UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales

Departamento de Física

Desarrollo de un sensor acústico distribuido de fibra óptica y su utilización en la industria del petróleo

Tesis presentada para optar por el título de
Doctor de la Universidad de Buenos Aires en el área de Ciencias Físicas

Marco Petriella

Director de Tesis: Dr. Dario Kunik

Consejero de Estudios: Dr. Hernán E. Grecco

Lugar de Trabajo: Laboratorio de Sensores Fotónicos, Y-TEC

Buenos Aires, septiembre 2019

Resumen

Desarrollo de un sensor acústico distribuido de fibra óptica y su utilización en la industria del petróleo

En este trabajo se mostrarán los resultados de las mediciones realizadas con un sensor acústico-vibracional distribuido de fibra óptica en un pozo productor de *tight gas* y en pozos inyectores de fluido durante la etapa de recuperación secundaria de hidrocarburos. El diseño del equipo, primero realizado en el laboratorio y luego desarrollado como equipo de campo, estuvo enfocado en la posibilidad de detección de patrones acústicos generados dentro de los tubos de producción, en vistas de poder medir su velocidad y con ello los caudales de producción e inyección, dependiendo del tipo de pozo en que se realice la medición.

La medición del pozo de tight gas se realizó en el yacimiento de EFO (Pcia. de Rio Negro) cuyos pozos presentan cantidades no despreciables de producción de líquido (agua y petróleo). Los pozos de este yacimiento, si bien son considerados como pozos productores de condensado de gas, presentan un régimen de flujo particular compatible con una producción de tipo flujo tapón (o *slug*) en donde bolsones de gas ascienden por el caño de producción separados por capas de líquido que funcionan como tapones. Las mediciones con el sensor distribuido no sólo permitieron detectar estas columnas de líquido, las cuales no son posibles de observar con los sensores convencionales, sino también medir la velocidad de las mismas. Esto permitió, además, estimar los valores de caudal en el caño de producción, obteniendo una buena correlación con los resultados obtenidos por el separador en superficie. Haciendo uso de estos resultados, se propuso el mismo método de medición de velocidad en la zona de punzados, es decir la zona de orificios por donde ingresa el fluido en el pozo desde la formación. Con este procedieminto fue posible distinguir no sólo las etapas de punzados que mayor contribuyen a la producción de líquido, sino también estimar la contribución de cada etapa a la producción total.

La medición en los pozos inyectores se realizó en el yacimiento de Grimbeek (Pcia. de Chubut) en el marco del piloto de prueba propuesto por YPF durante el cambio del fluido de inyección de agua a agua con polímero, y viceversa. En este caso no sólo fue posible observar con los sensores distribuidos (acústico y temperatura) la interfaz entre ambos fluidos, también fue posible trazar su trayectoria en el tiempo y obtener el caudal de inyección en el tubo de inyección y también en la zona de punzados (perfil de admisión). Gracias a las mediciones de los equipos de fibra fue posible observar que los únicos punzados que admitían fluido eran aquellos pertenecientes a las etapas superiores. Este es un resultado de mucha importancia, pues otorga a la empresa operadora una herramienta de diagnóstico a partir de la cual se puede decidir la intervención del pozo para estimular las etapas que no admiten fluido.

Palabras clave: sensor acústico distribuido, fibra óptica, hidrocarburos, perfil de inyección, perfil de producción, tight gas, yacimientos convencionales, yacimientos no convencionales.

Abstract

Development of a distributed acoustic fiber-optic sensor and its use in the oil industry

In this work we present the measurements performed with a fiber-optic distributed acoustic-vibrational sensor in a producer well of tight gas and in injectors wells during the phase of enhanced oil recovery. The design and construction of the sensor, first performed in the laboratory and then optimized for the use in the field, was focused on the possibility of detecting acoustic patterns generated inside the production tubes. Given the capability of determining its trajectories in time, we propose a method to estimate production and injection flow rates, depending on the type of well in which the measurement is made.

The measurement in the production well of tight gas was carried out in the EFO deposit (Province of Rio Negro), whose wells present not insignificant quantities of liquid production (water and oil). Therefore, although the wells are considered as gas condensate producers, they have a particular flow regime compatible with a slug flow type where gas pockets ascend through the production pipe separated by layers of liquid that function as plugs. The measurements with the vibrational distributed sensor not only allowed to detect these liquid columns, which are not possible to observe with the conventional sensors, but also to measure the speed of them. Using this principle, we were able to estimate the flow rate in the production pipe and we obtained a good correlation with the results registered by a surface separator. Once the method was validated, the same speed measurement method was proposed in the production zone, thanks to which it was possible to distinguish not only the stages that contribute most to the production of liquid, but also to estimate the contribution of each one of these to the total production of fluids.

The measurement in the injector wells was made in the Grimbeek deposit (Province of Chubut) during the test pilot proposed by YPF in witch was performed the change of the water injection fluid to water with polymer, and vice versa. Using both the distributed sensors (acoustic and temperature), it was possible to detect the interface between both fluids and we were able to trace its trajectory in time, obtaining the flow rate in the injection tube and also in the admission zone. Thanks to the measurements performed with the distributed sensors, it was possible to observe that the only stages that admitted fluid were those located in the upper zone. This is a very important result, because it gives the operating company a diagnostic tool from which the well intervention can be decided to stimulate the stages that are not admitting fluid.

Key words: Distributed acoustic sensor, optical fiber, hydrocarbons, injection profile, production profile, tight gas, conventional deposits, unconventional deposits.

Agradecimientos

En primer lugar agradezco a mi director Darío por el tiempo dedicado a la dirección de esta tesis.

A todos los integrantes del Laboratorio de Sensores Fotónicos por aceptarme como miembro.

A la Universidad de Avellaneda por brindarme el lugar de trabajo.

Al CONICET e Y-TEC por haberme otorgado la beca gracias a la cual pude llevar a cabo este trabajo, y por haber brindado el financiamiento con el cual se armó el Laboratorio.

A Y-TEC e YPF por haberme dado la oportunidad de instalar los equipos y realizar las mediciones en campo, y a su personal por todo el apoyo que me brindaron durante las mediciones.

A Tolket y su personal por el esfuerzo y el trabajo dedicado en la construcción de los equipos de campo.

A la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales de la Universidad de Buenos Aires por ser la institución responsable de mi formación académica de grado y posgrado.

Agradezco a mi familia y amigos por su compañía y apoyo.

Índice general

Introducción **1**

1. La producción de hidrocarburos **3**
1.1. Introducción . . . 3
1.2. Yacimiento de hidrocarburos . . . 4
1.2.1. Condiciones de existencia de un yacimiento de petróleo y gas . . . 4
1.2.2. Naftogénesis . . . 4
1.2.3. Migración . . . 5
1.2.4. Temperatura y presión de yacimiento . . . 5
1.3. Fluidos del yacimiento . . . 6
1.3.1. Composición de los fluidos . . . 6
1.3.2. Comportamiento de las fases de los hidrocarburos en condiciones de yacimiento . . . 7
1.3.3. Comportamiento volumétrico . . . 9
1.4. Régimen de flujo y caída de presión . . . 12
1.4.1. Flujos monofásicos . . . 12
1.4.2. Flujos bifásicos . . . 13
1.5. Producción de petróleo y gas . . . 17
1.5.1. Yacimientos convencionales y no convencionales . . . 17
1.5.2. Pozo productor de petróleo y gas . . . 18
1.5.3. Pozo inyector de fluidos . . . 23
1.6. Análisis de laboratorio . . . 25
1.6.1. PVT . . . 25
1.7. Mediciones de campo . . . 26
1.7.1. Separador . . . 26
1.7.2. PLT . . . 30
1.7.3. Fibra óptica . . . 34

2. El equipo DVS **37**
2.1. Introducción . . . 37
2.2. Los sensores distribuidos . . . 37
2.2.1. Dispersión en fibra óptica . . . 37
2.2.2. Esquemas de medición de sensores DAS - DVS . . . 39
2.3. Principio de funcionamiento del DVS Intensidad . . . 40
2.3.1. El OTDR . . . 40
2.3.2. Modelo de dispersión . . . 43
2.3.3. Distribución de potencia . . . 45
2.3.4. Fenómenos no lineales en fibra óptica . . . 46
2.3.5. Principio de funcionamiento del sensor DVS . . . 48

2.3.6. Respuesta acústica . . . 49
2.4. Armado del equipo DVS . . . 51
2.4.1. Diseño del sensor DVS . . . 51
2.4.2. Componentes del equipo . . . 53
2.4.3. Armado del equipo de campo . . . 59
2.5. Caracterización y puesta a punto del equipo . . . 65
2.5.1. Sensibilidad . . . 65
2.5.2. Nivel de ruido . . . 66
2.5.3. Elección de los parámetros del láser . . . 68
2.5.4. Nivel de señal . . . 69
2.6. Software de adquisición . . . 70
2.6.1. Requerimientos . . . 70
2.6.2. Esquema de adquisición . . . 70
2.6.3. Adquisición de la placa digitalizadora . . . 71
2.6.4. Ordenamiento de los datos . . . 72
2.6.5. Procesamiento en tiempo real de los datos . . . 73

3. Operación de campo **79**
3.1. Introducción . . . 79
3.2. Tendido de fibra . . . 79
3.2.1. Resumen . . . 79
3.2.2. El pozo antes de la intervención . . . 80
3.2.3. La fibra en el pozo . . . 81
3.2.4. La fibra en boca de pozo . . . 84
3.2.5. Caja de aislación . . . 87
3.2.6. Tendido de superficie . . . 89
3.2.7. Trailer de medición . . . 90
3.3. Procedimientos para la instalación de la fibra óptica en pozo . . . 91
3.3.1. Resumen . . . 91
3.3.2. Herramientas para la instalación . . . 92
3.3.3. Instalación de la fibra óptica . . . 94
3.4. Puesta en profundidad . . . 100

4. Mediciones de campo **103**
4.1. Introducción . . . 103
4.2. Pozo productor de petróleo y gas tight . . . 104
4.2.1. EFO . . . 104
4.2.2. Mediciones preliminares . . . 107
4.2.3. Método de medición de velocidades de slugs con DVS . . . 116
4.2.4. Método de medición de caudales por slugs . . . 119
4.2.5. Medición con DVS . . . 120
4.2.6. Estudio cualitativo . . . 121
4.2.7. Estudio cuantitativo . . . 128
4.2.8. Estadística de slugs . . . 132
4.2.9. Conclusiones . . . 137
4.3. Medición en pozos inyectores . . . 138
4.3.1. Grimbeek . . . 138
4.3.2. Métodos . . . 141
4.3.3. Resultados . . . 142
4.3.4. Conclusiones . . . 148

4.4. Prevención de daños por terceros 148
4.4.1. Villa Mercedes 150
4.4.2. Prueba de campo 154
4.4.3. Resultados de la prueba de campo 157
4.4.4. Conclusiones 164

Conclusiones generales **165**

Apéndice A **169**

Apéndice B **171**

Introducción

La evolución en los métodos de extracción de hidrocarburos observados a lo largo del siglo pasado y presente, y en los distintos lugares del planeta, además de estar motivados por los distintos marcos ambientales donde se realiza la extracción se deben en general al afán del hombre en aumentar la productividad y rentabilidad de los pozos de hidrocarburos. Si bien el hallazgo de un nuevo yacimiento no es un hecho infrecuente en la actualidad, la producción de los nuevos yacimientos suele ser más dificultosa por los desafíos tecnológicos requeridos para su explotación y de los cuales se espera obtener el máximo rendimiento en pos de asegurar la rentabilidad de los proyectos. Este es el caso de los yacimientos no-convencionales y de la mano de la presente revolución tecnológica abocada en la explotación de dichos yacimientos, se verifica una evolución en los métodos de medición y diagnóstico de los pozos de hidrocarburos con la utilización de nuevos instrumentos que ayudan a una mejor comprensión del proceso de producción de los pozos.

En este contexto, los sensores distribuidos de fibra óptica cobran relevancia por su potencialidad para la estimación en los caudales de los fluidos de producción, inyección y fractura (en el caso de la estimulación hidráulica), y su capacidad de obtener los resultados en tiempo real y con mínima intervención de los pozos. En este trabajo se tratará el desarrollo de un sensor distribuido de fibra óptica para la medición de perturbaciones vibracionales (o acústicas), y su implementación para el diagnóstico de los perfiles de producción en un pozo de tight gas, y de los perfiles de inyección en pozos inyectores de fluido durante la etapa de recuperación secundaria en yacimientos convencionales. El método propuesto de medición de caudales, utilizado tanto para su estimación en el tubo de producción como en la zona de los punzados, se basa en la detección de patrones acústicos que viajan a la misma velocidad del fluido sea en pozos productores como inyectores. Las mediciones obtenidas con este sensor representan una herramienta complementaria a los instrumentos convencionales de medición de caudal utilizados en superficie o bajados en los pozos por alambre, los cuales sirven para estimar el caudal total u obtener una medición del perfil en la zona de punzados acotada en el tiempo.

