la resistencia de la formación y causar la falla. Adicionalmente, cuando un pozo está cargado activamente (Presión en el pozo es menor que la Presión de yacimiento) o cargado pasivamente (la presión en el pozo es mayor que la presión del yacimiento) otros efectos de esfuerzos pueden causar falla en la formación.



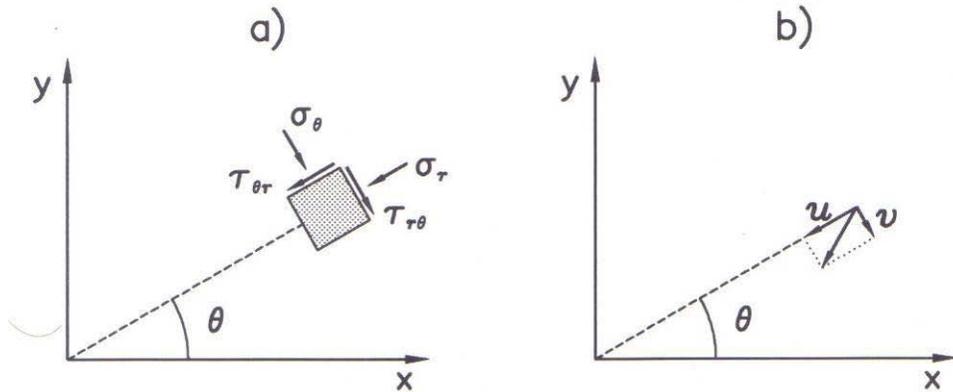
**Fig. A.5.** Esfuerzos normal y de corte aplicados a un cuerpo en reposo<sup>24</sup>.

Para examinar los esfuerzos en las rocas que rodean un pozo, es conveniente expresar los esfuerzos y deformaciones en coordenadas cilíndricas. Los esfuerzos en un punto p, identificado por las coordenadas cilíndricas  $r$ ,  $\theta$  y  $Z$ . (Fig. A.6a) se denotan por  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$ ,  $\sigma_z$ ,  $\tau_{r\theta}$ ,  $\tau_{rz}$  y  $\tau_{\theta z}$ ,  $\sigma_r$  es el esfuerzo radial,  $\sigma_\theta$  esfuerzo tangencial y  $\sigma_z$  esfuerzo axial. La relación de estos esfuerzos a los esfuerzos en coordenadas cartesianas es:

$$\begin{aligned}
 \sigma_r &= \sigma_x \cos^2 \theta + \sigma_y \sin^2 \theta + 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \\
 \sigma_\theta &= \sigma_x \sin^2 \theta + \sigma_y \cos^2 \theta - 2\tau_{xy} \sin \theta \cos \theta \\
 \sigma_z &= \sigma_z \\
 \tau_{r\theta} &= (\sigma_y - \sigma_x) \sin \theta \cos \theta + \tau_{xy} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \\
 \tau_{rz} &= \tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \sin \theta \\
 \tau_{\theta z} &= \tau_{yz} \cos \theta + \tau_{xz} \sin \theta
 \end{aligned}
 \tag{A.12}$$

Las deformaciones en coordenadas cilíndricas se denotan por:  $\varepsilon_r$ ,  $\varepsilon_\theta$ ,  $\varepsilon_z$ ,  $\Gamma_{r\theta}$ ,  $\Gamma_{rz}$  y  $\Gamma_{\theta z}$ . Si el desplazamiento en la dirección  $r$  se denota por  $u$ , en dirección  $\theta$   $v$  y en dirección  $z$   $w$  (Fig. A.6b) las deformaciones son:

$$\begin{aligned}
 \varepsilon_r &= \frac{\partial u}{\partial r} \\
 \varepsilon_\theta &= \frac{1}{r} \left( u + \frac{\partial v}{\partial \theta} \right) \\
 \varepsilon_z &= \frac{\partial w}{\partial z} \\
 \Gamma_{r\theta} &= \frac{1}{2r} \left( \frac{\partial u}{\partial \theta} - v \right) + \frac{\partial v}{\partial r} \\
 \Gamma_{rz} &= \frac{1}{2} \left( \frac{\partial w}{\partial r} + \frac{\partial u}{\partial z} \right) \\
 \Gamma_{\theta z} &= \frac{1}{2} \left( \frac{1}{r} \frac{\partial w}{\partial \theta} + \frac{\partial v}{\partial z} \right)
 \end{aligned}
 \tag{A.13}$$



**Fig. A.6.** a) Esfuerzos en coordenadas cilíndricas. B) desplazamientos en coordenadas cilíndricas<sup>24</sup>

Estas deformaciones relacionadas a las deformaciones en coordenadas cartesianas son:

$$\begin{aligned}
 \varepsilon_r &= \varepsilon_x \cos^2 \theta + \varepsilon_y \sin^2 \theta + 2\Gamma_{xy} \sin \theta \cos \theta \\
 \varepsilon_\theta &= \varepsilon_x \sin^2 \theta + \varepsilon_y \cos^2 \theta - 2\Gamma_{xy} \sin \theta \cos \theta \\
 \varepsilon_z &= \varepsilon_z \\
 \Gamma_{r\theta} &= (\varepsilon_y - \varepsilon_x) \sin \theta \cos \theta + \Gamma_{xy} (\cos^2 \theta - \sin^2 \theta) \\
 \Gamma_{rz} &= \Gamma_{xz} \cos \theta + \Gamma_{yz} \sin \theta \\
 \Gamma_{\theta z} &= \Gamma_{yz} \cos \theta + \Gamma_{xz} \sin \theta
 \end{aligned}
 \tag{A.14}$$

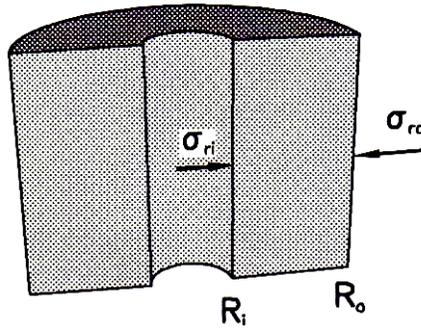
Las relaciones esfuerzo deformación para un material isotrópico en coordenadas cilíndricas son:

$$\begin{aligned}
\sigma_r &= (\lambda + 2G)\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z \\
\sigma_\theta &= \lambda\varepsilon_r + (\lambda + 2G)\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z \\
\sigma_z &= \lambda\varepsilon_r + \varepsilon_\theta + (\lambda + 2G)\varepsilon_z \\
\tau_{r\theta} &= 2G\Gamma_{r\theta} \\
\tau_{rz} &= 2G\Gamma_{rz} \\
\tau_{\theta z} &= 2G\Gamma_{\theta z}
\end{aligned} \tag{A.15}$$

Las ecuaciones de equilibrio (A.12) se pueden expresar en coordenadas cilíndricas de la siguiente forma

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta r}}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{zr}}{\partial z} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} + \rho R &= 0 \\
\frac{1}{r} \frac{\partial \sigma_\theta}{\partial \theta} + \frac{\partial \tau_{r\theta}}{\partial r} + \frac{\partial \tau_{z\theta}}{\partial z} + \frac{2\tau_{r\theta}}{r} + \rho \theta &= 0 \\
\frac{\partial \sigma_z}{\partial z} + \frac{\partial \tau_{rz}}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{\partial \tau_{\theta z}}{\partial \theta} + \frac{\tau_{rz}}{r} + \rho Z &= 0
\end{aligned} \tag{A.16}$$

### Esfuerzos en un cilindro hueco.



**Fig. A.7.** Sección transversal de un cilindro hueco.<sup>24</sup>

Se considera un pozo vertical en una formación elástica lineal con esfuerzos horizontales iguales. Considere un cilindro hueco con radio interno  $R_i$  y radio externo  $R_o$ . (Fig. A.7). La presión en la superficie interna es  $\sigma_{ri}$ , y en la superficie externa  $\sigma_{ro}$ . No hay fuerzas de corte

actuando en la superficie. No considerando las fuerzas de cuerpo, y asumiendo que todas las cantidades son independientes de  $\theta$  y  $z$ , La primera de las ecuaciones A.16 quedaría:

$$\frac{d\sigma_r}{d_r} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} = 0 \quad (\text{A.17})$$

Las otras dos ecuaciones (A.16) se satisfacen con  $\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0$ , que también es válido en las fronteras  $r=R_i$  y  $r=R_o$ , a partir de las ecuaciones (A.13) y (A.15) se encuentra:

$$\begin{aligned} \sigma_r &= (\lambda + 2G)\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z \\ &= (\lambda + 2G)\frac{\partial u}{\partial r} + \lambda\frac{u}{r} \end{aligned} \quad (\text{A.18})$$

$$\begin{aligned} \sigma_\theta &= \lambda\varepsilon_r + (\lambda + 2G)\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z \\ &= \lambda\frac{\partial u}{\partial r} + (\lambda + 2G)\frac{u}{r} \end{aligned}$$

Introduciendo los esfuerzos Ec. (A.18) en (Ec. A.17), se obtiene la siguiente ecuación de desplazamiento radial  $u$ :

$$\frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial u}{\partial r} - \frac{u}{r^2} = \frac{\partial}{\partial r}\left[\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}(ru)\right] = 0 \quad (\text{A.19})$$

La ecuación anterior es una ecuación lineal homogénea de segundo orden, con coeficientes variables, por lo que se resuelve por la Ecuación de Cauchy-Euler, al suponer que la solución

es  $u = r^m$ . Al diferenciar dos veces  $\frac{du}{dr} = mr^{m-1}$ ,  $\frac{d^2u}{dr^2} = m(m-1)r^{m-2}$ ; y sustituir en la ecuación diferencial:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial u}{\partial r} - \frac{u}{r^2} = m(m-1)r^{m-2} + \frac{1}{r}mr^{m-1} - r\frac{r^m}{r^2} \quad (\text{A.19.1})$$

$$= r^{m-2}(m^2 - 1) = 0 \quad (\text{A.19.2})$$

$$= (m^2 - 1) = 0 \quad (\text{A.19.3})$$

$$m = \pm 1 \quad (\text{A.19.4})$$

Cuya solución general para raíces reales distintas es:

$$y = C_1 x^{m1} + C_2 x^{m2} \quad (\text{A.19.5})$$

Al sustituir la solución en de Ec. A.19, se tiene:

$$u = Ar + \frac{B}{r} \quad (\text{A.20})$$

Introduciendo el desplazamiento Ec. (A.20) en Ec. (A.13), y el resultado en Ec. (A.15), se obtiene para el esfuerzo radial y tangencial:

$$\sigma_r = (\lambda + 2G) \left( A - \frac{B}{r^2} \right) + \lambda \left( A + \frac{B}{r^2} \right) \quad (\text{A.21})$$

$$\sigma_\theta = \lambda \left( A - \frac{B}{r^2} \right) + (\lambda + 2G) \left( A + \frac{B}{r^2} \right)$$

Las condiciones de frontera para el esfuerzo radial son:

$$\sigma_r = \sigma_{ri} \text{ para } r = R_i \quad (\text{A.22})$$

$$\sigma_r = \sigma_{ro} \text{ para } r = R_o$$

Al aplicar Ec. (A.22) en Ec. (A.21), se pueden determinar los coeficientes A y B. Al introducir los resultados en Ec. (A.21) se obtiene:

$$\sigma_r = \frac{\sigma_{ro} R_o^2 - \sigma_{ri} R_i^2}{R_o^2 - R_i^2} - (\sigma_{ro} - \sigma_{ri}) \frac{R_i^2}{r^2} \frac{R_o^2}{R_o^2 - R_i^2} \quad (\text{A.23})$$

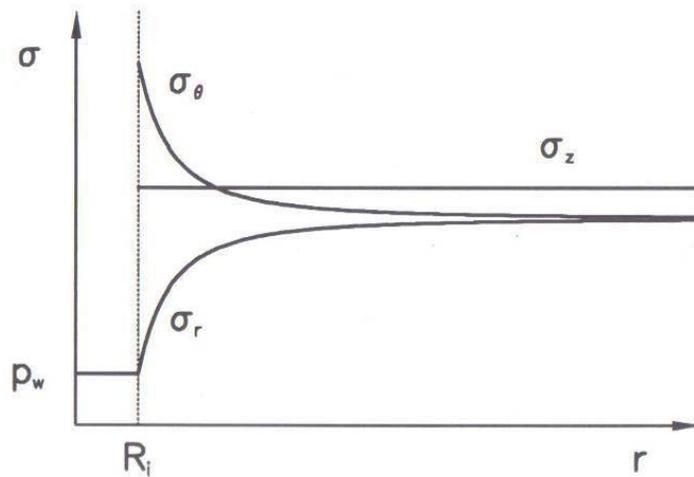
$$\sigma_\theta = \frac{\sigma_{ro} R_o^2 - \sigma_{ri} R_i^2}{R_o^2 - R_i^2} - (\sigma_{ro} - \sigma_{ri}) \frac{R_i^2}{r^2} \frac{R_o^2}{R_o^2 - R_i^2}$$

La Ec. (A.23) expresa como el esfuerzo tangencial y radial en un cilindro hueco cambia con la distancia a partir del eje del cilindro. Es mayor la diferencia entre  $\sigma_r$  y  $\sigma_\theta$  en la pared interna del cilindro y es cuando el esfuerzo radial  $\sigma_r$  tiene el menor valor y el esfuerzo tangencial  $\sigma_\theta$ , el mayor valor. Fig. A.8.