En cuanto al trabajo mostrado en esta tesis, primero se hará una introducción referida a la industria del petróleo, las definiciones básicas, los distintos métodos de producción y las herramientas usuales utilizadas para la medición de magnitudes de relevancia en la industria. Luego se hará referencia al desarrollo del sensor distribuido realizado primero en el laboratorio y luego a la construcción del equipo de campo utilizado en las mediciones en pozos de hidrocarburos. Aquí se mencionarán los distintos componentes que conforman el equipo, la puesta a punto del mismo, y los distintos esquemas de procesamiento de los datos llevados a cabo para la visualización en tiempo real de las magnitudes consideradas relevantes. Luego se hablará de las distintas etapas y procesos realizados para la instalación permanente del capilar de fibra óptica en los pozos, y se hará mención a las cuestiones de seguridad que debieron ser tenidas en cuenta a la hora de la instalación. Por último se mostrarán los resultados obtenidos a partir de las mediciones realizadas con el equipo, y se expondrá un método de medición de velocidades de patrones acústicos, utilizado para la estimación de los caudales de producción en un pozo

de tight gas en el yacimiento de EFO[1] (pcia. de Rio Negro). También, mediante la medición de la interfaz de dos fluidos de inyección con distintas propiedades físicas y la capacidad de medir su trayectoria en el tubo de inyección, se estiman los caudales de inyección total y los perfiles de inyección en las etapas de punzados de pozos inyectores del yacimiento de Grimbeek (pcia. de Chubut). Por último se mostrarán las pruebas realizadas en Villa Mercedes en vistas al desarrollo de un sistema de prevención de daños de los caños de un poliducto.

[1]Estación Fernández Oro

Capítulo 1

La producción de hidrocarburos

1.1. Introducción

El primer capítulo inicia con una breve descripción de los yacimientos de hidrocarburos con el fin contextualizar las mediciones que fueron realizadas en pozos productores e inyectores. En esta primera parte se utilizará como guía el libro de G.L. Chierici [1] y se definirán los conceptos de reservorios, las nociones de temperatura y presión de reservorio, los tipos de hidrocarburos, los diagramas de estado y los tipos de reservorios. También se mencionarán los conceptos de solubilidad del gas y los factores de volumen de las distintas fases, los cuales serán utilizados para la estimación de los caudales en las mediciones realizadas con fibra óptica en pozo de tight gas (en el yacimiento de EFO, Rio Negro). Se mencionará también el problema de la medición de la caída de presión entre boca de pozo y fondo de pozo, partiendo del caso más simple al caso más complejo de flujo multifásico, el cual se presenta en las mediciones de interés. Relacionado a este tema se describirán los posibles regímenes de flujo en pozos de hidrocarburos, y se presentará un método utilizado por los ingenieros de reservorios de YPF para la estimación de la caída de presión en pozos con régimen de producción de tipo tapón (o slug).

Luego se hará una breve distinción entre los yacimientos de tipo convencional y no convencional, y se mostrará el desafío en la producción de estos últimos y los conceptos de permeabilidad y fractura hidráulica. Con el fin de realizar una introducción sobre los en pozos inyectores, en los cuales se realizaron mediciones con fibra óptica (en el yacimiento de Grimbeek, Chubut), se describirán someramente los conceptos de recuperación primaria y secundaria, en el marco de la producción convencional de hidrocarburos.

Se describirán, también, las etapas en la construcción de un pozo de petróleo, con el fin de introducir al lector a las distintas partes que componen un pozo de petróleo y a las distintas funciones que cumplen cada una de esas partes. Esto se hará además para facilitar el entendimiento de la operación de campo para la instalación de la fibra óptica, de la cual se hablará en un capítulo dedicado exclusivamente a ello.

Se hablará de las distintas mediciones que se realizan tanto en laboratorio como en campo con el fin de caracterizar los hidrocarburos y para estudiar la dinámica de producción de los pozos. Entre las mediciones de laboratorio se hará mención a los ensayos PVT. En cuanto a las mediciones campo se hablará de los separadores de hidrocarburos, los cuales estarán presentes en las mediciones de fibra óptica que se mostrarán en este trabajo, y que permiten separar las fases en un pozo productor y obtener el caudal de cada una de ellas. Luego se hablará de las mediciones PLT (*Production Logging Tool*), las cuales se realizan a lo largo de la tubería de producción y son utilizadas para el diagnóstico de pozos productores e inyectores. De los PLTs se mencionarán los distintos sensores de medición y las interpretaciones que se llevan a cabo a partir de sus mediciones. Por último, se hablará de la fibra óptica como sensor distribuido, de los

principales sensores desarrollados con esta tecnología hasta el momento, y de las potencialidades de cada uno de ellos para el diagnóstico de los pozos de hidrocarburos.

1.2. Yacimiento de hidrocarburos

1.2.1. Condiciones de existencia de un yacimiento de petróleo y gas

Se denomina yacimiento a una acumulación de petróleo y o gas en rocas porosas y permeables casi siempre de origen sedimentario. Entre las condiciones necesarias (pero no siempre suficientes) para la acumulación de los hidrocarburos se encuentran, según Chierici [1]:

1. La presencia, en el suelo sedimentario donde se encuentra el yacimiento, de roca madre de hidrocarburos. Es decir de rocas generalmente arcillas con un alto contenido de materia orgánica de origen vegetal o animal.

2. La transformación, en tiempos geológicos (cientos de miles o millones de años), de la materia orgánica atrapada en la roca en hidrocarburos por acción de la temperatura, la presión, y la presencia de ciertos componentes en las rocas que ejercen una acción catalítica (*cracking*) en la descomposición de las grandes moléculas que conforman la materia viviente. A este fenómeno de transformación se lo denomina "naftogénesis".

3. La migración de los hidrocarburos formados en la roca madre (la cual tiene bajísima permeabilidad) hacía capas adyacentes con buena permeabilidad (migración primaria) y desde aquí hacia capas geológicas con geometrías aptas para la captación de los hidrocarburos (migración secundaria).

4. La presencia a cortas distancias de la roca madre de trampas geológicas que permitan la captación y acumulación en condiciones estructurales favorables.

5. La existencia de una capa impermeable en la zona superior de la trampa que impida la migración de los hidrocarburos hacia las capas superiores evitando la dispersión de hidrocarburos en superficie.

1.2.2. Naftogénesis

Los hidrocarburos se generan a partir de la degradación térmica (termogénesis) o micróbica de microorganismos vegetales y animales (plancton) depositados junto a material sedimentario en el fondo del mar, lagunas o lagos. La máxima concentración de materia viviente se verifica en aguas poco profundas, calmas y cálidas, y por lo tanto a lo largo de los lechos continentales, a poca distancia de la costa. En estas condiciones los sedimentos que más prevalecen en la deposición son arcillas, y por lo tanto son las arcillas las potenciales rocas madre de los hidrocarburos.

Solo una pequeña parte del plancton presente en las aguas superficiales logra sedimentarse en los lechos marinos y ser capturado por las arcillas. La mayor parte de ello se degrada por la acción de las bacterias en su camino al fondo del mar. La acción de las bacterias continua aún al interior de los sedimentos depositados y puede dar lugar a una naftogénesis de tipo bacterial.

El aumento de la presión, y sobre todo de la temperatura, debido a la acumulación de capas de material y al peso geostático de los sedimentos depositados conlleva, también por la acción catalítica de algunos materiales arcillosos, a la degradación térmica (*cracking*) de la materia orgánica. Esta, a lo largo de tiempo geológicos, se transforma inicialmente en hidrocarburos pesados (betumen, petróleo pesado) y, sucesivamente, en petróleos más ligeros hasta llegar a la degradación en metano.

Por lo tanto cuanto más antiguos, y por lo tanto más profundos, son los sedimentos que forman la roca madre, es más probable la formación de petróleo ligero o, en el límite, sólo metano. Es por esto que históricamente la exploración profunda lleva generalmente al descubrimiento de yacimientos de gas.

1.2.3. Migración

La compactación consecuente a la acción de la carga geostática provoca la expulsión de parte de los fluidos (agua e hidrocarburos) contenidos en los poros de la roca, los cuales migran hacia zonas porosas y permeables con las cuales la roca madre está en contacto. A esta se la denomina migración primaria, donde es probable que para los hidrocarburos gaseosos la migración ocurra en solución en el agua. Una vez que los hidrocarburos encuentran zonas permeables, fluyen en dirección al máximo gradiente de potencial hidráulico (migración secundaria). Teniendo en cuenta que la densidad de los hidrocarburos es siempre inferior a la del agua, estos se separan entre ellos en capas por segregación gravitacional, y si se cumplen la condiciones de geometría quedan atrapados formando un yacimiento de petróleo o gas. En la Figura 1.1 se muestra una ilustración del proceso de formación de los yacimientos.

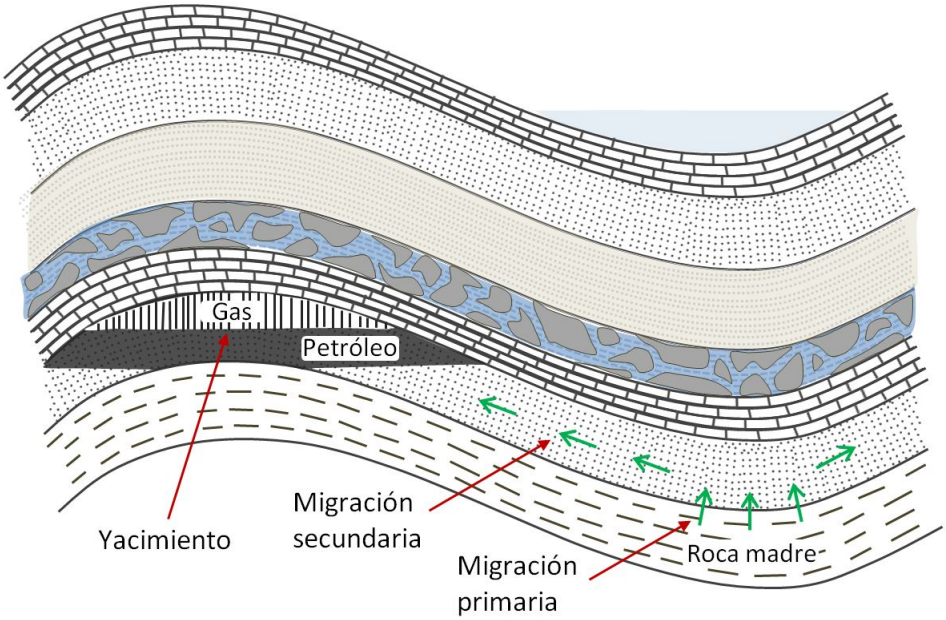


Figura 1.1: formación de los yacimientos de hidrocarburos en etapa avanzada.

1.2.4. Temperatura y presión de yacimiento

El flujo de calor del centro de la Tierra hacia la superficie genera un gradiente de temperatura geotérmico (g_G) en el subsuelo, cuyo valor valor medio es de 0.029 K/m. Cabe destacar que este es un valor promedio, y que por lo tanto el valor local de g_G varía dependiendo de la presencia o no de rocas eruptivas en las zonas aledañas a la medición, o la conductividad térmica local de la roca. En ausencia de mediciones experimentales, la temperatura T a la profundidad D viene calculada en base al valor teórico de g_G, asumiendo la temperatura de 15 °C en superficie:

$$T(D) = 288{,}2 + g_G D(\mathrm{K}). \tag{1.1}$$

En cuanto a la presión, se tiene que tener en cuenta que sobre cada capa se ejerce el peso de todos los sedimentos que se encuentran por encima de la misma. Suponiendo convencionalmente

un peso específico para los sedimentos (g_{ρ_t}) de 0,02262 MN/m^3 (1 psi/pie), la presión geostática P_{ov} que se ejercita sobre un estrato a una profundidad D es [1]

$$P_{ov} = 0{,}02262D(\text{MPa}). \tag{1.2}$$

Parte de esta presión se equilibra por la presión del fluido existente en los poros de la roca y por la roca misma, que sufre en consecuencia el fenómeno de compactación. Uno de los casos límites que es interesante analizar consiste en considerar roca cementada (arenas sueltas) totalmente englobada en una roca impermeable (arcilla) en donde toda la presión geostática se descarga en el fluido presente en los poros. En este caso la presión del fluido P_f iguala a la presión geostática P_{ov}. El caso límite opuesto es el cual el estrato con hidrocarburos aflore sobre el lecho marino. En este caso la continuidad de la fase acuosa entre la atmósfera y el yacimiento a profundidad D hace que la presión en los poros sea igual a la presión hidrostática,

$$P_f = g\rho_w D, \tag{1.3}$$

donde la densidad del agua ρ_w depende de la salinidad del agua y del perfil de temperatura entre la superficie del mar y el punto a profundidad D. Convensionalmente se toma $g\rho_w =$ 0,01018MN/m^3 (0,45 psi/pie) [1]. Entre estos dos casos extremos se pueden presentar todos los casos intermedios donde la presión en los poros está comprendida entre la presión geostática y la hidrostática. Cuando el fluido en los poros está a mayor presión que la hidrostática, se habla de capa en sobrepresión. En este caso es necesario utilizar un lodo de densidad suficiente para crear una carga hidrostática superior a la presión de los poros, a fin de evitar la erupción del pozo y los daños que esta pueda conllevar.