En una situación de fondo,  $\sigma_{ri} \rightarrow p_w$  = Presión del pozo,  $R_i \rightarrow R$  = radio del pozo,  $R_o \rightarrow \infty$ , y  $\sigma_{ro} \rightarrow \sigma_h$  = esfuerzo horizontal. Las soluciones para los esfuerzos radial y tangencial ahora son:

$$\sigma_r = \sigma_h - (\sigma_h - p_w) \frac{R^2}{r^2} \quad (\text{A.24})$$

$$\sigma_\theta = \sigma_h + (\sigma_h - p_w) \frac{R^2}{r^2}$$



**Fig. A.8.** Esfuerzos alrededor de un pozo en una formación elástica lineal<sup>24</sup>

El esfuerzo axial  $\sigma_z$  no se determina por la Ec. (A.16). Sin embargo al derivar con respecto a  $r$  de  $\sigma_z$  según la ecuación (A.15), usando expresiones (A.13) para  $\varepsilon_r$  y  $\varepsilon_\theta$  y haciendo uso de la ecuación (A.18). Se encuentra que  $\frac{\partial \sigma_z}{\partial r} = 0$ , en esta forma  $\sigma_z$  es una constante, independiente

de  $r$ . La magnitud de esta constante está dado por las condiciones de frontera de  $\sigma_z$ , la cual requiere que  $\sigma_z = \sigma_v$  cuando  $r \rightarrow \infty$ . De este modo, se tiene que  $\sigma_z = \sigma_v$  para toda  $r > R$ .

Se observa en Ec. (A.24) que una reducción en la presión del pozo  $p_w$  provoca una reducción en el esfuerzo radial  $\sigma_r$ , al igual que un gran incremento en el esfuerzo tangencial  $\sigma_\theta$ .

La variación de los esfuerzos en función del radio  $r$  se muestra en Fig. (A.8). Se observa que las mayores desviaciones del estado de esfuerzos inicial son en la pared del pozo.

El desplazamiento radial  $u$ , se encuentra a partir de la Ec. (A.19) al introducir las expresiones para A y B obtenidas a partir de las condiciones de frontera:

$$u = \frac{\sigma_h}{2(\lambda + G)} r + \frac{\sigma_h - p_w}{2G} \frac{R^2}{r} \quad (\text{A.25})$$

Note que la ecuación anterior es el desplazamiento relativo al estado donde  $\sigma_h = p_w = 0$ . Antes

de perforar,  $p_w = \sigma_h$  y el desplazamiento  $u = \frac{\sigma_h}{2(\lambda + G)} r$  de acuerdo con Ec. (A.25). Al restar la

Ec. anterior del desplazamiento total (A.24) se encuentra el desplazamiento causado por la perforación que es:

$$u_d = \frac{\sigma_h - p_w}{2G} \frac{R^2}{r} \quad (\text{A.26})$$

Ec. (A.26) muestra que una reducción en la presión del pozo provoca un desplazamiento radial positivo, que corresponde a una reducción del radio del pozo, como es de esperarse.

### **Campo de esfuerzos cercanos al pozo.**

Si se asume una masa de roca homogénea, isotrópica, linealmente elástica, sometida a un esfuerzo debajo de su límite de cedencia, en un pozo vertical; su campo de esfuerzos se expresa en coordenadas polares como: vertical, tangencial y radial, dado por la solución de Kirsch:<sup>23</sup>

$$\sigma'_v = g \int_0^H \rho_b dH - \alpha p_r \quad (\text{A.27})$$

Donde  $\rho_b$  es la densidad de la roca de las capas de sobrecarga y  $H$  es la profundidad.

$$\sigma'_{rr} = \frac{1}{2} (\sigma'_{H.\max} + \sigma'_{h.\min}) \left( 1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) + \frac{1}{2} (\sigma'_{H.\max} - \sigma'_{h.\min}) \left( 1 - \frac{4r_w^2}{r^2} + \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \cos 2\theta + \frac{r_w^2}{r^2} (p_w - p_r) \quad (\text{A.28})$$

$$\sigma'_{\theta\theta} = \frac{1}{2} (\sigma'_{H.\max} + \sigma'_{h.\min}) \left( 1 - \frac{r_w^2}{r^2} \right) - \frac{1}{2} (\sigma'_{H.\max} - \sigma'_{h.\min}) \left( 1 + \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \cos 2\theta - \frac{r_w^2}{r^2} (p_w - p_r) \quad (\text{A.29})$$

En el cual  $p_w$  es la presión de fondo de pozo, y  $p_r$  es la presión del yacimiento.

$$\tau_{r\theta} = \frac{1}{2} (\sigma'_{H.\max} - \sigma'_{h.\min}) \left( 1 + \frac{2r_w^2}{r^2} - \frac{3r_w^4}{r^4} \right) \text{sen} 2\theta \quad (\text{A.30})$$

El esfuerzo compresivo es positivo, y  $\theta$  es el ángulo medido a partir de la dirección de  $\sigma_{H.\max}$ .

En la pared del pozo,  $r=r_w$  y asumiendo que el filtrado del lodo diferencia la presión del pozo,  $p_w$  de la presión de yacimiento,  $p_r$ , entonces:

$$\begin{aligned} \sigma'_{rr} &= p_w - p_r \\ \sigma'_{\theta\theta} &= \sigma'_{H.\max} + \sigma'_{h.\min} - 2(\sigma'_{H.\max} - \sigma'_{h.\min}) \cos 2\theta - (p_w - p_r) \end{aligned} \quad (\text{A.31})$$

$$\text{Y } \tau_{r\theta} = 0$$

Si se consideran dos casos cuando  $\theta = 0$  ( $\sigma_{H.\max}$ ) y  $\theta = 90$  ( $\sigma_{h.\min}$ ), se obtiene:

$$\sigma_{\theta=0} = 3\sigma'_{h.\min} - \sigma'_{H.\max} - p_w + p_r \quad (\text{A.32.1})$$

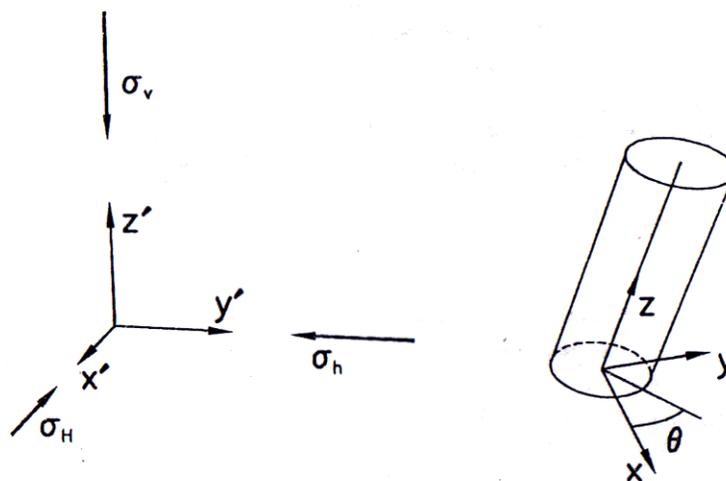
Y

$$\sigma_{\theta=90} = 3\sigma'_{H.\max} - \sigma'_{h.\min} - p_w + p_r \quad (\text{A.32.2})$$

### Esfuerzos alrededor de un pozo – Solución elástica lineal general.

En la sección anterior, se estudió el ejemplo simple de un pozo vertical en una formación con esfuerzos horizontales isotrópicos. A continuación se describirá una situación más general: el pozo es desviado (no vertical), y el esfuerzo horizontal es anisotrópico (Los esfuerzos horizontales no es el mismo en todas direcciones).

Se asume que los esfuerzos principales en la formación virgen son:  $\sigma_v$ , esfuerzo vertical,  $\sigma_H$ , esfuerzo horizontal mayor, y  $\sigma_h$ , esfuerzo horizontal menor. Un sistema coordenado  $(x', y', z')$  se orienta tal que  $x'$  es paralelo al  $\sigma_H$ ,  $y'$  es paralelo a  $\sigma_h$ , y  $z'$  es paralelo a  $\sigma_v$  (por ejemplo el eje  $z'$  es vertical, ver Fig. (A.9)). Es más conveniente describir los esfuerzos en la vecindad del pozo en un sistema coordenado  $(x, y, z)$  donde el eje  $z$  es paralelo al pozo. Además se escoge el eje  $y$  que sea horizontal, y el eje  $x$  paralelo a la dirección radial menor. Ver Fig. (A.10).



**Fig. A.9.** Sistema coordenado para un pozo desviado.<sup>24</sup>

Una transformación a partir de  $(x', y', z')$  a  $(x, y, z)$ , se puede obtener en dos operaciones Fig. (A.9):

- 1) Una rotación a alrededor del eje  $z'$
- 2) Una rotación i alrededor del eje  $y$ .

El ángulo  $i$  representa la desviación del pozo (inclinación), y el ángulo  $a$  representa el ángulo de azimuth.

La transformación se puede describir matemáticamente por los cosenos directores:

$$\begin{array}{lll}
 I_{xx'} = \cos a \cos i & I_{yx'} = -\sin a & I_{zx'} = \cos a \sin i \\
 I_{xy'} = \sin a \cos i & I_{yy'} = \cos a & I_{zy'} = \sin a \sin i \\
 I_{xz'} = -\sin i & I_{yz'} = 0 & I_{zz'} = \cos i
 \end{array} \quad (\text{A.33.1})$$

Al expresar los esfuerzos de la formación  $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$ ,  $\sigma_v$  en sistemas coordenados  $(x, y, z)$  se obtiene:

$$\begin{aligned}
 \sigma_x^o &= I_{xx'}^2 \sigma_H + I_{xy'}^2 \sigma_h + I_{xz'}^2 \sigma_v \\
 \sigma_y^o &= I_{yx'}^2 \sigma_H + I_{yy'}^2 \sigma_h + I_{yz'}^2 \sigma_v \\
 \sigma_z^o &= I_{zx'}^2 \sigma_H + I_{zy'}^2 \sigma_h + I_{zz'}^2 \sigma_v \\
 \tau_{xy}^o &= I_{xx'} I_{yx'} \sigma_H + I_{xy'} I_{yy'} \sigma_h + I_{xz'} I_{yz'} \sigma_v \\
 \tau_{yz}^o &= I_{yx'} I_{zx'} \sigma_H + I_{yy'} I_{zy'} \sigma_h + I_{yz'} I_{zz'} \sigma_v \\
 \tau_{zx}^o &= I_{zx'} I_{xx'} \sigma_H + I_{zy'} I_{xy'} \sigma_h + I_{zz'} I_{xz'} \sigma_v
 \end{aligned} \quad (\text{A.33.2})$$

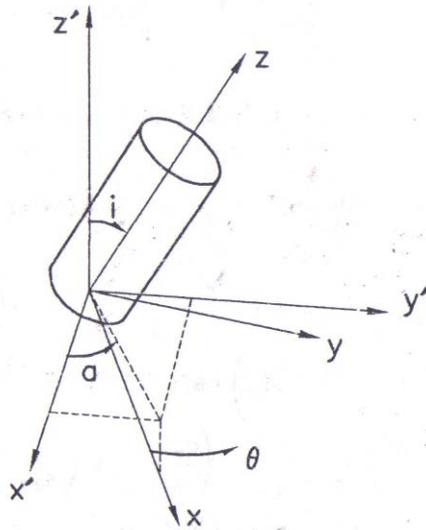


Fig. A.10. Transformación del Sistema<sup>24</sup>

El superíndice o en los esfuerzos denota que son esfuerzos en la formación virgen. Se asume que no hay desplazamientos a través del eje z (condición de deformación de plano). Una derivación de la solución de esfuerzos en la pared del agujero se encuentra en el libro "Fundamentals of Rock Mechanics", Jaeger y Cook. La solución general elástica lineal completa de los esfuerzos alrededor de un agujero se representa por las siguientes ecuaciones<sup>32</sup>:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left(1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + \tau_{xy} \left(1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4}\right) \operatorname{sen} 2\theta + \frac{R^2}{r^2} p_w \\ \sigma_\theta &= \frac{1}{2}(\sigma_x + \sigma_y) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left(1 + \frac{3R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \tau_{xy} \left(1 + \frac{3R^4}{r^4}\right) \operatorname{sen} 2\theta - \frac{R^2}{r^2} p_w \\ \sigma_z &= \sigma_{zz} - \nu \left[ 2(\sigma_x - \sigma_y) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta + 4\tau_{xy} \frac{R^2}{r^2} \operatorname{sen} 2\theta \right] \\ \tau_{r\theta} &= \frac{1}{2}(\sigma_x - \sigma_y) \left(1 - 3\frac{R^4}{r^4} + 2\frac{R^2}{r^2}\right) \operatorname{sen} 2\theta + \tau_{xy} \left(1 - \frac{3R^4}{r^4} + 2\frac{R^2}{r^2}\right) \cos 2\theta \\ \tau_{\theta z} &= (-\tau_{xy} \operatorname{sen} \theta + \tau_{yz} \cos \theta) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) \\ \tau_{rz} &= (\tau_{xz} \cos \theta + \tau_{yz} \operatorname{sen} \theta) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right)\end{aligned}\tag{A.33.3}$$

Donde  $\alpha$  es el ángulo azimuth,  $i$  es el ángulo de inclinación del pozo con respecto a la vertical,  $\theta$  es el ángulo entre un punto de la circunferencia del agujero y la dirección del esfuerzo horizontal máximo,  $P_w$  es la presión hidrostática ejercida por el fluido de control,  $R$  es el radio del pozo y  $r$  es la distancia radial deseada para el cálculo de los esfuerzos. Estas ecuaciones definen los valores de los esfuerzos en la vecindad del agujero ( $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$ ,  $\sigma_z$ ,  $\tau_{r\theta}$ ,  $\tau_{\theta z}$ ,  $\tau_{rz}$ ) como una función de la distancia ( $r$ ), de los esfuerzos in situ ( $\sigma_v$ ,  $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$ ), y de la posición angular de interés con respecto al esfuerzo horizontal máximo. ( La solución dada en Ec. (A.33.3) es más complicada que la solución dada en (Ec. A.24), debido a que los esfuerzos de corte no son cero. Entonces los esfuerzos  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$  y  $\sigma_z$  no son esfuerzos principales en el caso general cuando el pozo es desviado, o los esfuerzos horizontales son anisotrópicos.

Note que la Solución Ec. (A.33.3) también depende del ángulo  $\theta$ , por lo que los esfuerzos varían con la posición alrededor del pozo.

En el caso de un pozo vertical que se encuentra en un campo de esfuerzos anisotrópicos ( $\sigma_H \neq \sigma_h$ ), en donde la inclinación es nula ( $i=0^\circ$ ) y el azimuth igual a cero ( $a=0^\circ$ ); el problema se reduce ya que los esfuerzos de corte son nulos y los esfuerzos normales se convierten en esfuerzos principales, obteniendo la siguiente simplificación del conjunto de ecuaciones A.33:

$$\sigma_r = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) + \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 - \frac{4R^2}{r^2} + \frac{3R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta + \frac{R^2}{r^2} p_w$$

$$\sigma_\theta = \frac{1}{2}(\sigma_H + \sigma_h) \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) - \frac{1}{2}(\sigma_H - \sigma_h) \left(1 + \frac{3R^4}{r^4}\right) \cos 2\theta - \frac{R^2}{r^2} p_w \quad (\text{A.34})$$

$$\sigma_z = \sigma_v - \nu \left[ 2(\sigma_H - \sigma_h) \frac{R^2}{r^2} \cos 2\theta \right]$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{\theta z} = \tau_{rz} = 0$$

Al considerar el cálculo en la pared del mismo pozo, en donde  $R=r$  y  $R/r=1$ . La expresión anterior Ecuación A.34, se convierte en:

$$\sigma_r = p_w$$

$$\sigma_\theta = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\theta - p_w \quad (\text{A.35})$$

$$\sigma_z = \sigma_v$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{\theta z} = \tau_{rz} = 0$$

Se observa que el esfuerzo radial depende solamente de la densidad del fluido de control, mientras que el esfuerzo tangencial depende de la posición acimutal alrededor de la pared del pozo ( $\theta$ ) así como la densidad del fluido de control.

### Pozos desviados, y esfuerzos horizontales anisotrópicos.

Los esfuerzos alrededor de un pozo desviado, en una formación elástica lineal, donde los esfuerzos horizontales son anisotrópicos, esta dado por Ec. (A.33.3). A partir de estas ecuaciones se encuentra que los esfuerzos en la pared del pozo donde  $r=R$  son:

$$\sigma_r = p_w$$

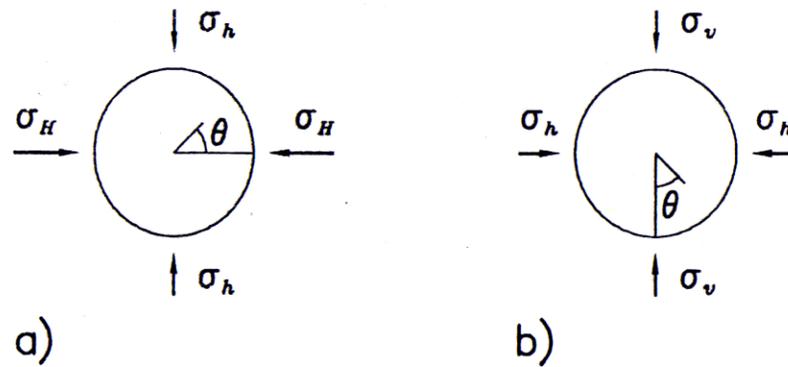
$$\sigma_{\theta} = \sigma_x + \sigma_y - 2(\sigma_x + \sigma_y)\cos 2\theta - 4\tau_{xy}\sin 2\theta - p_w \quad (\text{A.35.1})$$

$$\sigma_z = \sigma_x - 2\nu[(\sigma_x + \sigma_y)\cos 2\theta + 2\tau_{xy}\sin 2\theta]$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{rz} = 0$$

$$\tau_{\theta z} = 2(-\tau_{xz}\sin\theta + \tau_{yz}\cos\theta)$$

Se observa a partir de estas ecuaciones que  $\tau_{\theta z}$  no es cero, entonces  $\sigma_{\theta}$  y  $\sigma_z$  no son esfuerzos principales, en general. Antes de que estas expresiones se puedan introducir en un criterio de falla ajustable, se necesitan encontrar los dos esfuerzos principales  $\sigma_{\theta}$  y  $\sigma_z$ .



**Fig. A.11:** Orientación de esfuerzos alrededor del pozo. a) Pozo vertical en una formación con esfuerzos horizontales anisotrópicos. b) Pozo horizontal en una formación con esfuerzos horizontales isotrópicos.<sup>24</sup>

En lugar de encontrar los esfuerzos principales, se consideraran los dos casos límite. Considere primero un pozo vertical ( $i=0$ ) en una formación con esfuerzos horizontales anisotrópicos ( $\sigma_H > \sigma_h$ ). Ya que  $i=0$ , por simplicidad se escoge  $a=0$ , entonces, al arreglar los ejes horizontales para que la dirección  $\theta=0$  sea paralelo a  $\sigma_H$ . Observar Fig. (A.11). Los esfuerzos en la pared del pozo ( $r=R$ ) entonces se vuelven, de acuerdo a Ec. A.33.3:

$$\sigma_r = p_w$$

$$\sigma_{\theta} = \sigma_H + \sigma_h - 2(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta - p_w \quad (\text{A.35.2})$$

$$\sigma_z = \sigma_v - 2\nu(\sigma_H - \sigma_h)\cos 2\theta$$

$$\tau_{r\theta} = \tau_{\theta z} = \tau_{rz} = 0$$

Ya que todos los esfuerzos de corte son cero, entonces  $\sigma_r, \sigma_\theta, \sigma_z$  son esfuerzos principales y se pueden usar directamente en el criterio de falla.

Considere ahora la situación donde los esfuerzos horizontales son isotrópicos, ( $\sigma_{H.\max} = \sigma_{h.\min}$ ), pero el pozo es horizontal ( $i = \pi/2$ ), De acuerdo con la ecuación (A.33.3), los esfuerzos en la pared del pozo ( $r=R$ ) son:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= p_w \\ \sigma_\theta &= \sigma_h + \sigma_v - 2\cos 2\theta(\sigma_v - \sigma_h) - p_w \\ \sigma_z &= \sigma_h - 2\nu\cos 2\theta(\sigma_v - \sigma_h) \\ \tau_{r\theta} &= \tau_{\theta z} = \tau_{rz} = 0\end{aligned}\tag{6.35.3}$$

#### Falla por tensión en un pozo vertical.

Para iniciar una falla por tensión en un pozo vertical, como es el caso en el fracturamiento hidráulico,  $\sigma_{\theta=0}$  debe volverse un valor negativo de la fuerza por tensión ( $\sigma_{\theta=0} = -T$ ). La presión de rompimiento  $p_{bd}$  requerida para iniciar una fractura se puede calcular a partir de la ecuación (A.32.2):

$$p_{bd} = 3\sigma'_{h.\min} - \sigma'_{H.\max} + T + p_r\tag{A.36}$$

O en términos de esfuerzo total:

$$p_{bd} = 3\sigma_{h.\min} - \sigma_{H.\max} + T - p_r\tag{A.37}$$

Los esfuerzos  $\sigma_{H.\max}$ ,  $\sigma_{h.\min}$  y  $\sigma_v$  se deben determinar en el campo sin embargo, si no hay información de campo disponible, se puede usar la siguiente aproximación:

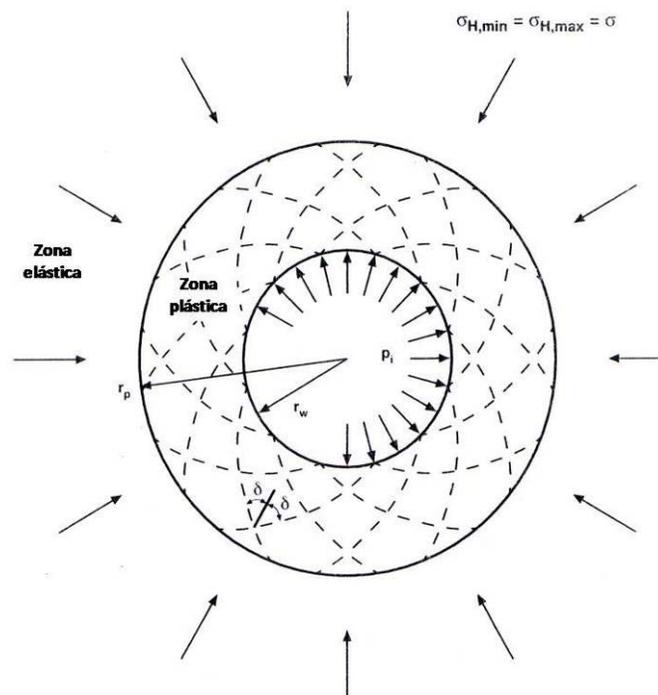
$$\sigma'_v = 1.1H - \alpha p_r\tag{A.38}$$

Basado en la suposición que la formación es elástica, relajada tectónicamente y restringidos lateralmente se puede estimar el esfuerzo efectivo máximo y mínimo de la siguiente forma:

$$\sigma'_{h,\min} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma'_v \quad (\text{A.39})$$

$$\sigma'_{H,\max} = \frac{\sigma'_v + \sigma'_{h,\min}}{2} \quad (\text{A.40})$$

La solución previa es sólo válida para rocas elásticas. Sin embargo cuando se introduce un pozo en una formación intacta, se desarrolla una región plástica en la proximidad del pozo extendiéndose pocas veces el diámetro del pozo antes de que prevalezca una región elástica in-situ. Como se muestra en (Fig. A.12). La región plástica puede crear muchos problemas de inestabilidad durante la perforación. Como resultado de la producción del pozo, la región plástica se puede propagar profundamente en el yacimiento, causando producción de arena. En rocas fracturadas, se puede colapsar el pozo, a menos que se use un fluido de perforación con una densidad alta. Se debe de conocer el tamaño de la región plástica para aplicaciones de estabilidad de pozos, disparos y producción de arena.



**Fig. A.12:** Zonas elástica y plástica como se asumió en la solución de Bray<sup>23</sup>

En 1967 Bray asumió que existen fracturas en la zona plástica en forma de espiral e inclinado  $\delta$  grados en la dirección radial, como se muestra en Fig. A.12. si se aplica la teoría de Mohr-Coulomb, el radio de la zona plástica,  $r_{pl}$ , es:

$$r_{pl} = r_w \left[ \frac{2\sigma' - C_0 + \left(1 + \frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi}\right) C_j \cot \phi_j}{\left(1 + \frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi}\right) ((p_w - p_r) + C_j \cot \phi_j)} \right]^{1/Q} \quad (\text{A.41})$$

Donde:

$$Q = \frac{\tan \delta}{\tan(\delta - \phi_j)} - 1 \quad (\text{A.42})$$

Donde

$C_j$  es la cohesión de la roca (determinado experimentalmente) y  $\phi_j$  es el ángulo de fricción interna de la roca.