1.3. Fluidos del yacimiento

1.3.1. Composición de los fluidos

Los fluidos en un yacimiento están constituidos por miscelas de hidrocarburos, muchas veces extremadamente complejas, desde el más ligero (C_1, metano) a hidrocarburos nafténicos de peso molecular superiores a 1000, casi siempre acompañados de no hidrocarburos (compuestos oxigenados, sulforados, nitrogenados, CO_2, H_2S y N_2). Tales moléculas tienen origen en la degradación térmica y bacterial de sustancias orgánicas vivientes. En los poros de las rocas que conforman el yacimiento además se encuentra agua, debido a que la roca se sedimenta principalmente en medio acuoso, y debido a que los hidrocarburos durante la migración no desplazan totalmente el agua presente el los poros.

Los hidrocarburos se clasifican, en el estado físico que se presentan en condiciones atmosféricas, en gas natural, formado principalmente por C_1 con proporciones más o menos grandes de hidrocarburos superiores (C_{2+}) y nitrógeno, y en petróleo. Por tradición, la clasificación de los petróleos se basa en su peso API (*American Petroleum Institute*), donde éste se define por

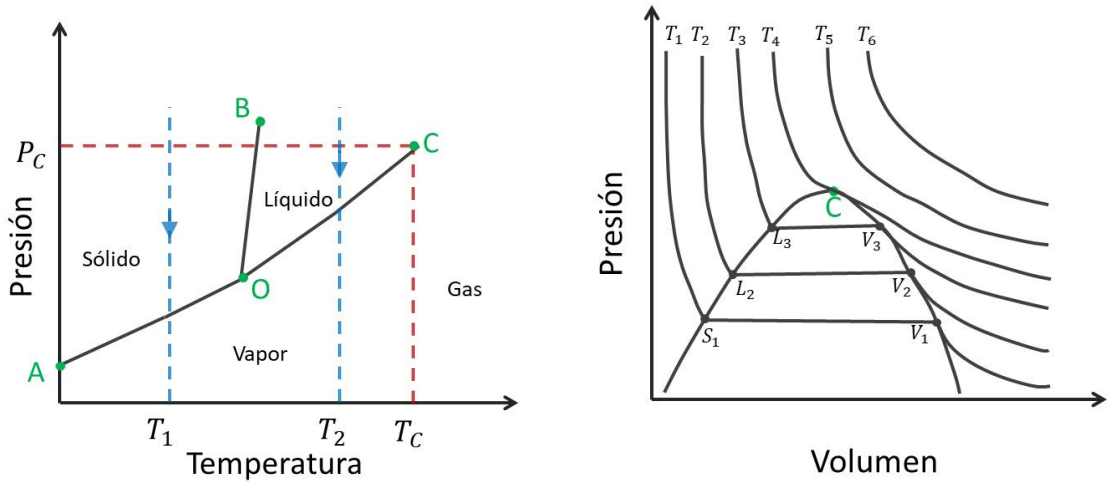
$$API = \frac{1{,}415 * 10^5}{\gamma_0} - 131{,}5. \tag{1.4}$$

Convencionalmente se definen:
petróleo ligero: API>31,1 con γ_0<870 kg/m^3
petróleo medio: 22,3<API<31,1 con 870 kg/m^3 <γ_0<920 kg/m^3
petróleo pesado: 10<API<22,3 con 920 kg/m^3 <γ_0<1000 kg/m^3

1.3.2. Comportamiento de las fases de los hidrocarburos en condiciones de yacimiento

Hidrocarburos de tipo puro

Si se considera un hidrocarburo puro, es decir un sistema constituido por una sola especie molecular (como ser propano o pentano), el diagrama de estado es el típico del de un compuesto puro (Figura 1.2). Por debajo de una temperatura crítica (T_c) a la que le corresponde una presión crítica (P_c), se distinguen tres zonas en el plano PT en las cuales el hidrocarburo existe en estado solido (S), líquido (L), y vapor (V). A temperaturas mayores a la crítica el sistema se encuentra en estado gaseoso para todo el rango de presión (si bien este es alto típicamente). En todos los puntos en los cuales conviven las dos fases el sistema es monovariante, y por lo tanto fijada una de las variable (P,T) la otra viene definida unívocamente. Si por ejemplo, se disminuye la presión a temperatura constante T_2, al atravesar la recta OC se tendrá el pasaje a presión constante de todo el sistema de fase líquida a fase vapor. Si se hace el pasaje a través de la temperatura T_1, el sistema pasará de la fase solida a vapor. El punto O en la cual coexisten las fases líquidas, sólidas y gaseosas es un invariante y recibe el nombre de "punto triple". En este punto existe un solo par (P,T) para el cual las tres fases coexisten. Para todos los demás es necesario conocer los valores de P y T para distinguir el estado físico del sistema.



(a) (b)

Figura 1.2: a) Diagramas de estados en los espacios (P,T). b) Diagramas de estados en los espacios P, V.

Hidrocarburos de múltiples componentes

El comportamiento de los fluidos de un yacimiento real dista mucho de lo mostrado anteriormente. Tales sistemas tienen múltiples componentes y con moléculas con peso molecular que van de 16 (metano) a miles de unidades. En un sistema de este tipo el diagrama de estado se presenta de manera simplificada como el mostrado en la Figura 1.3. Teniendo en cuenta que durante la transformación de los hidrocarburos, éstas se verifican a lo largo de isotermas (dado que durante la vida del yacimiento la temperatura varía levemente), la evolución de los fluidos en el yacimiento ocurren a lo largo de lineas verticales. En el diagrama de estado, la curva AC representa el "punto burbuja", por el cual ante la disminución de la presión se empieza a observar la formación de gas desde la fase líquida (petróleo saturado). La curva CB, se denomina

çurva de punto rocío", por la cual ante una disminución de la presión se empieza a observar la formación de gotas de líquido a partir de la fase gaseosa. La zona en el plano ABC corresponde a condiciones donde conviven las fases líquidas y gaseosas, con distintas proporciones según se indica en el gráfico.

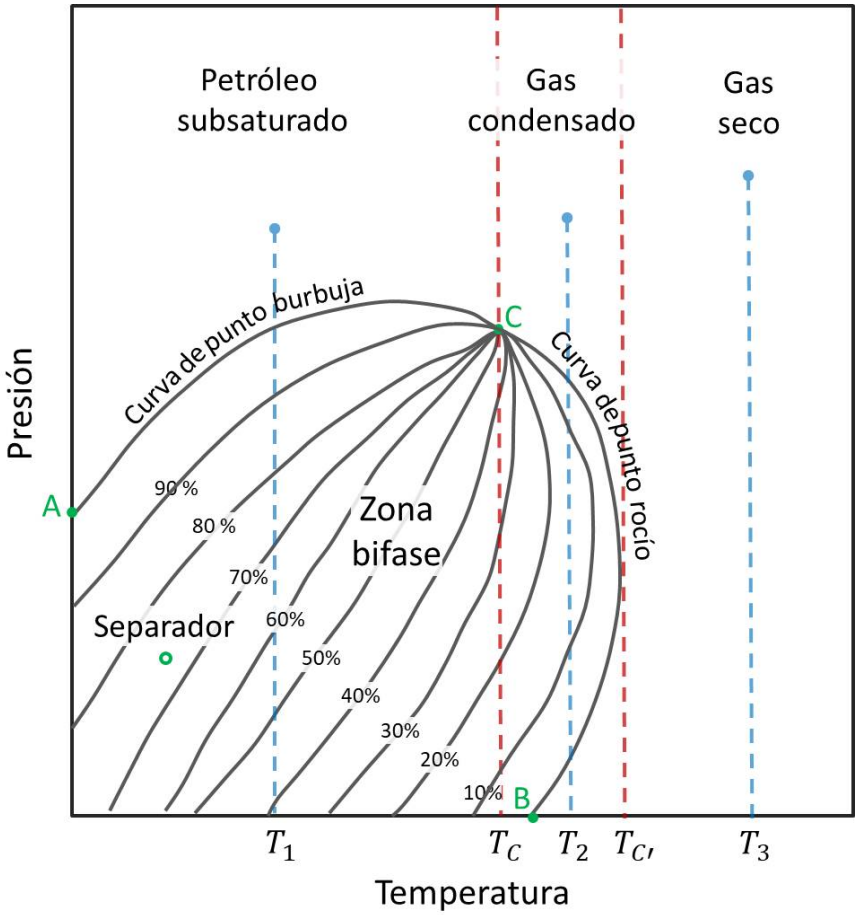


Figura 1.3: diagrama de estado para compuestos de múltiples componentes como los hallados en un yacimiento de hidrocarburos reales. Se destinguen tres zonas que corresponden a distintos tipos de yacimientos: petróleo, gas condensado, y gas seco.

La temperatura T_c indica la máxima temperatura para la cual es posible encontrar los hidrocarburos en fase líquida, y tiene el mismo significado físico que en los sistema puros. A la temperatura T_c, para presiones iguales o superiores a aquella del punto C las propiedades intensivas (densidad, viscosidad e índice de refracción etc.) de las fases líquida y gaseosa son iguales, y por lo tanto son indistinguibles entre ellas.

En cuanto a la extracción de los hidrocarburos, si la temperatura del reservorio (T_1) se encuentra por debajo de la temperatura crítica, entonces están dadas las condiciones de un yacimiento de petróleo. Será el caso de petróleo subsaturado si la presión inicial está por arriba de la curva AC. En el caso que la presión sea menor, se tratará de un yacimiento de petróleo con gas (*gas cap*). En todos los casos la disminución en la presión durante la extracción de los hidrocarburos provoca un progresivo aumento en las cantidades de gas, que se libera del petróleo en el yacimiento.

Si la temperatura T_2 del yacimiento es superior a la temperatura crítica ($T_{c'}$) se está en presencia de un yacimiento de gas seco. En tal caso la isoterma está siempre por afuera de la

curva ABC, y por lo tanto el fluido en el yacimiento siempre queda en fase gaseosa durante la caída de presión que ocurre en el proceso de extracción.

El comportamiento del fluido es más complejo cuando la temperatura del yacimiento T_3 está comprendida entre las temperatura crítica T_c y $T_{c'}$. Si al momento del descubrimiento del yacimiento la presión del reservorio es mayor al de la curva CB el fluido se encuentra en estado gaseoso. A medida que el gas es producido la presión de yacimiento decae isotérmicamente hasta atravesar la curva CB, en donde las gotas de líquido constituidas por los petróleos más pesados comienzan a separarse del gas. Este es el punto rocío. Disminuyendo todavía más la presión aumenta la formación de líquido, fenómeno denominado de condensación retrograda (así denominada cuando la formación de líquido se da por una disminución de la presión). Cabe destacar que esto es contrario al caso en que se tiene un solo componente, donde la fase líquida se verifica por un aumento de la presión. Los yacimientos donde se verifica el fenómeno de la condensación retrograda son denominados yacimientos de gas condensado.

El examen del diagrama de estado conlleva a importantes conclusiones. El fluido del yacimiento llega a la superficie en condiciones de presión y temperatura menores a la del yacimiento, y las fases líquidas y gaseosas se reparten en las condiciones del separador. La fracción de líquido que se forma en el separador depende de la composición del sistema y de los valores de operación (P,T) del separador, y por lo tanto es independiente de los valores de presión y temperatura encontrados en el yacimiento. Por lo tanto se puede tener líquido en el separador independientemente del hecho de que el fluido en el yacimiento sea petróleo, un gas condensado o un incluso un gas seco. Sin embargo los casos extremos son fácilmente identificables: la producción de petroleo pesado con pequeñas cantidades de gas indica la presencia de un yacimiento de petróleo; por el contrario, la producción de gas con pequeñas cantidades de líquido indica la presencia de un yacimiento de gas seco o condensado.

1.3.3. Comportamiento volumétrico

Comportamiento volumétrico del gas

En el caso que se tenga un gas ideal el comportamiento volumétrico está dado por la ecuación de estado del gas ideal

$$pV = nRT, \tag{1.5}$$

donde n es el número de kg-moles de gas y R es la constante universal para los gases. Esta relación es válida únicamente para los gases ideales, en donde no se tiene en cuenta del volumen ocupado por las moléculas ni tampoco las fuerzas intermoleculares de van der Walls. Para los gases reales vale la ecuación de var der Walls, la cual fue una de las primeras en proponerse

$$(p + \frac{a}{V^2})(v - b) = nRT, \tag{1.6}$$

donde b representa el volumen de las moléculas y a la atracción molecular.

Esta ecuación de estado no es utilizada generalmente en el ámbito de la ingenieria de los yacimientos, debido a que a y b dependen de la composición del gas y son dependientes de la temperatura. Más frecuentemente es utilizada la siguiente ecuación empírica tanto para gas seco y condensado

$$pV = ZnRT, \tag{1.7}$$

donde Z es un factor de compresibilidad, y es un número adimensional que depende de la composición del gas, la temperatura, y la presión. El comportamiento de Z para distintas temperaturas se muestra en el gráfico de la Figura 1.4, con $T_1 < T_2 < T_3$, y en donde se

observa para temperaturas inferiores a T_3 que $z(p)$ primero decae y luego crece y para presiones suficientemente altas llega al valor de 1, es decir el comportamiento de los gases ideales. En el segmento AC de la curva el volumen del gas es menor que el del gas ideal, debido a las fuerzas de atracción intermoleculares que comprimen el gas. A partir de C empieza a entrar en juego el volumen ocupado por la molécula.

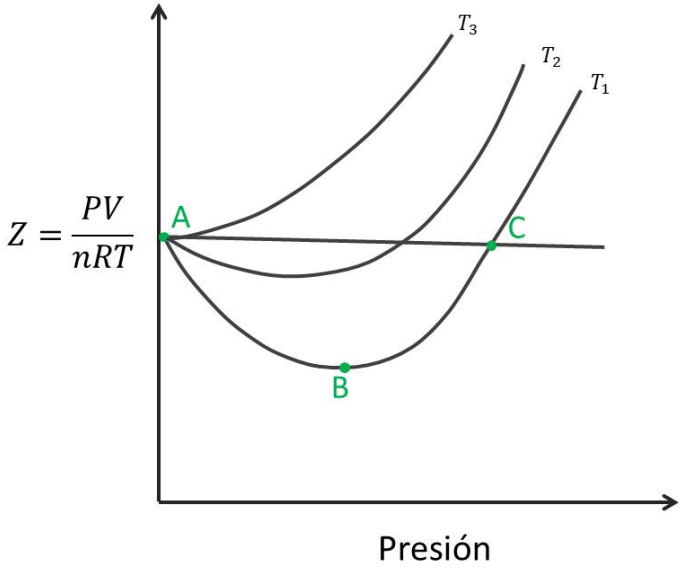


Figura 1.4: factor de compresibilidad de los gases reales a distintas temperaturas.

Con B_g se suele indicar el factor de volumen del gas, es decir el volumen ocupado a presión P y temperatura T por 1 m^3 de gas medido en condiciones estándar de temperatura y presión CNPT (1atm = 1,033 kg/cm^2 y a 15 °C = 288,3 K). Escribiendo la ecuación de estado del gas real en condiciones estándar ($Z = 1$), y a presión y temperatura (P,T) es posible llegar a una expresión para B_g independiente de n y R

$$B_g = 3{,}515 * 10^{-4} \frac{ZT}{P}. \tag{1.8}$$

De esta manera la masa específica $\rho_g(P, T)$ a presión y temperatura (P,T) puede ser calculada fácilmente a partir de la masa específica medida en condiciones estándar ρ_g, sc

$$\rho_g(p, T) = \frac{\rho_g, sc}{B_g}. \tag{1.9}$$

Comportamiento volumétrico del petróleo

El petróleo en yacimiento contiene generalmente gas disuelto, el cual se libera a medida que comienza a producirse debido a la caída de presión en el reservorio, una vez que se pasa el punto burbuja. La liberación del gas ocurre también durante el ascenso del petróleo en el pozo y durante el pasaje a través de los separadores dispuestos en superficie, hasta llegar a las condiciones de presión y temperatura estándar. Se tratarán los dos procesos por separado.

En el yacimiento la disminución de la presión ocurre a temperatura constante T_R, la cual se verifica a partir de la progresiva extracción de los hidrocarburos desde un volumen que se puede considerar constante (volumen de reservorio). Este proceso se denomina, en la jerga petrolera, ”liberación diferencial”. Y para la definición de los parámetros asociados a este fenómeno, se

considera como unidad de medida un volumen de petróleo residual V_o al final del proceso de separación en condiciones estándar (CNPT) de 1 m^3.

Al disminuir la presión, se reduce el volumen de gas disuelto en el petróleo y en consecuencia el petróleo sufre también una contracción. En este contexto, se definen la solubilidad del gas en petróleo R_{sd} y el factor de volumen del petróleo B_{od} (asociados a la liberación diferencial). La R_{sd} se define como la cantidad de m^3 de gas (en condiciones estándar) que a la presión y temperatura de reservorio se encuentra en un volumen de petróleo que da origen a 1 m^3 de petróleo residual (V_o). El factor de volumen del petróleo B_{od} define el volumen en m^3 de petróleo y gas disuelto que al final del proceso de liberación diferencial que da origen a un volumen de petróleo residual unitario V_o en las condiciones estándar de presión y temperatura.

Por el otro lado en el proceso productivo, petróleo y gas ascienden a boca de pozo con una disminución de temperatura (debido a la dispersión de calor en las paredes del caño) y una disminución de presión por la pérdida hidrostática y dinámica. Sucesivamente el fluido es separado en una o varias etapas de separación, y finalmente el petróleo desgasado es separado y almacenado en condiciones normales de presión y temperatura. Este proceso es comúnmente llamado de "liberación flash", y a diferencia del caso anterior, tanto volumen como temperatura son variables, conservándose únicamente la masa total del petróleo y gas. A este proceso se le asocian la solubilidad del gas R_{sf} y el factor de volumen B_{of}.

En la Figura 1.5 se muestra la tendencia cualitativa de B_{od} y B_{of} (a) R_{sd} y R_{sf} (b) en función de la presión. Estas curvas pueden ser inferidas tanto en laboratorio a partir de experimentos PVT o utilizando algunas correlaciones experimentales que permiten el cálculo de manera fácil. El quiebre en todas las curvas ocurre en el punto burbuja.

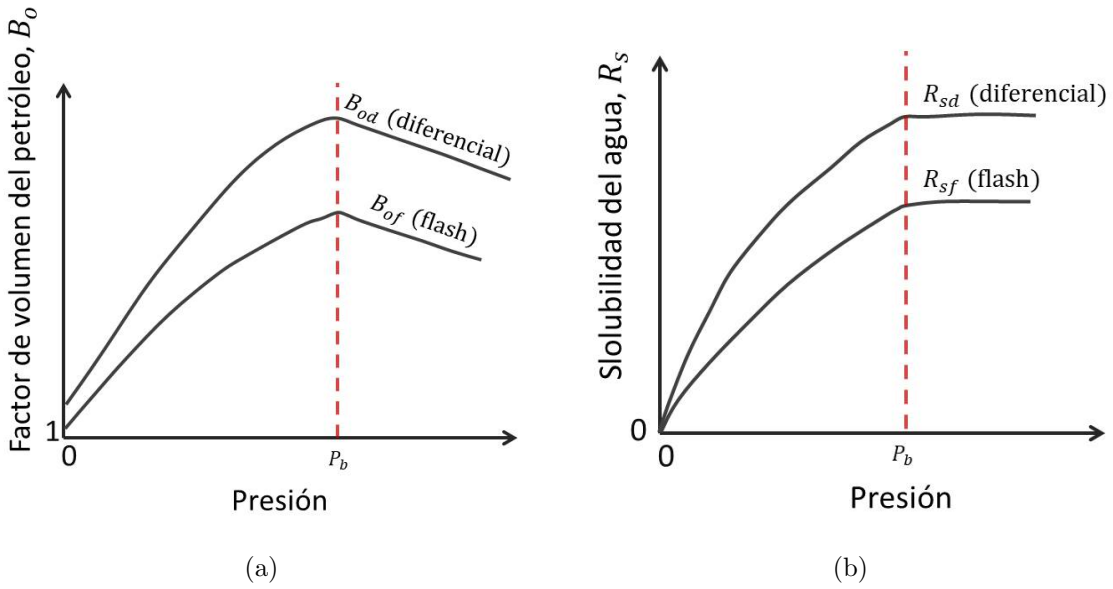


Figura 1.5: factores de volumen del petróleo (a) y solubilidad del agua (b) durante el proceso de liberación diferencial y flash que ocurren ante cambios de presión (a). El quiebre de las curvas se observa para la presión del punto burbuja. Este tipo de curvas son utilizadas para la determinación del factor de volumen del petróleo y la presión del punto burbuja en los ensayos PVT.

1.4. Régimen de flujo y caída de presión

Uno de los aspectos esenciales para la compresión y el estudio de la dinámica de los pozos de hidrocarburos, reside en la capacidad de estimar la caída de presión en el tubo de producción entre la boca de pozo y el fondo de pozo. En esta sección se mostrarán de manera resumida los cálculos de caída de presión en una tubería vertical para flujos monofásicos (para líquido y gas), y luego se plantearán las ecuaciones para el caso más complejo de flujo de dos fases. Este es el caso de interés puesto que en una de las mediciones con fibra óptica realizadas en un pozo productor de tight gas y de las cuales se mostrarán los resultados, la producción de gas venía acompañada por cantidades no despreciables de líquido (petróleo y agua).

1.4.1. Flujos monofásicos

Fluidos incompresibles

En el caso de un fluido ideal (sin viscosidad ni rozamiento) monofásico e incompresible, al plantear la conservación de la energía se obtiene la conocida ecuación de Bernoulli, la cual debe ser evaluada a lo largo de una línea de flujo

$$\frac{\rho v^2}{2} + \rho g z + P = C, \tag{1.10}$$

donde ρ es la densidad del fluido, v la velocidad, g la aceleración de la gravedad, z la altura, y p la presión. Al primer término se lo denomina presión dinámica y al segundo presión estática. En presencia de una cañeria vertical que no cambia de sección, para conocer la caída de presión, basta evaluar la ecuación en dos alturas diferentes obteniendo una caída de presión igual a la presión estática

$$\Delta P = \rho g \Delta z. \tag{1.11}$$

En el caso que el caño tenga un cambio de sección basta considerar la ecuación de continuidad (conservación de la masa), para relacionar la velocidad del fluido en las dos secciones, la cual es válida para los fluídos compresibles también

$$\rho_1 v_1 A_1 = \rho_2 v_2 A_2, \tag{1.12}$$

donde $\rho_{1,2}$, $v_{1,2}$, $A_{1,2}$ son la densidad, velocidad y área en las dos secciones del caño, y para un fluido incompresible vale que $\rho_1 = \rho_2$. En este caso además de la caída de presión estática, se debe considerar la presión dinámica debido al cambio de la velocidad del fluido (originada por el cambio de sección de la tubería).

En ambos casos, con tubería que mantiene o cambia su sección, se está despreciando la caída de presión debido a los términos de pérdida originados por la fricción del fluido con las paredes de la tubería. Si se tienen en cuenta los términos de fricción, se considera la ecuación de Darcy–Weisbach, que relaciona la caída de presión con los parámetros de la tubería (rugosidad y diámetro D) y del tipo de flujo definido a partir del término de fricción de Darcy (f_D) [3]

$$\Delta P_{friccion} = \Delta z f_D \frac{\rho}{2} \frac{\langle v \rangle^2}{D}, \tag{1.13}$$

donde el término de fricción de Darcy f_D es característico para cada tipo de flujo y composición de los fluidos y depende del número de Reynolds.

Fluidos compresibles

En caso de que se trate de un fluido compresible se debe considerar la forma diferencial de la ecuación de conservación de la energía, la cual para el caso estacionario establece que

$$\rho v dv + \rho g dz + dP_{friccion} + dP = 0, \tag{1.14}$$

donde el primer término corresponde a la presión dinámica, el segundo a la presión estática y el tercero a las pérdidas por fricción. Si se integra esta ecuación se obtiene el siguiente resultado [2]

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{1}{\rho} dP + g\Delta h + \frac{\Delta v^2}{2} + W_{friccion} = 0, \tag{1.15}$$

donde $W_{friccion}$ es el trabajo asociado a las pérdidas por fricción. Para poder resolver esta ecuación se debe poder relacionar la densidad ρ con la presión P, que en el caso de los gases ideales puede ser hecho utilizando la ley de los gases ideales y puede ser simplificada asumiendo que la ecuación se resuelve en una isoterma. A diferencia del caso incompresible, a priori el término asociado a la presión dinámica debe ser tenido en cuenta dado que la presión del gas en superficie es menor favoreciendo su expansión a medida que asciende.

1.4.2. Flujos bifásicos

En casos de flujos más complejos, como son los pozos productores de gas y líquido (petróleo y agua), en donde están presentes dos fases, el problema no puede ser resuelto utilizando las ecuaciones arriba descriptas y el problema debe ser abordado desde otro enfoque. Debido a esta complejidad, históricamente el problema de la caída de presión en pozos productores fue encarado utilizando correlaciones empíricas. En la actualidad el enfoque está puesto en la aplicación de modelos con parámetros característicos del fluido y de los caudales, previa determinación del patrón de flujo del pozo productor. En este caso se hará mención al trabajo realizado por A.S. Kaya [4], el cual es utilizado por los ingenieros de reservorios de YPF para la estimación de la caída de presión en algunos tipos de pozos productores. En particular, las predicciones de caída de presión fueron validadas satisfactoriamente con mediciones de PLT (*Production Logging Tool*) para los pozos de condensado retrógrado del yacimiento de Estación Fernández Oro (EFO), en el cual se realizó la medición con fibra óptica.

Régimen de flujo

Como se acaba de mencionar antes de poder aplicar los modelos para obtener la caída de la presión en fondo de pozo es necesario determinar el régimen de flujo del pozo productor. Comúnmente los régimenes de flujo de dos fases se esquematizan como en las ilustraciones de la Figura 1.6 y de los cuales se hará una breve descripción.