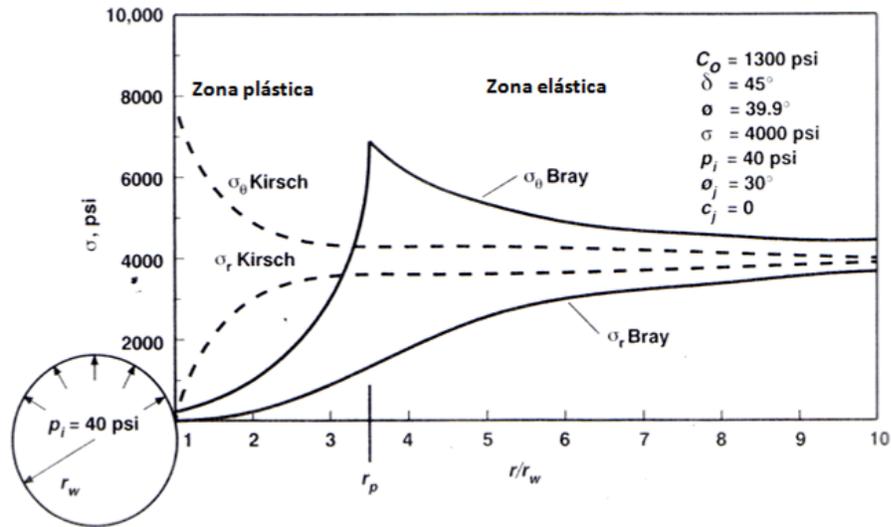
En ec. (A.41),

$$\sigma'_{h.\min} = \sigma'_{H.\max} = \sigma' \quad (\text{A.43})$$

La solución de Bray para la zona elástica es:

$$\sigma'_r = \sigma' - r_{pl} \left[ \frac{C_0 + \left(\frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi} - 1\right) \sigma'}{r^2 \left(1 + \frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi}\right)} \right] \quad (\text{A.44})$$

$$\sigma'_{\theta\theta} = \sigma' - r_{pl} \left[ \frac{C_0 + \left(\frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi} - 1\right) \sigma'}{r^2 \left(\frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi}\right) + 1} \right] \quad (\text{A.45})$$



**Fig. A.13:** Soluciones de Kirsch y Bray.<sup>23</sup>

Y para la zona plástica:

$$\sigma'_{rr} = \left( (p_w - p_r) + C_j \cot \phi_j \right) \left( \frac{r}{r_w} \right)^Q - C_j \cot \phi_j \quad (\text{A.46})$$

$$\sigma'_{\theta\theta} = \left( (p_w - p_r) + C_j \cot \phi_j \right) \frac{\tan \delta}{\tan(\delta - \phi_j)} \left( \frac{r}{r_w} \right)^Q - C_j \cot \phi_j \quad (\text{A.46.1})$$

Cuando se usa la solución de Bray, el radio de la zona plástica es 3.47 veces el radio del pozo. Estos datos son importantes, una zona plástica debe ser consolidada en una formación pobremente consolidada. En pruebas de pozos, la zona se puede examinar como un daño causado por la deformación plástica de la roca.

La comparación de la solución de Kirsch con los de Bray se muestra en Fig. A.13, en donde se observa la variación de los esfuerzos en función del radio  $r$ . Además que una reducción en la presión de pozo  $p_w$  produce una reducción en el esfuerzo radial  $\sigma_r$ , al igual que un incremento grande en el esfuerzo tangencial,  $\sigma_\theta$ . Se observa que la desviación más grande de los estados de esfuerzos iniciales se encuentra en la pared del pozo.

### Esfuerzos alrededor de un pozo en una formación poroelástica.

La distribución de esfuerzos alrededor de un pozo vertical en una formación sometida a esfuerzos se discutió anteriormente, se sumió elasticidad lineal y se trató la roca como un material sólido. Ahora se considera que la roca es permeable y que los poros tienen influencia en la solución de esfuerzos.

Se asume que el esfuerzo horizontal es isotrópico, se necesita establecer las relaciones esfuerzo-deformación correspondiente a la ecuación A.15, ésta vez para un material Poroelástico. Al comparar ecuación A.15 con ecuación A.8.3 se encuentra que las relaciones son:

$$\begin{aligned}
 \sigma_r &= (\lambda + 2G)\varepsilon_r + \lambda\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z - C\zeta \\
 \sigma_\theta &= \lambda\varepsilon_r + (\lambda + 2G)\varepsilon_\theta + \lambda\varepsilon_z - C\zeta \\
 \sigma_z &= \lambda\varepsilon_r + \varepsilon_\theta + (\lambda + 2G)\varepsilon_z - C\zeta \\
 \tau_{r\theta} &= 2G\Gamma_{r\theta} \\
 \tau_{rz} &= 2G\Gamma_{rz} \\
 \tau_{\theta z} &= 2G\Gamma_{\theta z} \\
 p_f &= C\varepsilon_v - M\zeta
 \end{aligned} \tag{A.46.2}$$

Al introducir los esfuerzos de Ec. A.46.2 en Ec. A.17, y al expresar las deformaciones en Ec. A.13, y utilizar la simetría del problema (todas las cantidades independientes de  $\theta$  y  $z$ ), se obtiene finalmente una ecuación diferencial para el desplazamiento radial  $u$ :

$$\left( \lambda + 2G - \frac{C^2}{M} \right) \left( \frac{\partial^2 u}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial u}{\partial r} - \frac{u}{r^2} \right) + \frac{C}{M} \frac{\partial p_f}{\partial r} = 0 \tag{A.46.3}$$

El último término de la ecuación A.46.3 representa la fuerza volumétrica inducida por el flujo de fluidos. El gradiente de presión  $\frac{\partial p_f}{\partial r}$  está dado por la ley de Darcy (Ec. 6.5). Considerando una sección de altura del pozo, se puede introducir  $A = 2\pi hr$  para el flujo en la superficie y  $\dot{Q} = -hv_f$ , donde  $v_f$  es el volumen de fluido, por unidad de tiempo y por unidad de altura del pozo, fluyendo al pozo, La Ec. 6.5 entonces se vuelve:

$$\frac{\partial p_f}{\partial r} = \frac{\eta}{2\pi kr} v_f \quad (\text{A.46.4})$$

Si  $v_f \neq 0$ , tomaría un tiempo infinito para alcanzar una situación de estado constante, si se insiste que la condición de frontera está dada en  $r \rightarrow \infty$ . En lugar se asume que existe una frontera a una distancia finita  $r = R_o \gg R_i$  (=radio del pozo), donde las condiciones son:

$$\begin{aligned} \sigma_z(R_o) &= \sigma_v \\ \sigma_r(R_o) = \sigma_\theta(R_o) &= \sigma_h \\ p_f(R_o) &= p_{fo} \end{aligned} \quad (\text{A.46.5})$$

En la pared del pozo, la condición de frontera es que el esfuerzo radial es continuo, por ejemplo:

$$\sigma_r(R_i) = p_w \quad (\text{A.46.6})$$

Si la pared del pozo es permeable, se tiene para la presión de poro:

$$p_f(R_i) = p_w \quad (\text{A.46.7})$$

Al resolver la ecuación diferencial A.46.4 para la presión de poro, con la condición de frontera A.46.5 - A.46.7, se encuentra:

$$p_f = p_{fo} + (p_w - p_{fo}) \frac{\ln(r/R_o)}{\ln(R_o/R_i)} \quad (\text{A.46.8})$$

Un segundo resultado de este cálculo es que el gasto de flujo  $v_f$  está dado por:

$$v_f = \frac{2\pi k}{\eta} \frac{p_{fo} - p_w}{\ln(R_o/R_i)} \quad (\text{A.46.9})$$

La ecuación diferencial no homogénea A.46.3, para el desplazamiento radial  $u$ , tiene la solución del tipo ec. A.20, más el término:

$$-\frac{C(p_{fo} - p_w)}{2M \left( \lambda + 2G - \frac{C^2}{M} \right)} \cdot \frac{r \ln r}{\ln(R_o/R_i)} \quad (\text{A.46.10})$$

Esta solución para  $u$  se puede introducir en Ec. A.13, y el resultado en Ec. A.46.2 para los esfuerzos. Con la implementación de las condiciones de frontera A.46.5 - A.46.7 se obtienen los esfuerzos como funciones de la distancias  $r$  a partir del centro del pozo, similar a Ecs. A.23. La solución dada por Bratli y Risnes al asumir que  $R_o \gg R_i$ , se reducen a:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= \sigma_h - (\sigma_h - p_w) \left( \frac{R_i}{r} \right)^2 + (p_{fo} - p_w) \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \alpha \left[ \left( \frac{R_i}{r} \right)^2 - \frac{\ln(R_o/r)}{\ln(R_o/R_i)} \right] \\ \sigma_\theta &= \sigma_h + (\sigma_h - p_w) \left( \frac{R_i}{r} \right)^2 - (p_{fo} - p_w) \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \alpha \left[ \left( \frac{R_i}{r} \right)^2 - \frac{\ln(R_o/r)}{\ln(R_o/R_i)} \right] \\ \sigma_z &= \sigma_v - (p_{fo} - p_w) \frac{1-2\nu}{2(1-\nu)} \alpha \frac{2\ln(R_o/r) - \nu}{\ln(R_o/R_i)}\end{aligned}\quad (A.46.11)$$

Donde  $\nu = \nu_{ma} = (3C_{ma} - 2G_{ma}) / (6C_{ma} - 2G_{ma})$  y  $\alpha = C/M$  como se da en Ec. A.8.4.

Se observa que el efecto de flujo de fluido, que de acuerdo a Ec. A.46.9 es proporcional a  $p_{fo} - p_w$ , es incrementar el esfuerzo radial y decrementar los esfuerzos tangencial y axial, al considerar que  $p_w < p_{fo}$  (por ejemplo, cuando el fluido fluye al pozo).

Si la pared del pozo no es permeable, las expresiones se simplifican, ya que se tiene  $p_f = p_{fo}$  para toda  $r$ . Entonces la Ec. A.46.3 se reduce a Ec. A.19, y las soluciones para los esfuerzos se vuelven idéntica a ecuaciones A.24.

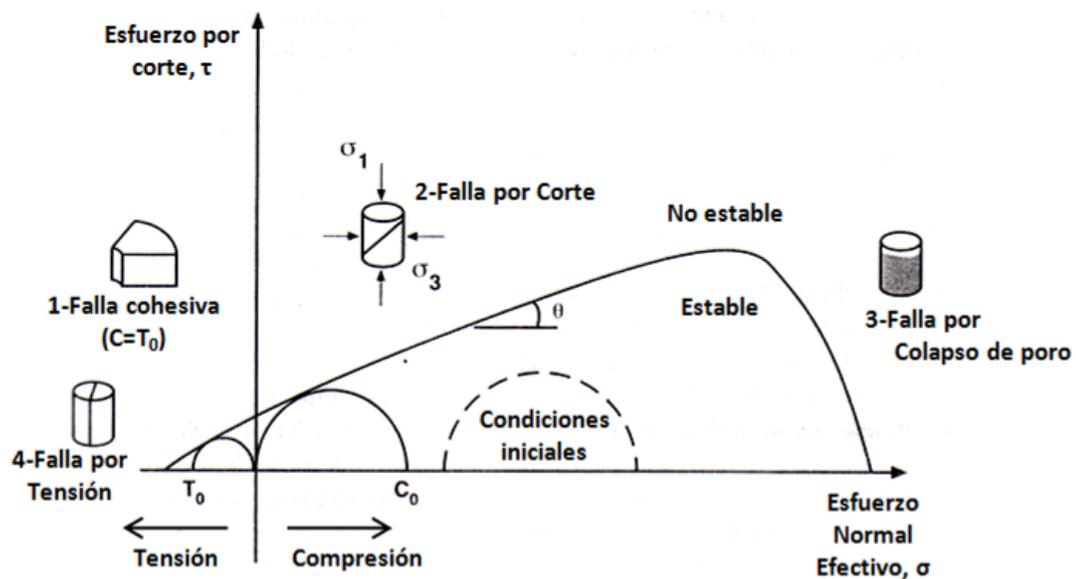
### Criterios de falla.

Para entender un mecanismo de falla, se debe aplicar un criterio de falla específico y compatible. Materiales granulares, como la arena, fallan en corte, mientras que en materiales suaves como las arcillas domina el mecanismo de falla por compactación plástica. Los siguientes mecanismos de falla pueden causar problemas de inestabilidad en el pozo:

- Falla por corte sin una deformación plástica apreciable, como breakout .
- Deformación plástica y compactación, que puede causar colapso del poro.

- Falla por tensión que causa que la formación se parta.
- Falla cohesiva, equivalente a la erosión, que puede causar migración de finos y producción de arenas.
- Creep, que puede causar un agujero ajustado durante la perforación.
- Colapso de poro, que es una falla compresiva de la infraestructura de la matriz que puede ocurrir durante un tiempo posterior a la puesta en producción.

Se han desarrollado una gran variedad de criterios empíricos que predicen la falla de una roca. Fig. A.14. Es importante entender la interpretación crítica de estos criterios antes de que se apliquen a problemas asociados con la construcción de pozos. Estos criterios son empíricos y se debe escoger cuidadosamente el apropiado, de acuerdo al problema. Generalmente los criterios de falla son usados para generar envolturas de falla, que separan usualmente zonas estables e inestables. Algunos ingenieros intentan linearizar las envolturas de falla siendo estas artificiales.