1. Flujo burbuja (*bubble flow*): la fase gaseosa se distribuye en la fase líquida y existe poco movimiento relativo entre las dos fases. En caso de que las burbujas de gas se agregan entre ellas, la fase gaseosa es más rápida y atraviesa la fase líquida.

2. Flujo tapón o intermitente (*slug flow*): la fase de gaseosa y fase líquida se encuentran separadas entre ellas. Grandes bolsones de gas vienen separados por tapones de líquido, por lo que la producción es estratificada. En caso de tuberías verticales, el tapón tiene forma de bala con simetría axial que acupa toda la sección del caño.

3. Flujo agitado (*churn flow*): la fase gaseosa asciende por la tubería en grandes bolsones de gas con burbujas de líquido. La mayor parte de la fase líquida asciende por las paredes de la tubería. El flujo se puede considerar caótico, parecido a una mezcla espumosa donde ninguna de las fases es continua. Los bolsones de gas son inestables y tienen formas alargadas. Este flujo se observa para velocidades de gas altas.

4. Flujo anular (*annular flow)*: la fase gaseosa asciende por el medio de la tubería y la fase líquida lo hace en una fina película en contacto con las paredes de la tubería. Este tipo de flujo se observa para altas velocidades de la fase gaseosa, y en caso que sea muy alta puede favorecer un flujo de niebla o emulsión, en donde el líquido ya no viaja por las paredes.

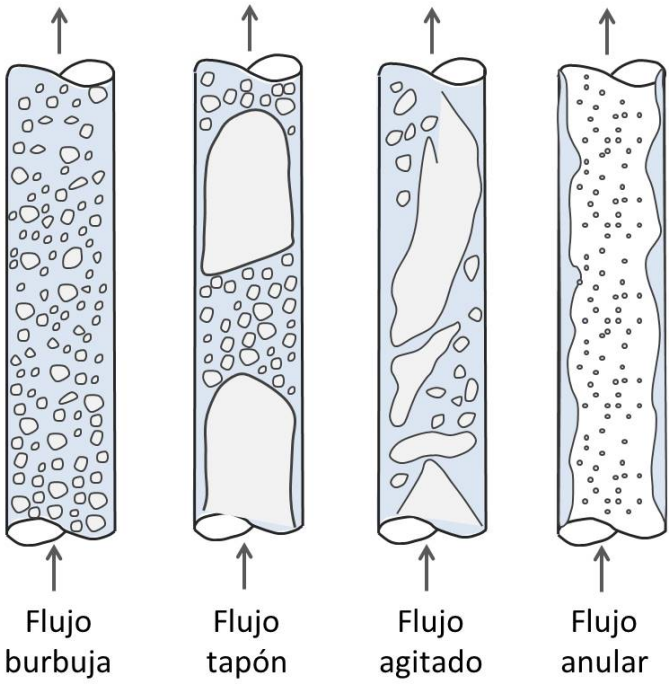


Figura 1.6: distintos tipos de flujos que se observan en la tubería de producción de los pozos de hidrocarburos propuestos por Ansari [5].

Correlación de Ansari

Para estimar el régimen de flujo a partir de los datos de caudal de las fases en superficie se utilizan los resultados de la correlación propuesta por Ansari [5], los cuales tienen aceptable validez para los yacimientos de EFO. En este trabajo se muestran los distintos regímenes de flujo en el plano definido por la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial del gas, entendidas simplemente como el caudal volumétrico del líquido y del gas sobre la sección del caño respectivamente. De esta manera, se obtiene el gráfico de la Figura 1.7, donde se observan algunos de los regímenes de flujo descriptos previamente.

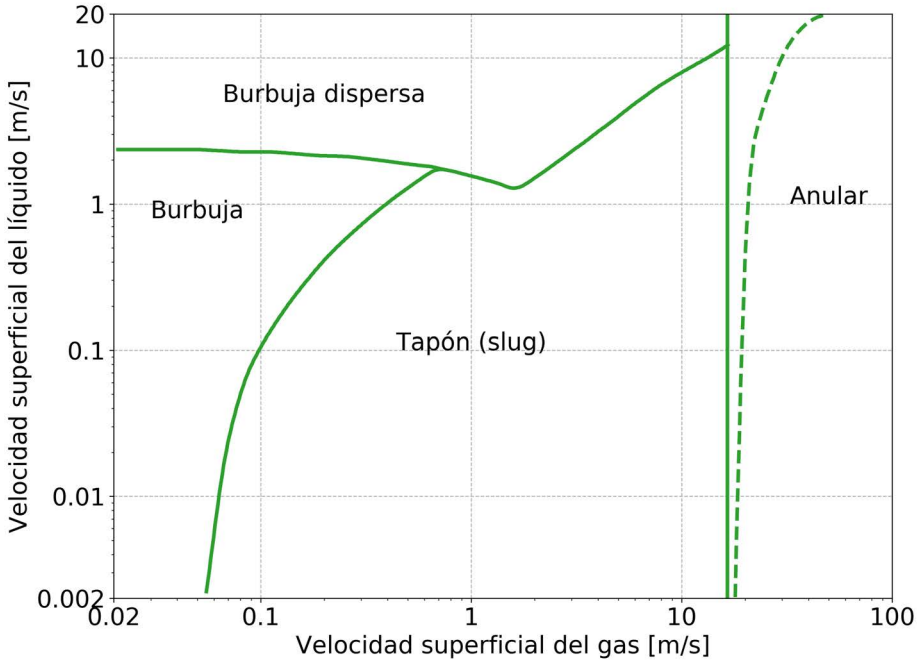


Figura 1.7: tipos de flujos en el espacio de velocidades de las fases líquido y gaseosa propuesto por Ansari [5].

Caída de presión en flujo de dos fases

Una vez definidos los regímenes de flujo, es necesario determinar en cual de ellos se encuentra el pozo productor para aplicar el modelo correspondiente, a fin de estimar la caída de presión en la cañería. Esto se hará brevemente para el caso de flujo tapón o intermitente (*slug flow*) el cual, como veremos, será el predominante en el pozo productor elegido para la medición con fibra óptica. En el trabajo mencionado [4] se definen ciertos parámetros del flujo tapón, los cuales se ilustran en el gráfico de la Figura 1.8.

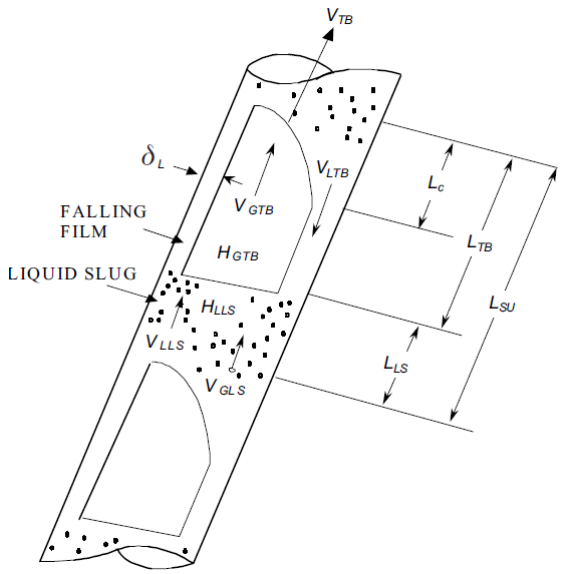


Figura 1.8: definición de los parámetros característicos en el flujo tapón (slug) utilizados para la obtención de la caída de presión entre boca de pozo y fondo de pozo con el modelo descripto por Kaya [4].

A partir de plantear las ecuaciones de balance de masa y volumen, los autores llegan a la siguiente expresión para el gradiente de presión de toda la unidad tapón (columna de líquido + columna de gas)

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_t = \frac{L_{LS}}{L_{SU}}\rho_{LS} g sin(\theta) + \frac{L_{LS}}{L_{SU}}\frac{f_M \rho_{LS} {v_M}^2}{2D}, \tag{1.16}$$

donde L_{SU} es la suma de altura de la columna de gas y la altura de la columna de líquido (L_{SL}), ρ_{LS} es la densidad del líquido, θ el ángulo de inclinación de la cañería, f_M es un término de fricción, D el diámetro de la cañería y v_M la velocidad media del slug. Como puede observarse, el primer término representa la caída de presión debido a la columna de fluido (término fluidoestático), mientras el segundo representa el término de fricción. Cabe destacar que estos parámetros están evaluados a temperatura constante y a fondo de pozo, por lo que la resolución se obtiene al considerar el problema inverso. Es decir, al variar la presión en fondo, y por consiguiente los coeficientes de volumen obtenidos con el PVT, se debe encontrar el valor de presión que mejor ajusta los valores de caudal en boca de pozo, los cuales determinan la longitud de las columnas de gas y líquidos consideradas en la ecuación. Al hacer esto se está suponiendo que todo el líquido viaja por el slug y que la proporción de líquido disuelto en gas es despreciable. También se debe notar que el parámetro relevante en la relación es el cociente entre las longitudes de la columna total y la de líquido, y por lo tanto no se aporta información sobre la longitudes absolutas de ambas columnas, es decir sobre la frecuencia de los slugs.

Esta correlación, con correcciones realizadas por los ingenieros de reservorios de YPF [1], fue validada con las mediciones de fondo de pozo efectuadas con PLTs en más de 50 pozos en los yaciemientos de EFO, y por lo tanto se usará para estimar la presión en fondo de pozo a partir de la medida en boca. Gracias a esta relación es posible estimar el caudal en fondo de pozo, que en el caso que esté produciendo en régimen tapón (slug) se puede suponer que la velocidad

[1] Las correcciones en la correlación fueron realizadas específicamente para los pozos productores de tight gas del yacimiento de EFO por los ingenieros de reservorio Julieta Bilkis y Emilio Orte.

de todas fases es la misma. De esta manera, el caudal volumétrico queda determinado por la siguiente relación

$$\begin{aligned} Q_{tot-sep}[P_{FP}] = & Q_{gas-sep}[P_{CNPT}]B_{gas}[P_{FP}]+ \\ & + Q_{water-sep}[P_{CNPT}]B_{water}[P_{FP}]+ \\ & + Q_{oil-sep}[P_{CNPT}]B_{oil}[P_{FP}], \end{aligned} \tag{1.17}$$

donde $Q_{tot-sep}[P_{FP}]$, $Q_{gas-sep}[P_{CNPT}]$, $Q_{water-sep}[P_{CNPT}]$, $Q_{oil-sep}[P_{CNPT}]$ son el caudal total, gas, agua y petróleo del separador respectyivamente, evaludados en la presión de fondo y en condiciones normales de presión y temperatura (P_{FP} y P_{CNPT}). Y $B_{gas}[P_{fondo}]$, $B_{water}[P_{FP}]$, $B_{oil}[P_{FP}]$ son los coeficientes volumétricos evaluados a la presión del fondo del pozo.

1.5. Producción de petróleo y gas

1.5.1. Yacimientos convencionales y no convencionales

En la primera parte de este capítulo se introdujeron los conceptos básicos en la formación de los hidrocarburos y se hizo mención a las condiciones para la existencia de los reservorios. Estos tipos de reservorios constituyen un ejemplo de yacimiento convencional. En estos la alta porosidad y sobre todo la alta permeabilidad de la roca permiten que al generarse el gradiente de presión diferencial existente entre el reservorio y el fondo del pozo (*drawdown*), los hidrocarburos fluyan hacia el caño sin la necesidad de modificar las propiedades físicas de la roca de manera artificial. En los casos en los cuales la permeabilidad de la roca es baja y el gradiente de presión diferencial no es suficiente a permitir la producción de hidrocarburos, se está en presencia de yacimientos "no convencionales". En estos casos son necesarios métodos de explotación no convencionales, que consisten en la estimulación artificial de la roca reservorio a fin de provocar su fracturación logrando cambiar la propiedades físicas de la misma. Para favorecer la afluencia de los hidrocarburos a los pozos, se realizan fracturas hidraúlicas (*fracking*) consistentes en la inyección de agua y arenas a alta presión para generar fracturas en la roca que aumentan su permeabilidad. En este proceso el agua realiza la fractura de la roca, mientras que la arena hace las veces de agente de sostén a fin de evitar que las fracturas vuelvan a cerrarse.

En la Figura 1.9 se muestran de manera ilustrativa los distintos tipos de pétroleo y gas en un mapa de permeabilidad de la roca y viscosidad del fluido, donde se muestra a grandes rasgos los límites de los yacimientos convencionales y no convencionales. De este diagrama se hará una breve mención a los tipos de reservorios tight y shale, los cuales revisten gran importancia en el actual mapa de producción en Argentina. El tight gas (o gas de arenas compactas) se utiliza para describir reservorios mayormente arenosos de muy baja permeabilidad al gas. Generalmente son reservorios semiconfinados, en los cuales bajo condiciones de sobrepresión, el gas acumulado en las rocas presenta bajas condiciones para la migración hacia zonas más someras (es decir, más superficiales). El shale gas y shale oil (gas y petróleo de lutitas) son reservorios de roca de grano fino, ricas en materia orgánica (lutitas), en donde la roca generadora (o roca madre) funciona como reservorio y sello a la misma vez [6].

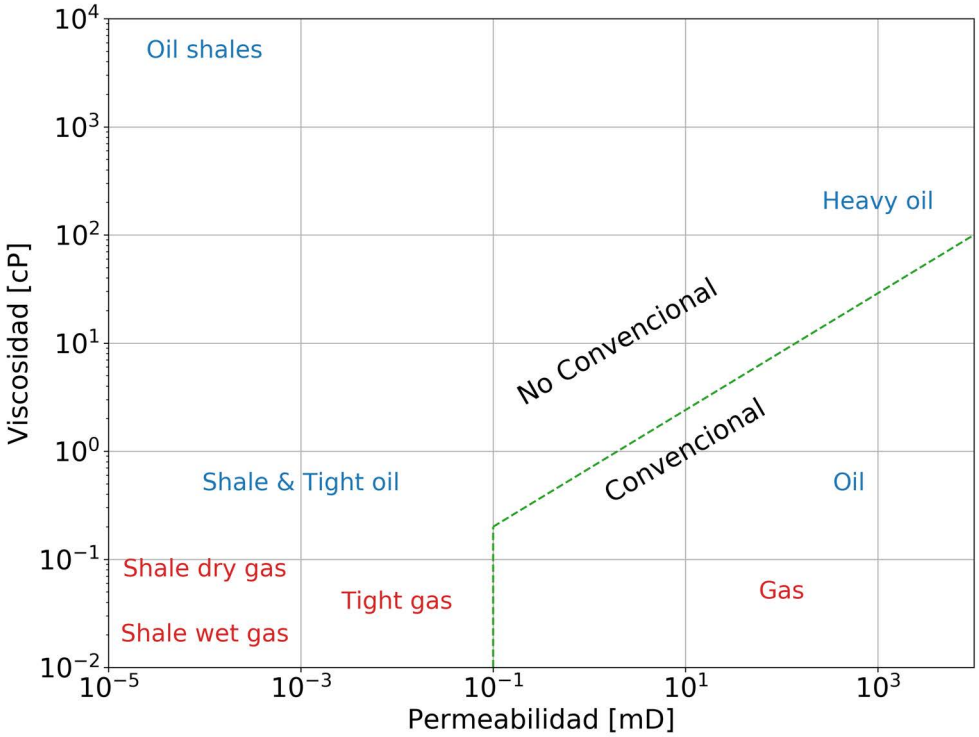


Figura 1.9: definición de yacimientos convencionales y no convencionales en el espacio de permeabilidad y viscosidad propuesto por Cander [7].

Además de las diferentes propiedades físicas de las rocas que constituyen los yacimientos convencionales y no convencionales, y de las diferentes condiciones de entrampamiento de los hidrocarburos en los reservorios, existen diferencias en los métodos de producción, en las tecnologías empleadas, y en los costos asociados a ellas.

1.5.2. Pozo productor de petróleo y gas

En esta sección se describirán brevemente las distintas etapas de la construcción de un pozo petrolero con el fin de introducir las distintas partes que lo componen y de las cuales se hará referencia a lo largo de este trabajo. Debido a que el fin de esta sección es simplemente ilustrativa de las partes del pozo, no se hará mención a las etapas previas a la perforación de pozos productores, es decir a la etapa de exploración. En primer lugar se tratará la perforación del pozo, luego a los procesos de entubación y cementación, y por último al cabezal o árbol de navidad del pozo. Con el fin de poner en contexto las mediciones de fibra óptica realizadas en un pozo de tight gas en la localidad de Estación Fernandez Oro (EFO) en Rio Negro, se hará mención a la estimulación hidraúlica (*fracking*) realizada en pozos productores de yacimientos no convencionales. En la Figura 1.10 se muestra un esquema simplificado de un pozo terminado con las distintas partes que las componen, y de las cuales se hará mención en los apartados siguientes.

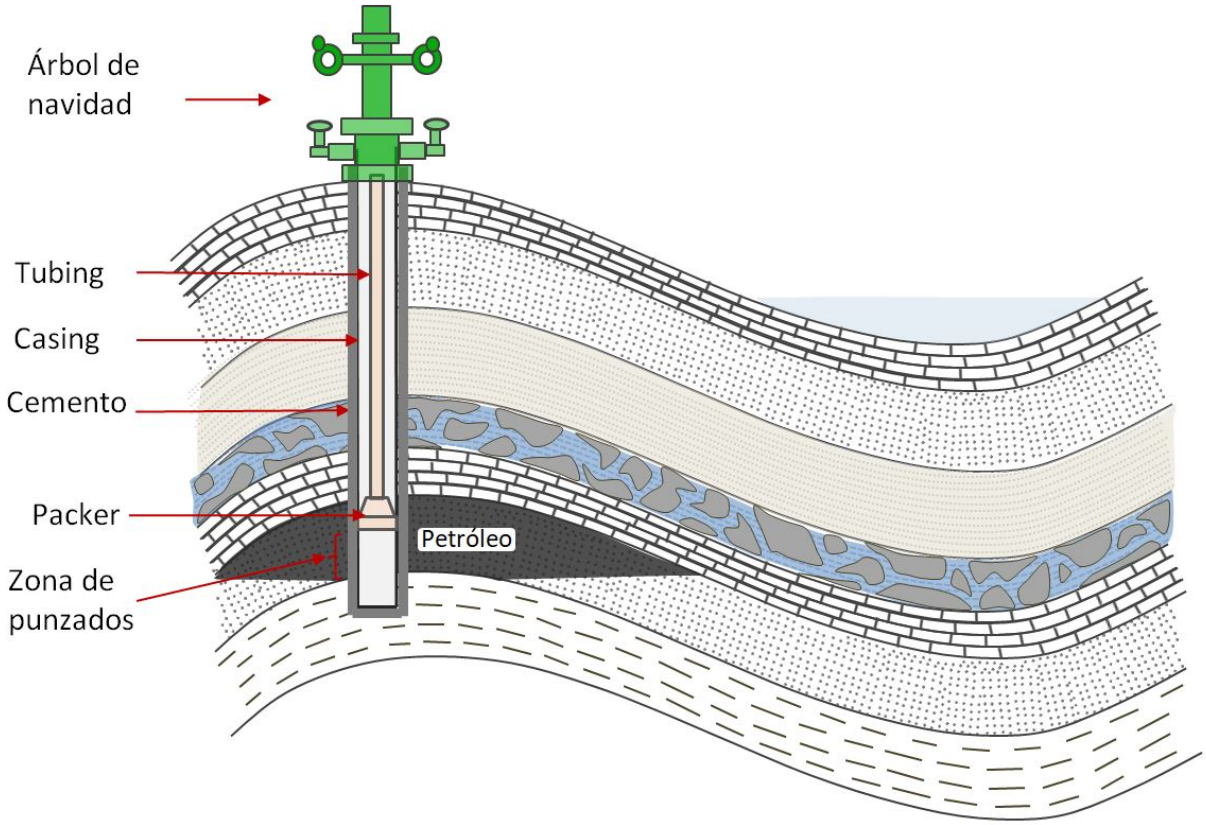


Figura 1.10: esquema de pozo surgente de hidrocarburos y las distintas partes que lo componen.

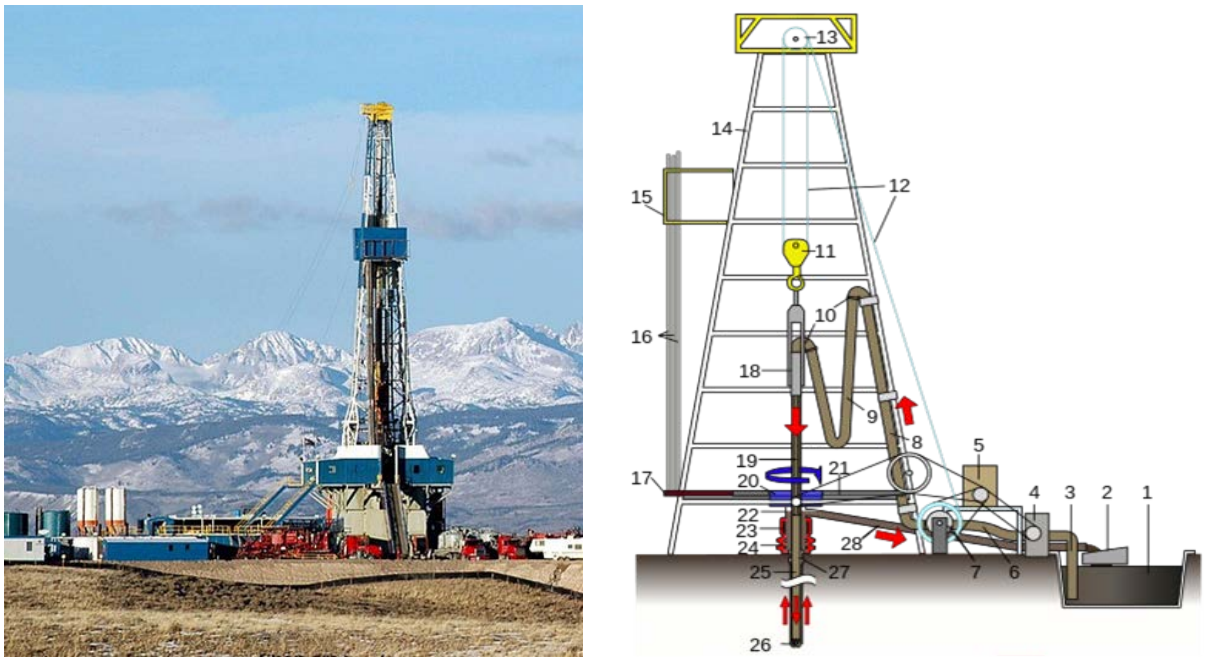
Perforación

La primera etapa en la realización del pozo de hidrocarburos es la instalación de la torre de perforación, cuyo tamaño y costo dependen de la profundidad del pozo a realizar debido a la potencia máxima que puede entregar el equipo de perforación y el peso máximo de tuberías que la torre puede soportar. El equipo de perforación (o sarta de perforación) consta en su parte inferior del arreglo de fondo que incluye entre otros elementos de una broca utilizada para triturar la roca, los estabilizadores para incrementar la rigidez de la herramienta y los rectificadores para mantener o ensanchar el diámetro del pozo.

El arreglo de fondo cuelga de una serie de caños que hacen parte de la columna de perforación. A ésta se acopla un vástago de perforación, el cual a su vez se acopla a una unidad de mando rotativa que tiene la función de hacer girar el vástago, y con éste la sarta de perforación. A medida que la broca tritura la roca y penetra por el subsuelo, desde la superficie se van agregando tramos de caños a la columna de perforación que se alarga a medida que la herramienta desciende. De igual manera se van agregando los tramos de la tubería de revestimiento (*casing*) que es un caño de acero de un diámetro menor al generado por la broca, el cual es utilizado para evitar colapsos durante la perforación, proteger la tubería de producción (tubing) y aislar el pozo de la formación luego de la cementación. A medida que se desciende además se van colocando centralizadores para asegurar que haya espacio entre el casing y la formación, y asegurar el pasaje del cemento en la operación siguiente.

Para lubricar y enfriar la broca se bombea fluido de perforación, o lodo, por medio de la columna que sostiene la sarta de perforación. El lodo además tiene la función de transportar

hacia arriba los recortes de roca generados por la broca, los cuales ascienden por el espacio anular entre el caño y la tubería de revestimiento (casing). Controlando la densidad del lodo, y así también el peso de la columna de fluido, se contrarresta la presión en fondo de pozo evitando la entrada de fluido de formación debido a la diferencia de presión. El lodo en superficie se filtra, de manera de retirar la roca de formación removida, y luego es reinyectado con bombas en la superficie. En la Figura 1.11 se muestra un esquema simplificado de una torre de perforación y las partes que la componen.



(a) (b)

Figura 1.11: (a) Torre de perforación y (b) esquema de torre de perforación: 1. Tanque de lodo o pileta, 2. Temblorinas o Zarandas, 3. Línea de succión de la bomba de lodo, 4. Bomba de lodo, 5. Motor, 6. Manguera de la bomba, 7. Carrete del aparejo, 8. Línea vertical, 9. Manguera de lodo, 10. cuello de cisne, 11. Aparejo, 12. Cable del aparejo, 13. Bloque corona, 14. Estructura, 15. Changuera o Piso de enganche, 16. Lingadas, 17. Rack, 18. Conexión de lodo giratoria, 19. Barra de perforación, 20. Mesa rotaria, 21. Piso de perforación, 22. Bell nipple, 23. Válvula (BOP) anular, 24. Válvula (BOPs) ciega y de cañería, 25. Sarta de perforación, 26. Barrena (Trépano), 27. Cabeza del casing, 28. Línea de retorno de lodo. Imágenes tomadas de la Ref. [8].