**Fig. A.14:** Diferentes mecanismos de falla, y su ubicación en el campo de esfuerzos en la envoltura de falla de Mohr-Coulomb.<sup>23</sup>

### Criterio de falla de Mohr Coulomb.

El criterio de falla de Mohr Coulomb relaciona la resistencia de corte con: las fuerzas de contacto así como la fricción, la unión física (cohesión) que existe entre los granos; la aproximación lineal es la siguiente:

$$\tau = C + \sigma_n' \tan \phi \quad (\text{A.47})$$

Donde  $\tau$  es el esfuerzo de corte,  $C$  es el esfuerzo de corte inherente, cohesión o fuerza cohesiva, y  $\sigma_n'$  es el esfuerzo normal efectivo actuando en los granos. Los factores  $C$  y  $\phi$  son coeficientes para la linearización y se deben determinar experimentalmente. Este criterio sólo es válido en falla por corte, por lo que sólo debe ser aplicado en situaciones donde sea válido. La envoltura de falla se determina a partir de varios círculos de Mohr, donde cada círculo representa una prueba triaxial de una muestra que está sujeta a un confinamiento lateral ( $\sigma_2 = \sigma_3$ ), y un esfuerzo axial ( $\sigma_1$ ) que se incrementa hasta que la muestra falle. La envoltura de estos círculos representa la base de este criterio de falla.

En la Fig. (A.15) se representa el criterio de Mohr Coulomb donde el círculo de Mohr toca la línea de falla. En la figura se ha definido el ángulo de fricción interna  $\phi$  relacionado al coeficiente de fricción interno  $\mu$  por:

$$\tan \phi = \mu \quad (\text{A.48})$$

En la figura también se muestra el ángulo  $2\beta$ , el cual da la posición del punto de coincidencia del círculo de Mohr y la línea de falla. A partir de la figura se observa que el esfuerzo normal y de corte en el punto de contacto es:

$$|\tau| = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \text{sen} 2\beta \quad (\text{A.49})$$

Y que  $\beta$  y  $\phi$  están relacionados por:

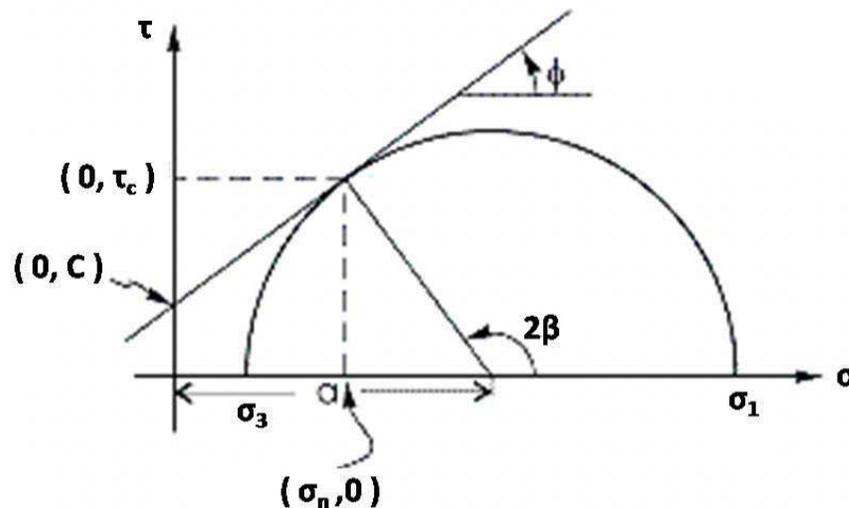
$$\sigma = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3) \cos 2\beta \quad (\text{A.50})$$

$$\phi + \frac{\pi}{2} = 2\beta \quad (\text{A.51})$$

Las ecuaciones anteriores es el resultado de reorientar las coordenadas del sistema para que el eje x sea paralelo al primer eje principal y el eje Y paralelo al otro eje principal. Siendo los esfuerzos  $\sigma$  y  $\tau$ , los esfuerzos normal y de corte de un plano respectivamente, el esfuerzo normal está inclinado un ángulo  $\beta$  en la dirección  $\sigma_1$ . A partir de la ecuación anterior se tiene:

$$\beta = \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \quad (\text{A.52})$$

Ya que la variación máxima permitida de  $\phi$  es de  $0^\circ$  a  $90^\circ$  (en práctica el rango será menor, y estará centrado aproximadamente alrededor de  $30^\circ$ ), es claro que  $\beta$  variara entre  $45^\circ$  y  $90^\circ$ . Ya que  $\beta$  es el ángulo para el cual el criterio de falla se completa,  $\beta$  da la orientación del plano de falla, y se puede concluir que el plano de falla está inclinado un ángulo menor de  $45^\circ$  con respecto a la dirección  $\sigma_1$ .



**Fig. A.15:** Círculo de Mohr correspondiente a un estado de esfuerzo crítico.

A veces es más conveniente expresar, la envoltura lineal de falla de Mohr en términos de  $\sigma_1$  y  $\sigma_3$ :

$$\sigma_1' = \frac{1 + \text{sen}\phi}{1 - \text{sen}\phi} \sigma_3' + C_0 \quad (\text{A.53})$$

Es importante notar que  $\beta$  esta dado solamente por  $\phi$ , tal que la orientación del plano de falla es independiente del esfuerzo confinante. Al introducir las expresiones para  $\sigma$  y  $\phi$ , ecuaciones (A.49) y (A.50), en el criterio de falla (A.47), se tiene:

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\text{sen}2\beta = C + \mu \left[ \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3) + \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos 2\beta \right] \quad (\text{A.54})$$

Reemplazando  $\beta$  y  $\mu$  por  $\phi$ , se tiene:

$$\frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)\cos \phi = C + \frac{1}{2} \tan \phi (\sigma_1 + \sigma_3) - \frac{1}{2} \tan \phi \text{sen} \phi (\sigma_1 - \sigma_3) \quad (\text{A.55})$$

Multiplicando la ecuación anterior por  $2 \cos \phi$  y reagrupando, se tiene:

$$(\sigma_1 - \sigma_3)(\cos^2 \phi + \text{sen}^2 \phi) = 2C \cos \phi + (\sigma_1 + \sigma_3)\text{sen} \phi \quad (\text{A.56})$$

$$\sigma_1(1 - \text{sen} \phi) = 2C \cos \phi + \sigma_3(1 + \text{sen} \phi) \quad (\text{A.57})$$

$$\sigma_1 = 2C \frac{\cos \phi}{(1 - \text{sen} \phi)} + \sigma_3 \frac{(1 + \text{sen} \phi)}{(1 - \text{sen} \phi)} \quad (\text{A.58})$$

$$C_0 = 2C \frac{\cos \phi}{(1 - \text{sen} \phi)} = 2C \tan \left( \frac{\pi}{4} + \frac{\phi}{2} \right) \quad (\text{A.59})$$

En Fig. A.16 se grafica ésta relación en el plano  $(\sigma_1, \sigma_3)$ . Otra vez se tiene una relación lineal con una intersección positiva en el eje  $\sigma_1$ , similar al de la gráfica de la figura A.15. Sin embargo el ángulo  $\alpha$  en el plano  $\sigma_1 - \sigma_3$  no es igual a  $\phi$ , pero relacionado a  $\phi$ , por la relación:

$$\tan \alpha = \frac{(1 + \text{sen} \phi)}{(1 - \text{sen} \phi)} \quad (\text{A.60})$$

O

$$\text{sen} \phi = \frac{\tan \alpha - 1}{\tan \alpha + 1} \quad (\text{A.61})$$

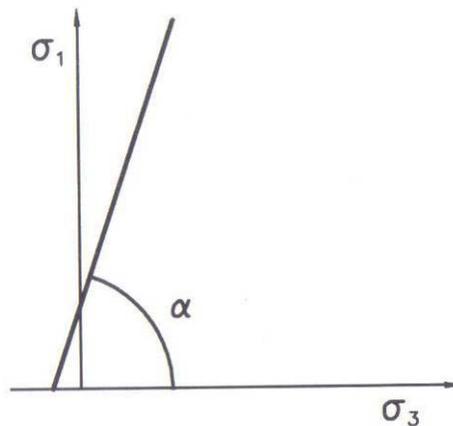
Finalmente, la ecuación (A.58), se puede escribir en términos del ángulo de falla  $\beta$  en la siguiente forma:

$$\sigma_1 = 2C \tan \beta + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad (\text{A.62})$$

$$\sigma_1 = C_0 + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad (\text{A.63})$$

Poniendo  $\sigma_3 = 0$  en ecuación (A.58), se obtiene el esfuerzo compresivo uniaxial  $C_0$ .

$$C_0 = 2C \frac{\cos \phi}{(1 - \sin \phi)} = 2C \tan \beta \quad (\text{A.64})$$



**Fig. A.16.** Criterio de Mohr Coulomb en el plano  $(\sigma_1, \sigma_3)^{24}$

### **Esfuerzo compresivo Uniaxial (Esfuerzo compresivo sin confinamiento).**

Se debe enfatizar que la expresión anterior es sólo válida si el mecanismo de falla de fuerza uniaxial es una falla por corte.

### **Fuerza por tensión.**

Uno puede quizás considerar el esfuerzo por tensión (uniaxial)  $T_0$  al igualar  $\sigma_1 = 0$ , en ec. (A.58). esto relacionaría  $T_0$  con  $C_0$  por

$$\frac{C_0}{T_0} = \frac{(1 + \sin \phi)}{(1 - \sin \phi)} \quad (\text{A.65})$$

Con lo cual obtenemos  $\frac{C_0}{T_0} = 3$  para  $\phi = 30^\circ$ . Sin embargo la falla bajo tensión no es por corte, entonces no es una aproximación válida. En realidad  $T_0$  en relación con  $C_0$  es menor, que lo que expresa la ec. (A.65).

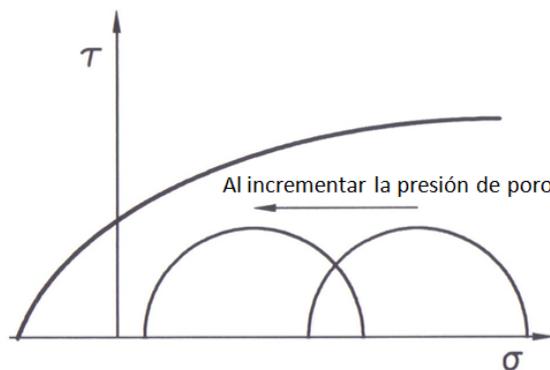
### Criterio de Hoek-Brown.

El criterio de Hoek-Brown también es empírico y aplica a yacimientos naturalmente fracturados. El criterio se representa por:

$$\sigma_1' = \sigma_3' + \sqrt{I_m C_o \sigma_3' + I_s C_o^2} \quad (\text{A.66})$$

Donde  $I_m$  es el índice de fricción e  $I_s$  es el índice intacto, ambos son propiedades dependientes del material.

Este criterio concuerda razonablemente con materiales quebradizos, pero da resultados pobres en materiales dúctiles. Por lo que se usa para predecir fallas en yacimientos naturalmente fracturados. Los parámetros  $I_m$ ,  $I_s$  y  $C_o$  son medidos en el laboratorio. Para rocas débiles,  $I_m$  es menor que 0.1 e  $I_s$  es menor que 0.0001; sin embargo para rocas duras,  $I_m$  va de un rango de 5 a 15 e  $I_s$  es igual a 1.



**Fig. A.17:** Efecto de incrementar la presión de poro mientras se mantiene el esfuerzo total constante. El círculo de Mohr se mueve hacia la izquierda conservando su forma. <sup>24</sup>

### Criterio de falla para una roca saturada.

El criterio de falla para una roca saturada (con fluido a presión) se obtiene al introducir el esfuerzo efectivo ( $\sigma' = \sigma - \alpha p_f$ ) dentro de la forma seca del criterio de falla, por ejemplo para el Criterio de Mohr Coulomb Ec. A.58, quedaría:

$$\sigma_1 - \alpha p_f = 2C \frac{\cos \phi}{(1 - \sin \phi)} + (\sigma_3 - \alpha p_f) \frac{(1 + \sin \phi)}{(1 - \sin \phi)} \quad (\text{A.67})$$

Para entender la consecuencia física, se observa el comportamiento del esfuerzo normal y de corte máximo, en la Fig. A.17.

En la Figura anterior se observa que el esfuerzo de corte no es afectado por la presión de poro, pero los esfuerzos principales máximo y mínimo son decrementados por la misma cantidad. Esto significa que el radio del círculo de Mohr no cambia, pero su centro se mueve hacia la izquierda, hacia la línea de falla cuando se incrementa la presión del fluido para un material que obedece el criterio de Mohr Coulomb con un ángulo de fricción interno positivo.