Cementación

Luego de realizado el pozo y colocado el casing se procede a una parte importante antes de la terminación del pozo, que es la cementación. Este procedimiento proporciona un sello hidráulico que impide no sólo la comunicación de las capas en la zona productiva del pozo, sino también la comunicación de los fluidos que se encuentran a distintas profundidades a lo largo del pozo, y que por la diferencia de presión tenderían a surgir en la superficie. Además de proporcionar un buen anclaje y sustentación al casing, la cementación protege a la tubería de revestimiento de los fluidos de formación que pueden ser corrosivos.

La operación de cementación tiene por objetivos: remover los fluidos de perforación del casing y del pozo, crear la capa de cemento entre el espacio anular entre el casing y la formación, y llenar el interior de la tubería con fluido de producción o agua. Para el bombeo del cemento a

través del casing suelen colocarse distintos tapones para evitar el contacto del cemento tanto con el fluido de perforación como con el de producción. Una vez que el cemento fragua en aproximadamente 24 hs, y luego de realizados distintos testeos de integridad y calidad de la cementación, se puede proceder a la terminación del pozo.

Terminación

Finalizada la cementación se procede a la etapa de terminación del pozo que consiste entre otros procedimientos en el çañoneo.º en el disparo del casing y de la pared de cemento en el fondo del pozo para hacer posible la comunicación entre la formación y el pozo, y posibilitar la producción de hidrocarburos. La operación de disparo (o punzados) consiste en el disparo de cargas explosivas capaces de romper no solo el casing y el cemento, sino también penetrar en la formación para permitir el ingreso de fluido a través de él. Entre las variables que deben ser tenidas en cuenta, no sólo están la longitud de penetración, la cantidad de disparos, el diámetro de los orificios y al ángulo entre ellos; también debe ser controlado el desbalance de presión entre fondo de pozo y yacimiento para asegurar la remoción de los residuos de los disparos.

Finalizada la etapa de disparos, se hará referencia a la colocación de la tubería de producción (*tubing*) la cual consiste en un caño de acero de menor diámetro del casing la cual desciende hasta una profundidad un poco superior al punzado superior. El tubing es el caño por donde, luego de abierto el pozo, fluyen los hidrocarburos producidos hacía la superficie y es colocado para aislar eficazmente la producción de la formación. La aislación entre tubing y casing se encuentra en la parte inferior del tubing mediante un empaquetador (*packer*), el cual primero se sujeta al casing y luego sella el espacio existente entre los dos caños con un sello hidráulico conformado por elementos elastoméricos expansibles. En la Figura 1.12 se muestra un esquema simplificado del fondo del pozo.

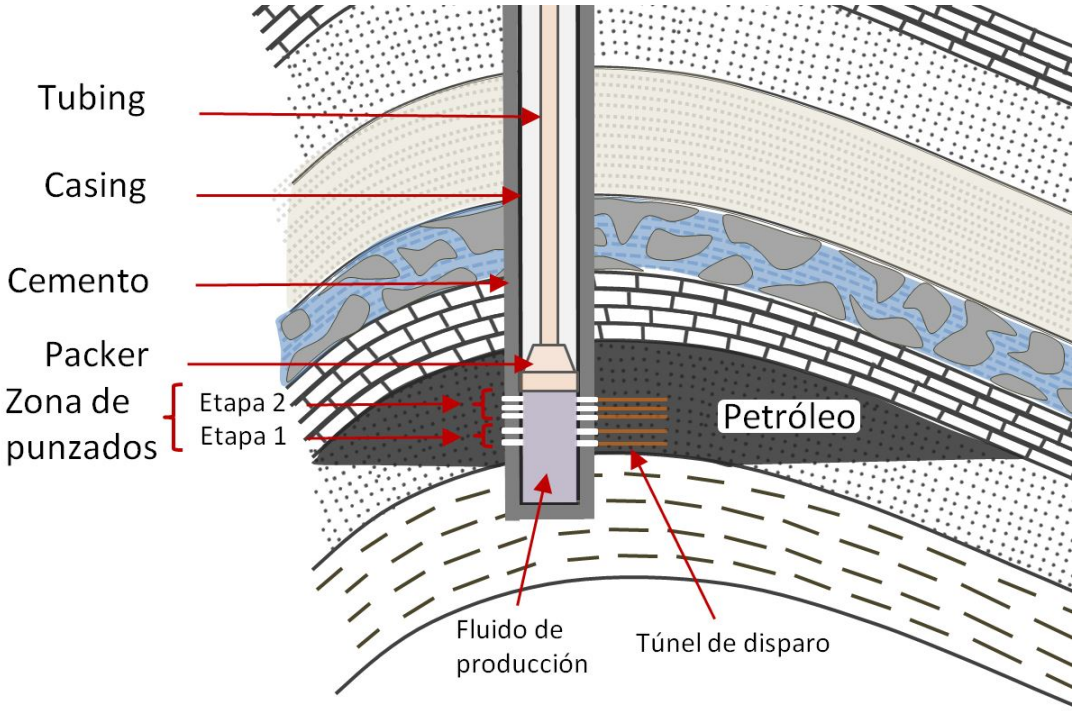
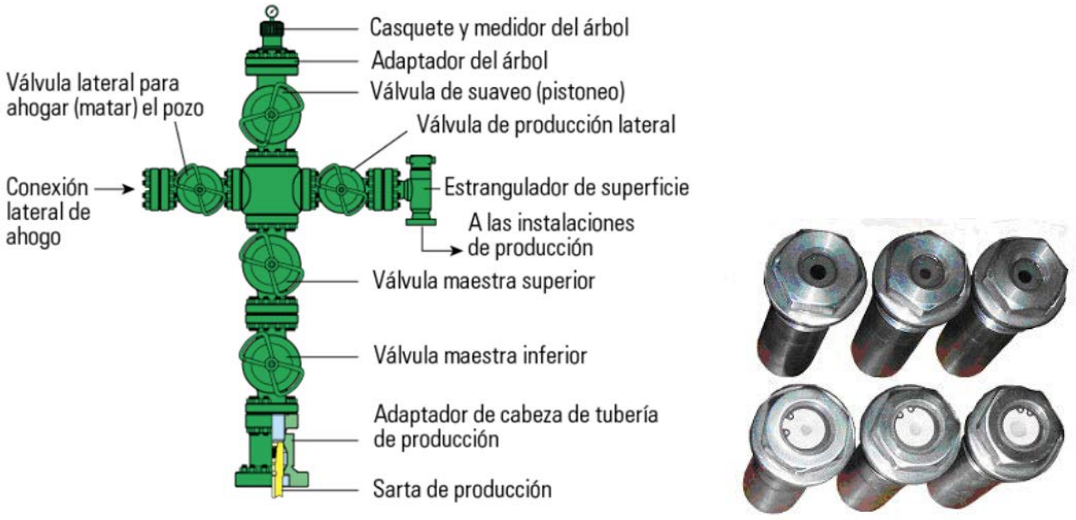


Figura 1.12: esquema básico de las partes de un pozo de hidrocarburos. El empaquetador (packer) es utilizado para conectar tubing y casing en el fondo del pozo, evitando la comunicación entre ellos en la parte superior del pozo.

Árbol de navidad

Por último, se hace mención del denominado árbol de navidad, que no es más que el conjunto de bridas y válvulas que se conectan a la tubería de producción (tubing) y a la tubería de revestimiento (casing) para controlar el flujo de los fluidos de formación. Entre los distintos accesorios, se debe mencionar el estrangulador de orificio, que consiste en una cámara dentro del árbol de navidad donde se coloca el orificio (*choke*) de diámetro fijo por el cual deben pasar todos los fluidos de producción. El orificio consiste en un cilindro ahuecado de distintos diámetros, y fabricado típicamente de metal templado, que obstruye la salida de los fluidos hacia el caño de producción, afectando no sólo el caudal de producción del pozo sino también la presión en boca de pozo (y fondo de pozo). En la Figura 1.13 se muestra un esquema de árbol de navidad (a) y al lado orificios de distinto tamaño de diámetro (b).



(a) (b)

Figura 1.13: árbol de navidad de pozo surgente (a) donde se distinguen las distintas bridas y válvulas utilizadas para el control del flujo (esquema tomado de Schlumberger [9]). En el estrangulador de superficie se coloca el orificio (b), con el cual se regula el caudal de producción y la presión en boca de pozo.

Estimulación hidráulica

En el caso de trabajar en yacimientos no convencionales es necesaria la estimulación hidráulica (*fracking*) de la formación a fin de aumentar la permeabilidad de la roca, siendo que la presión de reservorio no es suficiente para generar un caudal de hidrocarburos que sea rentable. El *fracking* se realiza inyectando fluido de fractura a la formación a alta presión, fluido que está compuesto por agua, distintos químicos y arena utilizada como agente de sostén para evitar que la fractura se cierre sobre sí misma una vez finalizado el bombeo. La finalidad de los aditivos químicos son varias, y de variada toxicidad, entre ellas se encuentran: evitar la corrosión de las instalaciones, limpiar las perforaciones, reducir la fricción del fluido con la cañería para aumentar la eficiencia de las bombas, eliminar las bacterias del agua, entre otras. Si bien depende de la formación y del tipo de pozo, se estima que la cantidad de agua inyectada por etapa en un pozo de *shale oil* es de 1000 m^3, mientras que en el caso de tight gas es de 400 m^3. Dependiendo si el pozo es vertical u horizontal, el consumo total de agua puede llegar a ser de 5000 m^3 y 30000 m^3 por pozo respectivamente. Una vez abierto el pozo, los fluidos producidos son una

mezcla de hidrocarburos, agua de formación y fluido de inyección, los cuales estos últimos son separados en superficie en grandes pilotones para su posterior tratamiento. En la Figura 1.14 se muestra un esquema simplificado de un pozo en un yacimiento no convencional.

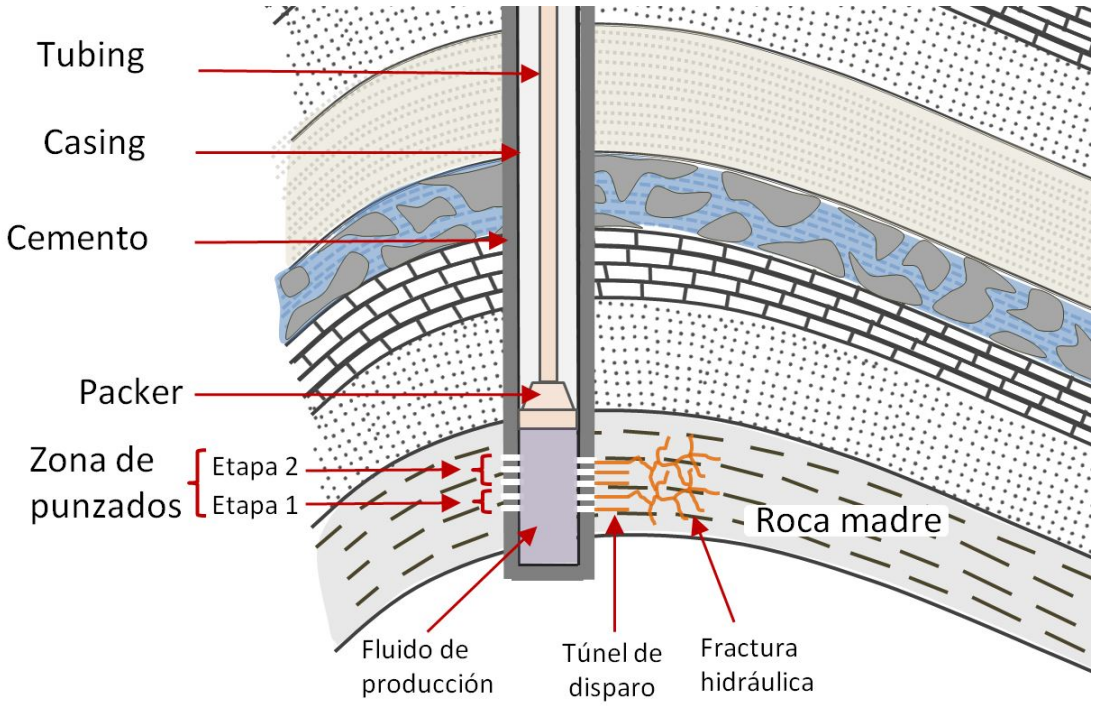


Figura 1.14: esquema básico de las partes de un pozo de hidrocarburos no convencionales. Luego de realizar los punzados se realiza la fractura hidráulica en la roca donde están atrapados los hidrocarburos con el fin de aumentar la permeabilidad.

1.5.3. Pozo inyector de fluidos

El pozo inyector de fluido no difiere en su esquema a un pozo productor, de hecho en la explotación de yacimiento convencionales, muchos de los pozos productores son renconvertidos en pozos inyectores. En esta sección se describirán brevemente las etapas de producción en yacimientos convencionales, haciendo referencias a las etapas de recuperación primaria y secundaria. Esta breve descripción será de utilidad para poner en contexto las mediciones de fibra óptica realizadas en distintos pozos inyectores.