En una situación de campo, la roca que rodea al pozo es normalmente porosa y permeable. Por lo que la presión de poro se debe incluir en el criterio de falla del pozo. Ésto se puede hacer al aplicar un criterio de falla para materiales poroelásticos, como el criterio de Mohr Coulomb en Ecuación A.67. Y al usar sustituciones para la cohesión  $C$ , y el ángulo de fricción interno  $\phi$  (observar ecuaciones A.63 y A.64), para obtener una expresión manejable, el criterio queda:

$$\sigma_1 - \alpha p_f = 2C_o + (\sigma_3 - \alpha p_f) \tan^2 \beta \quad (\text{A.67.1})$$

### Criterio de Drucker-Prager (Extensión de Von-Mises).

El criterio de Drucker Prager está basado en la suposición que el esfuerzo de corte octaedral alcanza un valor crítico:

$$\alpha I_1 + \sqrt{J_2} - K = 0 \quad (\text{A.68})$$

Donde:

$$J_2 = \frac{1}{6} \left[ (\sigma'_1 - \sigma'_2)^2 + (\sigma'_2 - \sigma'_3)^2 + (\sigma'_3 - \sigma'_1)^2 \right] \quad (\text{A.69})$$

Y

$$I_1 = \sigma'_1 + \sigma'_2 + \sigma'_3 \quad (\text{A.70})$$

Que es el primer invariante del tensor de esfuerzos.

Los parámetros del material,  $\alpha$  y  $K$ , están relacionados al ángulo de fricción interna,  $\phi$ , y cohesión,  $C$ , para una condición lineal como sigue:

$$\alpha = \frac{2 \operatorname{sen} \phi}{\sqrt{3}(3 - \operatorname{sen} \phi)} \quad (\text{A.71})$$

Y

$$K = \frac{6C \cos \phi}{\sqrt{3}(3 - \operatorname{sen} \phi)} \quad (\text{A.72})$$

Este criterio concuerda con niveles de esfuerzos altos.

### **Estabilidad del pozo durante la perforación.**

La mayoría de los problemas de estabilidad de pozos ocurren en formaciones de lutitas. Desafortunadamente las propiedades de las lutitas varían de un rango muy suave a muy duras, y de muy laminadas a muy intactas. Varios mecanismos causan problemas de inestabilidad en el pozo, Fig. A.18. En esta sección se discutirán efectos químicos y mecánicos.

#### **Efectos químicos.**

El intercambio de iones de arcillas, como: ilita, mica, esmectita, clorita, arcillas de capas mezcladas y zeolitas pueden causar muchos problemas de inestabilidad. Los ingenieros pueden tratar de modelar mecanismos de falla con modelos mecánicos empíricos o analíticos erróneamente; porque el principal mecanismo de falla puede ser por causas químicas. Los siguientes mecanismos de falla durante la construcción del pozo se pueden relacionar a causas químicas.

**Hinchazón de arcillas (Hidratación) y Migración.**

La mayoría de las formaciones de lutita contienen materiales arcillosos sensibles al agua como esmectita, illita y arcillas de capas mezcladas, que absorben agua induciendo presiones elevadas. Esta presión reduce el esfuerzo efectivo alrededor del pozo, causando la hinchazón, desintegración y colapso de la matriz de lutita.

**Intercambio de iones.**

Las salmueras como KCl pueden controlar la hinchazón, pero illita, clorita, esmectita y arcillas de capas mezcladas, pueden cambiar la salmuera a través de un mecanismo de intercambio de iones e hincharse.

**Deterioro de la cementación.**

Cuando se examina una formación de arenisca, se debe estudiar el tipo y grado de cementación. Algunos métodos de prueba viables para evaluar la producción de arena son: análisis mineralógico, petrografía de la sección delgada, y compatibilidad de fluidos .

**Daño en la vecindad del pozo.**

El daño en la vecindad del pozo puede ocurrir debido al depósito de parafinas, depósito de sarro, migración de finos causado por kaolinita e illita arcillosa, precipitación de asfaltenos, producción de arena, emulsiones inducidas por el acero, emulsiones de aceite de formación por ácidos en combinación con acero soluble, precipitación de compuestos de acero, y hasta emulsiones a partir de fluidos de fracturamiento durante la estimulación de un pozo.

Para superar éstos efectos químicos, se debe escoger el sistema de fluido de perforación basado en el efecto en la resistencia de la formación. Se debe considerar los efectos de las propiedades físicas y químicas del sistema del fluido de perforación en la estabilidad de la formación además, de evaluar el sistema de fluido de perforación en base a la mecánica de rocas.

**Efectos mecánicos.**

Se deben de considerar los mecanismos de falla por tensión y corte en la evaluación de la estabilidad del pozo durante la perforación.

### Falla por tensión.

Si el esfuerzo efectivo en el pozo excede la resistencia por tensión de la formación ocurre una falla por tensión. Puede ocurrir una fractura inducida debido a la pérdida del fluido de perforación si:

$$p_w \geq p_r + \sigma'_{\theta\theta} + T \quad (\text{A.73})$$

Para un medio elástico, está dado por (Haimson y Fairhurst, 1967):

$$p_w = 3\sigma'_{h.\min} - \sigma'_{H.\max} + T + p_r \quad (\text{A.74})$$

Sin embargo si existe una fractura natural, entonces se asume que la resistencia a la tensión debe ser cero.

### Falla por corte.

Una vez que se perfora un pozo se establece un campo de concentración de esfuerzos, la roca resistirá el campo de esfuerzos o cederá, resultando en una falla en la vecindad del pozo cercano que causa alargamiento del pozo y derrumbes. Se debe usar un criterio de falla apropiado para la evaluación de este tipo de falla.

### Densidad del fluido de perforación.

La densidad del fluido de perforación se debe calcular como una forma de prevenir la iniciación de una falla por tensión o corte (plástico). La densidad del fluido de perforación es una consideración importante a la hora de tratar problemas de inestabilidad de pozos. La densidad del fluido de perforación está limitada por dos fronteras:

- La frontera superior es la presión que causa falla por tensión y pérdida del fluido de perforación. Esta presión se puede determinar en campo de acuerdo a Ec. A.73.
- La frontera inferior es la presión requerida para proveer un esfuerzo confinante, la cual se remueve durante la perforación. El esfuerzo confinante previene la falla por corte, la creación de una zona plástica, y flujo plástico.

La frontera superior se estima a partir de esfuerzos in-situ del campo, la resistencia a la tensión se mide en el laboratorio. Mientras que la frontera inferior se estima a partir de esfuerzos in-situ del campo, las propiedades mecánicas de la formación se estiman a partir de algún criterio de falla descrito anteriormente que mejor se adecue a la información dada.

Dependiendo de la magnitud relativa de los esfuerzos  $\sigma'_{rr}, \sigma'_{\theta\theta}, \sigma'_v$  o lo que es lo mismo del régimen de falla, se presentan hasta seis condiciones para la cual un agujero puede presentar colapso.

### Condición 1.

Por ejemplo si  $\sigma'_{\theta\theta} > \sigma'_v > \sigma'_{rr}$

Aplicando el criterio de Mohr Coulomb que es un modelo de dos dimensiones, para determinar la densidad del fluido de perforación requerido para prevenir la falla por corte (Ec. A.63). En la vecindad del pozo, se tiene:

$$\sigma'_3 = \sigma'_{rr} \quad (A.75)$$

$$\sigma'_1 = \sigma'_{\theta\theta} \quad (A.76)$$

Sustituyendo en Ec. (A.75) la Ec. A.31. y en A.76 se puede sustituir Ec. A.34 o A.35.

Sin embargo la Ec. A.35 representa el punto en el pozo que está expuesto a más esfuerzos tangenciales. Por lo que se considera este esfuerzo para calcular la densidad del fluido de perforación.

Sustituyendo estos resultados en Ec. A.63, se tiene:

$$\sigma_1 = C_0 + \sigma_3 \tan^2 \beta \quad (A.63)$$

$$3\sigma'_{H.\max} - \sigma'_{h.\min} - p_w + p_r = C_0 + (p_w - p_r) \tan^2 \beta \quad (A.77)$$

Despejando  $p_w$  se obtiene que va a ocurrir falla en las paredes del pozo sujeto a condición 1 si:

$$p_w \leq \frac{3\sigma'_{H.\max} - \sigma'_{h.\min} + p_r(\tan^2 \beta - 1) - C_0}{(\tan^2 \beta + 1)} \quad (\text{A.78})$$

Si la magnitud relativa de los esfuerzos es tal que:

$$\sigma'_v > \sigma'_{\theta\theta} > \sigma'_{rr} \quad (\text{A.79})$$

Entonces:

$$\sigma'_3 = \sigma'_{rr} \quad (\text{A.80})$$

$$\sigma'_1 = \sigma'_v \quad (\text{A.81})$$

Por lo que:

$$p_w \leq \frac{\sigma'_v + p_r(\tan^2 \beta - 1) - C_0}{\tan^2 \beta} \quad (\text{A.82})$$

Con lo cual se obtiene un segundo criterio para determinar el peso del lodo por debajo del cual se puede presentar el colapso de la roca.

Con el primero de estos criterios se cubre el 90 % de las situaciones prácticas, mientras que con el segundo, se cubre hasta un 6% adicional de los sistemas que se presentan adicionalmente en la perforación de pozo.

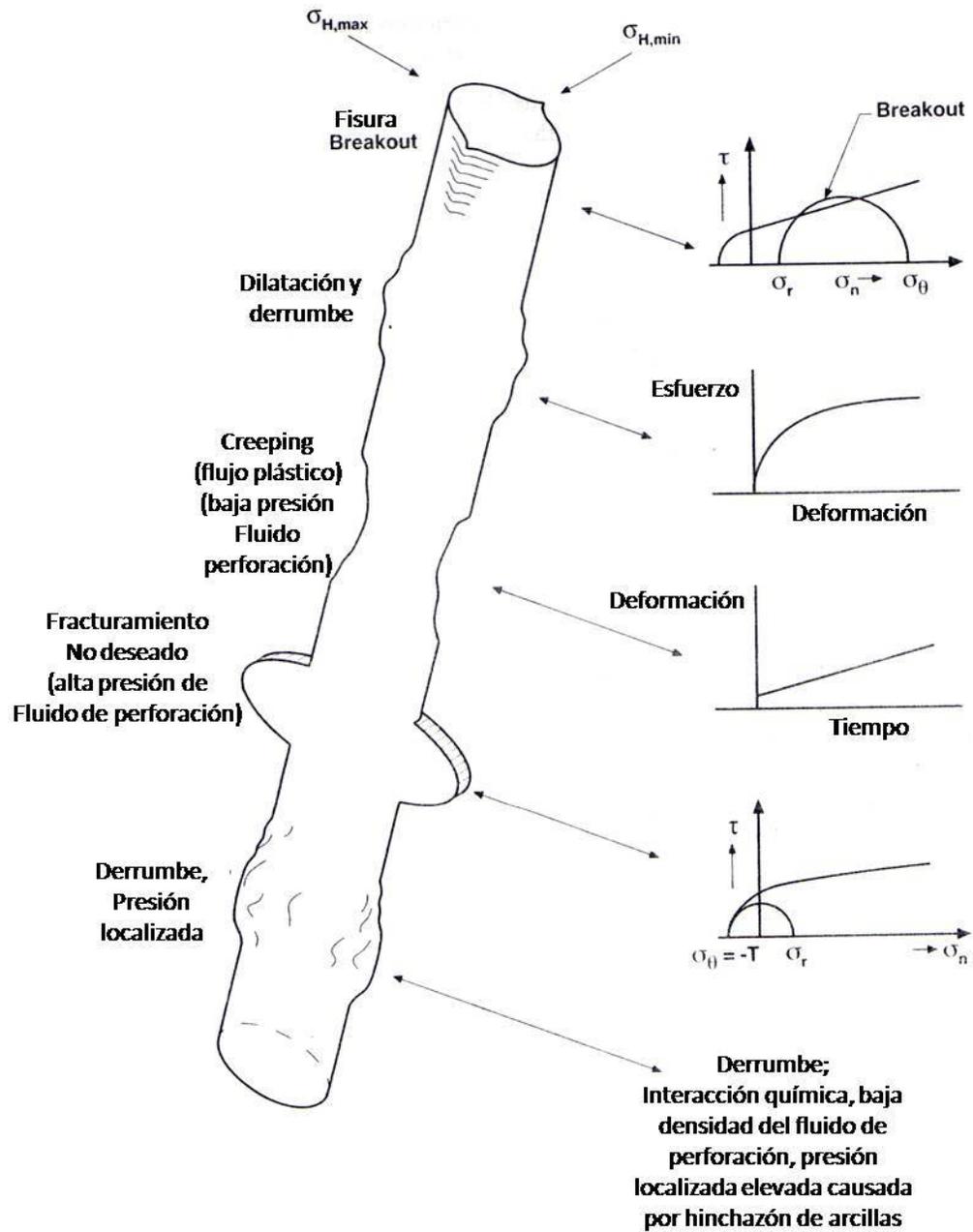


Fig. A.18: Problemas de inestabilidad en el pozo durante la perforación.<sup>23</sup>

## ANEXO B.

Tabla B.1. Especificaciones de válvulas de control de fondo TRFC-HN AP y TRFC-HN LP de Schlumberger.

Válvula	TRFC-HN AP	TRFC-HN LP
Tamaño válvula (pulg)[mm]	31/2 [88.9]	31/2 [88.9]
Tamaño terminación nominal (pulg)[mm]	31/2 x 7 [88.9 x 177.8]	31/2 x 95/8 [88.9 x 244.5]
Dm interior mínimo (pulg)[mm]	2.812 [71.425]	2.812 [71.425]
Drift interno (pulg)[mm]	2.797 [71.044]	2.797 [71.044]
Dm exterior mínimo (pulg)[mm]	5.250 [133.350]	5.250 [133.350]
Dm exterior máx (pulg)[mm]	5.844 [148.438]	7.190 [182.626]
Presión de trabajo (psi) [KPa]	7,500 [51711]	7,500 [51711]
Presión máxima de equalización (psi) [KPa]	1,500 [10,432]	1,500 [10,432]
Temperatura Máx. [°C]	163	163
Longitud completa (pulg) [m]	226 [6]	277 [7]
Esfuerzo tensión (lbf) [KN]	207,000 [921]	207,000 [921]
Presión diferencial Max Hidráulica (psi) [KPa]	10,000 [68,948]	10,000 [68,948]
Actuador principal	Resorte de gas	Resorte de gas
Carga del actuador máxima (lbf) [KN]	5000 [22]	5000 [22]
Sello del estrangulador	Metal-Metal	Metal-Metal
Gasto Máx. (B/D) [m <sup>3</sup> /D]	25,000 [3,975]	25,000 [3,975]
Opciones	Tapón de descarga	Tapón de descarga

Tabla B.2. Especificaciones de válvulas de control de fondo de WellDynamics.

Válvula	MC Series		IV Series		HV Series				HS series
Tamaño (pulg)[mm]	27/8 [73.025]	31/2 [88.9]	31/2 [88.9]	51/2 [139.7]	27/8 [73.025]	31/2 [88.9]	41/2 [114.3]	51/2 [139.7]	31/2 [88.9]
Versión on/off	No	No	-	-	disponible	disponible	disponible	disponible	disponible
Versión Choking	disponible	disponible	disponible	disponible	disponible	disponible	disponible	disponible	disponible
Dm interior mínimo (pulg)[mm]	2.250 [57.5]	2.750 [69.85]	2.750 [69.85]	4.562 [115.87]	2.315 [58.8] 2.318 [58.87]	2.750 [69.85]	3.750 [95.25]	4.56 [114.3]	2.750 [69.85]
Dm exterior	4.66 [118.36]	5.468 [138.88]	5.995 [152.2]	8.275 [210.18]	4.66 [118.36]	5.85 [148.59]	7.125 [180.975]	8.274	5.85

máx (pulg)[mm]	]	]	7]	5]	4]		]	[210.15 ]	[148.59]
Presión de trabajo max (psi) [KPa]	5000 [34516]	5000 [34516]	7500 [51711]	7500 [51711]	7500 [51711]	7500 [51711] 10000 [69033]	7500 [51711] 10000 [69033]	7500 [51711]	7500 [51711] 10000 [69033] 15000 [103549]
Presión diferencial máxima de descarga (psi) [KPa]	1,000 [6903.3]	1,000 [6903.3]	5000 [34,516.55]	4000 [27613.24]	5000 [34,516.55]	5000 [34,516.55]	5000 [34,516.55]	5000 [34,516.55]	5000 [34,516.55]
Temperatura Máx. [°C]	135	135	135	135	135	135	135	135 163	4-165
Área de flujo interno min (pulg <sup>2</sup> ) [cm <sup>2</sup> ]	3.98 [25.67]	5.94 [38.32]	5.94 [38.32]	16.34 [105.41]	4.2 [27]	5.94 [38.32]	11.04 [71.22]	16.38 [105.67]	5.94 [38.32]
Desplazamiento de la cámara hidráulica (pulg <sup>3</sup> ) [cm <sup>3</sup> ]	11.22 [183.86]	11.87 [194.51]	15.25 [249.9]	43.18 [707.59]	10.69 [175.17]	12.45 [204]	16.68 [273.33]	26.42 [432.94]	11.94 [195.7]
Área del pistón (pulg <sup>2</sup> ) [cm <sup>2</sup> ]	1.870 [12.06]	2.558 [16.5]	4.365 [28.16]	8.5 [54.84]	1.783 [11.5]	2.075 [13.38]	2.780 [17.93]	4.404 [28.41]	1.99 [12.83]
Golpe total (pulg) [cm]	6 [15.24]	6 [15.24]	-	-	6 [15.24]	6 [15.24]	6 [15.24]	6 [15.24]	6 [15.24]
Tasa de la cámara hidráulica max (psi) [KPa]	5,000 [34,516]	5,000 [34,516]	10,000 [69033.1]	10,000 [69033.1]	10,000 [69033.1]	10,000 [69033.1]	10,000 [69033.1]	10,000 [69033.1]	
Cubrimiento exterior	disponible	No	disponible	No	disponible	disponible	disponible	No	

## ANEXO C.

Programa en Matlab, que calcula la caída de presión crítica sobre el cual comienza la producción de arena por el método de Bratli y Risnes para un pozo vertical y uno horizontal.

```

%-----
%Programa que grafica el círculo de Mohr en dos dimensiones.
%-----
clear all
format short
%-----
% Se capturan los datos de entrada
%-----

pois=input('relacion de Poisson: ');
angfric=input('Angulo de friccion interno: ');
Ev=input('Esfuerzo total vertical, [PSI]: ');
Ehmin=input('Esf horizontal minimo [PSI]: ');
EHmax=input('Esf horizontal maximo [PSI]: ');
Py=input('Presion del yacimiento [PSI]: ');
alfa=input('Factor porelastico: ');
Pw=input('Presión del pozo [PSI]: ');
Pozo=input('Pozo vertical, EH>Eh [1] o horizontal Ev>EH [2]: ');

%-----
% Se definen los esfuerzos del pozo en coordenadas polares
%-----
A=((1-2*pois)*alfa)/(1-pois)
if (Pozo==1)
    Erad=Pw-(alfa*Py);
    Etan=(3*EHmax)-Ehmin-Pw-(alfa*Py);
    Eax=Ev;
elseif (Pozo==2)
    Erad=Pw-(alfa*Py);
    Etan=EHmax+Ev-2*cos(2*((angfric*pi)/180))*(Ev-EHmax)-Pw+(alfa*Py);
    Eax=EHmax-2*cos(2*((angfric*pi)/180))*(Ev-EHmax)-(alfa*Py)
end
%-----
% Se asignan los esfuerzos principales
%-----
if ((Erad>Etan) && (Erad>Eax))
    E1=Erad;
elseif ((Erad<Etan) && (Etan>Eax))
    E1=Etan;
else
    E1=Eax;
end

if ((Erad>Etan) && (Etan<Eax))
    E3=Etan;
elseif ((Erad<Etan) && (Erad<Eax))
    E3=Erad;
else

```

```

    E3=Eax;
end

Esfradial =Erad
Esftan=Etan
theta=0:pi/90:pi;

%-----
% Se calcula el Esfuerzo de corte y normal
%-----
Ecorte=0.5*(E1-E3)*sin(theta);
Enorm=0.5*(E1+E3)+0.5*(E1-E3)*cos(theta);

Fcorte=0.5*(E1-E3)*sin(((angfric*pi)/180)+pi/2));
Fnorm=0.5*(E1+E3)+0.5*(E1-E3)*cos(((angfric*pi)/180)+pi/2));
val=-10000:10:20000;

arg=((angfric*pi)/180);
cohesion=(Fcorte-(tan(arg)*Fnorm))
lifalla=cohesion+(tan(((angfric*pi)/180)))*val;
deltap=2*cohesion*(tan(((angfric*pi)/360)+pi/4))
deltap2=deltap*2;

% Calcula el esfuerzo de corte máximo
Smax=(E1-E3)/2
% Calcula el esfuerzo normal promedio correspondiente a Smax
smed=(E1+E3)/2
skal=0.2*(E1-E3);
x=[-E3-skal E1+skal];
y=[-skal Smax+skal];
noll=[0 0];

hold on
plot(smed,Smax,'o')
axis([E3-skal, E1+skal,-skal, Smax+skal])
%-----
% Se grafican los ejes coordenados
%-----
plot(x,noll,'--')
plot(noll,y,'--')
plot(Enorm,Ecorte,'-')
plot(Fnorm,Fcorte,'x')
plot(val,lifalla,'-')
title('Circulo de Mohr')
xlabel('Esfuerzo normal efectivo, [PSI]')
ylabel('Esfuerzo de corte, [PSI]')

title(['Circulo de Mohr, Datos de entrada: Esf. Ver= ',num2str(Ev),'
EH=',num2str(EHmax),' Eh=',num2str(Ehmin),' Py=',num2str(Py),'
Pw=',num2str(Pw),' '], 'Fontname','Helvetica','FontSize',14)
text(E3-0.9*skal,Smax+0.9*skal,['Esf. Principal Mayor: E1= ',num2str(E1),'
[PSI]',' E3= ',num2str(E3),'[PSI]'], 'Fontname','Times','FontSize',10)
text(E3-0.9*skal,Smax+0.7*skal,['Esfuerzo normal= ',num2str(Fnorm),' [PSI]'],
'Fontname','Times','FontSize',10)

```

---

```
text(E3-0.9*skal,Smax+0.5*skal,['Esfuerzo de corte= ',num2str(Fcorte),'
[PSI]'], 'Fontname','Times','FontSize',10)
text(E3-0.9*skal,Smax+0.3*skal,['Fuerza cohesiva= ',num2str(cohesion),'
[PSI]'], 'Fontname','Times','FontSize',10)
text(E3-0.9*skal,Smax+0.1*skal,['Delta P crítico flujo
radial=',num2str(deltap),' [PSI]'], 'Fontname','Times','FontSize',10)
text(E3-0.9*skal,Smax-0.1*skal,['Delta P crítico flujo
esferico=',num2str(deltap2),' [PSI]'], 'Fontname','Times','FontSize',10)

hold off
```

Programa en Matlab, que calcula la caída de presión crítica sobre el cual comienza la producción de arena por el método empírico para un pozo vertical y uno horizontal.

```

%-----
%Programa que calcula la caída de presión crítica sobre el cual comienza la producción de arena por el
método empírico para un pozo vertical y desviado.
%-----
clear all
format short

%-----
% Se capturan los datos de entrada
%-----
pois=input('relacion de Poisson: ');
angfric=input('Angulo de friccion interno: ');
Ev=input('Esfuerzo total vertical, [PSI]: ');
Ehmin=input('Esf horizontal minimo [PSI]: ');
EHmax=input('Esf horizontal maximo [PSI]: ');
Py=input('Presion del yacimiento [PSI]: ');
alfa=input('Factor poroelastico: ');
Pw=input('Presión del pozo [PSI]: ');
cohesion=input('Cohesion de la roca: ');
Pozo=input('Pozo vertical, EH>Eh [1] o horizontal Ev>EH [2]: ');

A=((1-2*pois)*alfa)/(1-pois)

if (Pozo==1)
    Erad=Pw-alfa*Py;
    Etan=3*EHmax-Ehmin-Pw-(alfa*Py);
    Eax=Ev;
elseif (Pozo==2)
    Erad=Pw-(alfa*Py);
    Etan=EHmax+Ev-2*cos(2*((angfric*pi)/180))*(Ev-EHmax)-Pw+(alfa*Py);
    Eax=EHmax-2*cos(2*((angfric*pi)/180))*(Ev-EHmax)
end

if ((Erad>Etan) && (Erad>Eax))
    E1=Erad;
elseif ((Erad<Etan) && (Etan>Eax))
    E1=Etan;
else
    E1=Eax;
end

if ((Erad>Etan) && (Etan<Eax))
    E3=Etan;
elseif ((Erad<Etan) && (Erad<Eax))
    E3=Erad;
else
    E3=Eax;
end

```

---

```
end
```

```
Esfradial =Erad
Esftan=Etan
```

```
Fcorte=0.5*(E1-E3)*sin((((angfric*pi)/180)+pi/2));
Fnorm=0.5*(E1+E3)+0.5*(E1-E3)*cos((((angfric*pi)/180)+pi/2));
arg=((angfric*pi)/180);
UCS=2*cohesion*(tan(((angfric*pi)/360)+pi/4));
U=(UCS^(0.6346))*6.0841*2;
deltaE1=EHmax/Py;
deltaE2=Ehmin/Py;
C=(1/(2-A))*((2*Py)-(2*Ehmin-U));
m=(2-2*deltaE1)/(2-A);
C1=(1/(2-A))*((2*Py)-(3*Ev-EHmax-U));
m1=(2+deltaE2-(3*(Ev/Py)))/(2-A);
```

```
if (Pozo==1)
    Cf=C;
    mf=m;
elseif (Pozo==2)
    Cf=C1;
    mf=m1;
```

```
end
```

```
n=5820;
val=1:100:8000;
Pcrit=Py-(Cf/mf);
Pcrit2=(3*EHmax-Ehmin-U)/2;
```

```
if Pcrit>Py && Pcrit2<Py
    Pcr=Pcrit2;
elseif Pcrit2>Py && Pcrit<Py
    Pcr=Pcrit;
elseif Pcrit>Pcrit2
    Pcr=Pcrit2;
else Pcr=Pcrit;
end
```

```
if (Pozo==1)
    CDP=((2*Py)-((3*EHmax)-Ehmin-U))*(1/(2-A))
elseif (Pozo==2)
    CDP=((2*Py)-((3*Ev)-Ehmin-U))*(1/(2-A))
end
```

```
CDP2=CDP-((2-(3*deltaE1)+deltaE2)/(2-A))*(Py-Pcr)
val2=Pcr:10:Py;
CBHP=(1-mf)*val2+mf*Pcr;
CBHP2=(1+mf)*val2-mf*Pcr;
CBHP3=(1+mf)*Py-mf*Pcr;
Delta= Py-Pcr;
skal=0.2*(E1-E3);
```

```
hold on
```

```
plot(val, val)
set(findobj(gca, 'Type', 'line', 'Color', [0 0 1]), 'Color', 'red', 'LineWidth', 1)
plot(val2, CBHP2)
plot(Pcr, Pcr, 'x')

grid on

xlabel('Presión de Yacimiento, [PSI]')
ylabel('Presión de Fondo fluyendo, BHFP, [PSI]')

title(['Gráfica de producción de arena, Datos de entrada: Esf. Ver=
', num2str(Ev), ' EH=', num2str(EHmax), ' Eh=', num2str(Ehmin), ' Py=', num2str(Py), '
Pw=', num2str(Pw), ' '], 'Fontname', 'Helvetica', 'FontSize', 14)
text(1150-0.7*skal, 6300+0.4*skal, ['Presión de yacimiento crítico Py,crit =
', num2str(Pcr), ' [PSI]'], 'Fontname', 'Times', 'FontSize', 10)
text(1150-0.7*skal, 6300+0.2*skal, ['Delta P crítico = ', num2str(Py-CBHP3), '
[PSI]'], 'Fontname', 'Times', 'FontSize', 10)
text(1150-0.7*skal, 6100+0.1*skal, ['Presión de fondo fluyendo crítico Py,crit =
', num2str(Py-(Py-CBHP3)), ' [PSI]'], 'Fontname', 'Times', 'FontSize', 10)

hold off
```

## NOMENCLATURA.

a	Ángulo de Acimut del Pozo	[°]
$\alpha$	Constante de Biot	[Adim]
A	Área transversal al flujo.	[L <sub>2</sub> ]
C	Resistencia cohesiva de la roca	[F/L <sup>2</sup> ]
C <sub>o</sub>	Resistencia a la Compresión Uniaxial de la Roca	[F/L <sup>2</sup> ]
C <sub>b</sub>	Compresibilidad de la roca	[L <sup>2</sup> /F]
C <sub>ma</sub>	Compresibilidad de la matriz de la roca	[L <sup>2</sup> /F]
E	Módulo de Young	[F/L <sup>2</sup> ]
G	Módulo de Corte	[F/L <sup>2</sup> ]
H	Profundidad	[L]
I	Ángulo de inclinación del pozo	[°]
I <sub>xx'</sub> , I <sub>xy'</sub> , I <sub>xz'</sub>	Cosenos Directores de los Ángulos Existentes entre el Eje x y los Ejes x', y', z', respectivamente	[Adim]
I <sub>yy'</sub> , I <sub>yy'</sub> , I <sub>xz'</sub>	Cosenos Directores de los Ángulos Existentes entre el Eje y y los Ejes x', y', z', respectivamente	[Adim]
I <sub>zx'</sub> , I <sub>zy'</sub> , I <sub>zz'</sub>	Cosenos Directores de los Ángulos Existentes entre el Eje z y los Ejes x', y', z', respectivamente	[Adim]
K	Módulo Volumétrico de la roca	[F/L <sup>2</sup> ]
P <sub>y</sub> , P <sub>r</sub> , P <sub>R</sub>	Presión de yacimiento o de poro	[F/L <sup>2</sup> ]
P <sub>wf</sub> , P <sub>w</sub>	Presión de fondo fluyendo	[F/L <sup>2</sup> ]
m	Radio de cambio de la caída de presión crítica y la P <sub>y</sub>	[Adim]
$\eta$	Viscosidad del fluido	[M/Lt]
Q	Gasto	[L <sup>3</sup> /T]
T <sub>o</sub>	Resistencia a la Tensión de la Roca	[F/L <sup>2</sup> ]
v	Velocidad	[L/t]
$\beta$	Ángulo de Falla	[°]
$\epsilon$	Deformación, Elongación	[L/L]
$\epsilon_v$	Deformación Volumétrica	[L <sup>3</sup> /L <sup>3</sup> ]
$\epsilon_x, \epsilon_y, \epsilon_z$	Componentes de la elongación	[L/L]
$\epsilon_r, \epsilon_z, \epsilon_\theta$	Deformaciones radial, axial y tangencial	[L/L]

$\Gamma_{XY}, \Gamma_{XZ}, \Gamma_{YX}$	Componentes de Deformación de Corte	$[F/L^2]$
$\theta$	Posición angular	$[^\circ]$
$\lambda$	Constante Elástico de Lamé	$[F/L^2]$
$\mu$	Coefficiente de Fricción interno	$[Adim]$
$\rho_b$	Densidad Volumétrica de la Roca	$[M/L^3]$
$\sigma$	Esfuerzo Normal	$[F/L^2]$
$\bar{\sigma}$	Esfuerzo Normal promedio	$[F/L^2]$
$\sigma_v$	Esfuerzo Vertical o de Sobrecarga	$[F/L^2]$
$\sigma'_v$	Esfuerzo Vertical Efectivo	$[F/L^2]$
$\sigma_H$	Esfuerzo Horizontal Máximo	$[F/L^2]$
$\sigma'_H$	Esfuerzo Horizontal Máximo Efectivo	$[F/L^2]$
$\sigma_h$	Esfuerzo Horizontal Mínimo	$[F/L^2]$
$\sigma'_h$	Esfuerzo Horizontal Mínimo Efectivo	$[F/L^2]$
$\sigma_r$	Esfuerzo radial	$[F/L^2]$
$\sigma_\theta$	Esfuerzo tangencial	$[F/L^2]$
$\sigma_z$	Esfuerzo Axial	$[F/L^2]$
$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$	Esfuerzos normales	$[F/L^2]$
$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ ó $S_1, S_2, S_3$	Esfuerzos principales	$[F/L^2]$
$r$	Distancia del centro del agujero a cualquier punto.	$[L]$
$r_1$	Radio de la Cavidad de Disparo	$[L]$
$R_i, R_o$	Radio del Pozo, Radio en la frontera.	$[L]$
$\tau$	Esfuerzo cortante	$[F/L^2]$
$\tau_x, \tau_y, \tau_z$	Esfuerzos cortantes	$[F/L^2]$
$\nu$	Relación de Poisson	$[L/L]$

---

**BIBLIOGRAFÍA.**

- <sup>1</sup> Changhong Gao, Rajeswaran C.U., A Literature Review on Smart-Well Technology. Artículo SPE 106011, presentado en el simposio de producción y operaciones en Oklahoma City, Oklahoma, 31 de Marzo-3 Abril 2007.
- <sup>2,3</sup> Montaron B., Vasper A., Intelligent Completions. Middle East and Asia Reservoir Review-No. 8, 2007.
- <sup>4</sup> Konopezynski M y Nielsen VJ, Intelligent Completions: A decade of Innovation Revolutionizes the industry, World Oil 228, no. 5 (1° de Mayo 2007), 55-56.
- <sup>5,6</sup> Mike Robinson: Intelligent Well completions, Artículo SPE 80993, Technology today series ,Agosto 2003.
- <sup>7</sup> <http://www.halliburton.com/ps/Default.aspx?navid=825&pageid=2018>
- <sup>8</sup> G. Brown, T. Clancy, A. Gabb. "Avances en materia de vigilancia de pozos y yacimientos.". OilfieldReview, Primavera 2003.
- <sup>9</sup> [http://en.wikipedia.org/wiki/Fiber\\_Bragg\\_grating](http://en.wikipedia.org/wiki/Fiber_Bragg_grating)
- <sup>10</sup> Sayyed, K.H., "Design and Implementation of State of art SCADA system", artículo SPE 36295, Octubre 1996.
- <sup>11</sup> Tourillon, V., Randall, E.R., Kennedy, B., An integrated Electric Flow-control System Installed in the F-22 Wytch Farm Well, articulo SPE, Octubre 2001.
- <sup>12</sup> Dyer S.,Huber M, Raw I. Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos. Oilfield Review, Primavera 2008.
- <sup>13</sup> Arashi A, Konopczynski M,Nielson VJ y Giuliani C. Defining and Implementing Functional Requirements of an Intelligent-Well Completion System. Artículo SPE 107829, presentado en la conferencia sobre Ingeniería Petrolera para América Latina y el Caribe de la SPE, Buenos Aires, 15 al 18 de Abril de 2007.
- <sup>14</sup> Ebadi F, Davies DR, Reynolds M y Corbett PWM. Screening of Reservoir Types for Optimisation of Intelligent Well Design, Artículo SPE 94053, presentado en la conferencia anual de la SPE Europec/EAGE. Madrid, España. 13 al 16 de Junio de 2005.
- <sup>15</sup> Sharma AK, Chorn LG, Han J y Rajagopalan S. Quantifying Value creation from intelligent Completion Technology Implementation. Artículo SPE 78277, presentado en la conferencia Europea del Petróleo de la SPE Aberdeen, 29 al 31 de Octubre de 2002.
- <sup>16</sup> Algeroy J, Farncois laan, Davies J: Control remoto de yacimientos, Oilfield Review,Otoño 1999,pag. 25

- 
- <sup>17</sup> P.W. Bixenman, E.P. Toffanin. "Design and Deployment of an Intelligent Completion with Sand Control". Artículo SPE 71674. New Orleans, Louisiana, Octubre 2001.
- <sup>18</sup> Jan Saeby, Frank de Lange. "The Use of Expandable Sand-Control Technology as a Step Change for Multiple-Zone SMART Well Completion- A Case Study". Artículo SPE 68634, Presentado en Conferencia Asia Pacífico de Aceite y Gas, Abril 2001, Jakarta, Indonesia.
- <sup>19</sup> Muecke, T. W. formation Fines and Factors Controlling Their Movement in Porous Media. JPT (Feb. 1979) 144-150.
- <sup>20</sup> Coberly, C.J. y Wagner, E. M. Some considerations in the Selection and Installation of Gravel Packs for Oil Wells, Pet. Tech. (Agosto 1938) (pag. 1-20).
- <sup>21</sup> Coberly, C.J. Selection of Screen Openings for Unconsolidated Sands, Drill. And Prod. Prac. API 1937.
- <sup>22</sup> Bixeman, P. W., Toffanin, E.P., y Salam, M. A. Design and Deployment of an Intelligent Completion with sand Control, artículo 71674 presentado en la Conferencia Técnica anual SPE 2001, Nuevo Orleans, 30 Septiembre - 3 Octubre.
- <sup>23</sup> Michael J. Economides, L. Walters, Shari Dunn Norman. Petroleum Well Construction. Wiley, 1998.
- <sup>24</sup> Fjaer, E., Holt R.M., Hosrud, P., Raaen, A.M. y Risnes, R.: Petroleum Related Rock Mechanics. Elsevier, 1992.
- <sup>25</sup> Tronvoll, J., Papamichos, E., 1997. Sand Production in Ultra-Weak Sandstones: Is Sand Control Absolutely Necessary?, SPE 39042. Quinta conferencia de Ingeniería Petrolera de América Latina y del Caribe, Rio de Janeiro, Brasil, Sept. 1997.
- <sup>26</sup> Kessler, N., Wang, Y. y Santarelli: "A Simplified Pseudo 3D Model to Evaluate Sand Production Risk in Deviated Cased Holes, Artículo SPE 26541, presentado en la 68 conferencia Técnica anual de la Sociedad de Ingenieros Petroleros, Houston, Texas, 3-6 Oct, 1993.
- <sup>27</sup> Veeken. C.A.M., Davies. D.R., Kenter. C.J.: "Sand Production Prediction Review: Developing an Integrated Approach", Artículo SPE 22792, 1991.
- <sup>28</sup> Presles, C. y Creusot, M.: "A Sand Failure Test Can Cut Both Completion Costs and the Number of Development Wells", Artículo SPE 38186, presentado en la Conferencia en Europa Daño en la formación. The Hague, The Netherlands, Junio 2-3, 1997.
- <sup>29</sup> S. M. Willson, Z.A. Moschovidis, J.R. Cameron. "New Model for Predicting the Rate of Sand Production". Artículo SPE/ISRM 78168 presentado en la Conferencia de Mecánica de Rocas en Irving, Texas, Octubre 2002.
-

- <sup>30</sup> M.H. Hetteema, E. Papamichos: "The relative Importance of Drawdown and Depletion in Sanding Wells: Predictive Models Compared With Data From Statfjord Field MM", Artículo SPE 97794, presentada en 2006, en Simposio Internacional y Exhibición de Control de Daño a la formación en L.A., 15-17 Feb.
- <sup>31</sup> Mark D. Zoback: "Reservoir Geomechanics", Cambridge University Press, 2007
- <sup>32</sup> Jaeger and Cook: "Fundamentals of rock Mechanics". Tercera Edición, Chapman and Hall, London, 1979