Recuperación primaria

La recuperación primaria corresponde a la primera etapa en la producción de los hidrocarburos, en la cual la presión del yacimiento es muy superior a la presión en el fondo de pozo favoreciendo la colección de los fluidos a través del caño debido al gradiente de presión. A esta elevada presión diferencial, existente entre el yacimiento y fondo de pozo, le corresponde una diferencia de presión entre la superficie y el fondo del pozo suficiente para que los fluidos asciendan hacia boca de pozo. Sin embargo a medida que el pozo comienza a producir, se verifica una disminución de la presión de reservorio y una disminución de la presión diferencial la cual provoca un descenso constante de los niveles de caudal de los fluidos. Por lo tanto para reactivar la producción es necesario reducir la presión en fondo de pozo o aumentar la presión diferencial por métodos de levantamiento como los provistos por la utilización de bombas de varilla o sumergibles. A estos métodos de producción se los denomina recuperación primaria",

y son utilizados hasta que la presión de reservorio es demasiado baja y la producción de los hidrocarburos no es rentable. Durante la etapa de producción primaria se obtiene una pequeña fracción del total de los hidrocarburos del yacimiento, y la producción de petróleo no supera típicamente el 10 % del total.

Recuperación secundaria y terciaria

La segunda etapa de producción consiste en la utilización de un fluido externo para su inyección en la roca de reservorio, utilizando pozos inyectores adyacentes al pozo productor. Al inyectar el agua o gas en la roca que está conectada con el pozo productor, el fluido mantiene la presión de reservorio y desplaza los hidrocarburos remanentes hacía el pozo productor. La etapa de producción secundaria dura hasta que la producción en el pozo productor es mayormente agua y la extracción de fluido deja de ser rentable. La utilización sucesiva de los procesos de recuperación primaria y secundaria permiten obtener desde el 15 % al 40 % de los hidrocarburos del lugar. Además de la utilización de agua, es usual la utilización de líquido con agregados como ser distintos tipos de polímeros disueltos para mejorar el poder de arrastre del fluido, proceso que se denomina generalmente .etapa de recuperación terciaria". Este es el caso del yacimiento de Grimbeek ubicado en las cercanías de Comodoro Rivadavia (Chubut), donde se realizaron mediciones con los equipos de DTS y DVS en cuatro pozos inyectores con el fin de estudiar el perfil de inyección de fluido. En la Figura 1.15 se muestra un esquema simplificado de la etapa de producción secundaria en yacimientos convencionales.

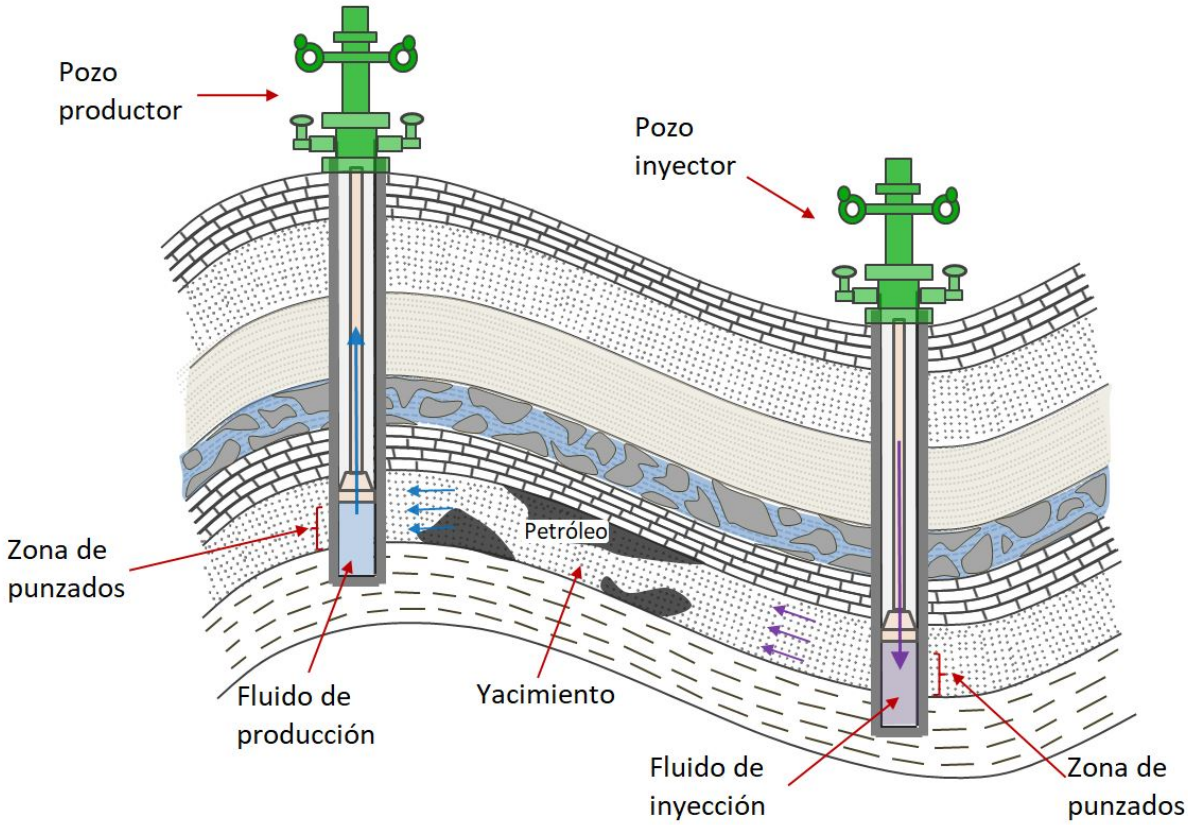


Figura 1.15: esquema básico de producción de yacimientos convencionales en la etapa de recuperación secundaria.

1.6. Análisis de laboratorio

1.6.1. PVT

Los análisis PVT se realizan para caracterizar los fluidos en los reservorios con vistas a poder determinar qué tipo de hidrocarburos se podrán producir y cual será la evolución del reservorio a medida que se comience la producción. La caracterización de los fluidos por composición, densidad, viscosidad y compresibilidad en función de la presión y temperatura permite predecir el comportamiento de los fluidos en el reservorio, en los caños del pozo, en el separador y en las cañerias utilizadas para el transporte de los hidrocarburos desde los yacimientos hasta los tanques de almacenamiento.

Las dos condiciones de presión que se buscan simular en el laboratorio corresponden a cambios lentos y rápidos de presión, los cuales fueron mencionados en la secciones anteriores, y que dan lugar a los procesos de liberación diferencial y flash respectivamente. En el primer caso, la caída lenta de la presión provoca que la separación del gas del petróleo se verifique de forma estratificada observándose una interfase entre la fases líquidas y gaseosas. En el segundo caso, la caída abrupta de la presión provoca una separación del gas diluído en líquido, pero en este caso las dos fases se mantienen en contacto.

Cuando la presión de reservorio cae por debajo del punto burbuja, se dan las condiciones de liberación flash en donde el gas se libera de la solución y queda atrapado en los poros en contacto con el petróleo. Mientras tanto el petróleo monofásico sigue fluyendo a través del caño, con pequeñas diferencias en su composición respecto al fluido extraído en las primeras etapas de producción. Cuando el gas comienza a acumularse y alcanza el punto crítico de saturación, éste comienza a fluir por la tubería y se está en condiciones de liberación diferencial. La liberación flash se da también en la tubería y en el separador, donde la caída abrupta de la presión provoca la liberación del gas presente en el petróleo con la dos fases en contacto.

Punto burbuja

La determinación del punto burbuja se realiza en condiciones de liberación flash, en donde se considera un pequeño volumen de fluido de reservorio (alrededor de 100 cm^3) proveniente de una muestra tomada en el fondo del pozo o luego de la recombinación de los fluidos de superficie obtenidos con el separador. La muestra se dispone en una celda de mercurio a alta presión, mantenida a condiciones de temperatura y presión por arriba de las de reservorio, la cual decrece a medida que se retira el mercurio de la celda. Por cada cambio de volumen, se registra el cambio de presión. Antes de llegar al punto burbuja, ante aumentos pequeños de volumen se observan descensos bruscos en la presión, una vez superado el punto burbuja a medida que se aumenta el volumen el descenso de presión es más lento. De esta manera se define la presión del punto burbuja, el valor en el cual se observa un quiebre en la curva V vs. P.

Factores de volumen

La determinación de los factores de volumen del petróleo y del gas también se realizan en condiciones de liberación diferencial y flash. Donde el primero está asociado al comportamiento de los fluidos en el reservorio, y el segundo en el caño y en el separador. El esquema experimental para la medición de los factores de volumen en ambas condiciones es prácticamente el mismo (Figura 1.16). La única diferencia es que, en el caso de la liberación flas,h la presión inicial está por encima del punto burbuja y la celda se mantiene cerrada; mientras, en el caso de la liberación diferencial, la presión inicial es la del punto burbuja y la celda se abre para permitir el escape del gas (y luego se reduce el volumen para mantener la presión constante). En cada

paso de la medición en la cual se reduce la presión de la celda, son medidos los volúmenes de petróleo y gas libre, el cual también es medido en condiciones estándar de presión y temperatura. Luego de algunos pasos se llega a condiciones de presión atmosféricas en la cual se obtiene una muestra de petróleo residual. Por último, se hace descender la temperatura desde la de reservorio a ambiente y se registran nuevamente los volúmenes de las fases. Una vez realizadas las mediciones se obtienen los coeficientes de solubilidad del gas, y los factores de volumen del petróleo y gas en las condiciones flash y diferencial: R_{sf}, R_{sd}, B_of y B_od, B_gf y B_gd.

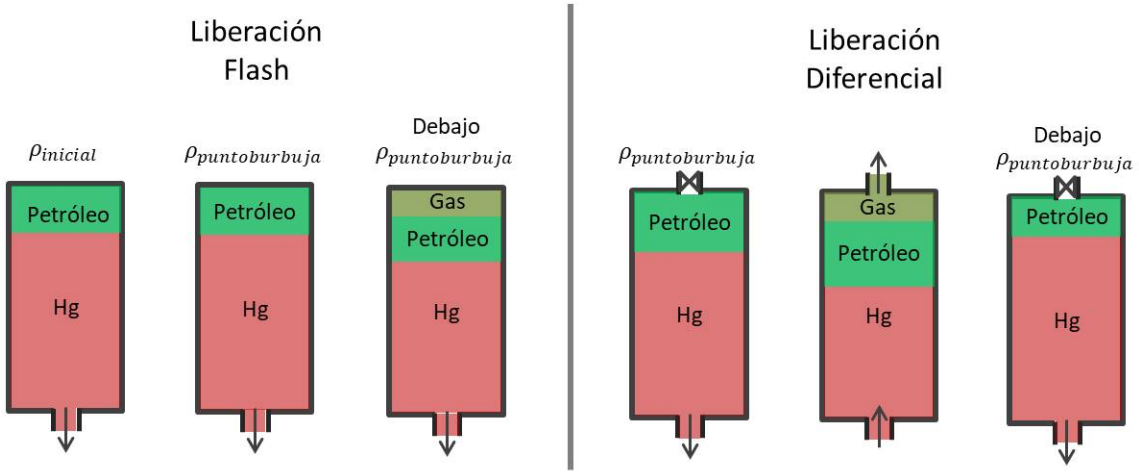


Figura 1.16: esquema de la metodología utilizada en un ensayo PVT para la obtención del punto burbuja, factores de volumen, y solubilidad del agua, en los procesos de liberación diferencial y flash.

1.7. Mediciones de campo

1.7.1. Separador

La separación de los hidrocarburos en sus fases gaseosa y líquida, y dentro de ésta entre petróleo y agua, se realiza convencionalmente en un separador general, al cual arriban los fluidos provenientes de varios pozos que convergen al *manifold*. En este tipo de separadores la primera etapa consiste en la separación de la fases gaseosas y líquidas, y los posteriores procesos de deshidratación del gas para luego ser inyectado en los gasodustos o utilizado en la misma estación. El líquido, por otra parte, se almacena en tanques y luego es inyectado en la red para su posterior separación, o bien es separado en la misma estación. En este caso el líquido es enviado a los tanques cortadores donde se realiza la separación del agua y petróleo, y luego son distribuidos por separados hacia su destino final.

En el caso en que la primera etapa de separación se realice en el yacimiento, históricamente se utilizaban separadores bifásicos para la separación de las fases líquidas y gaseosas. En el caso de la fase gaseosa esta era medida utilizando placas orificios; la fase líquida era medida a partir del llenado de una bota con un interruptor en su tope, el cual activaba la descarga del líquido y su medición. La medición de los volúmenes de petróleo y agua era realizada a partir de muestras tomadas en boca de pozo y luego analizadas en laboratorio.

En este caso se hará una breve descripción del funcionamniento de un separador horizontal trifásico de ensayo el cual es instalado en la locación y permite no sólo la separación de los fluidos en agua, petróleo y gas, sino también la medición de los caudales de cada una de los componentes. En primer lugar se describirán los principios de funcionamiento de la etapa de

separación y luego se mencionarán algunos sensores utilizados para la medición de los caudales.

Figura 1.17: separador horizontal trifásico de la marca Crestps [10].

Principio de funcionamiento

El fluido proveniente del pozo compuesto por gas, agua y petróleo es separado en el separador por gravedad. La primera separación se realiza entre el gas y el líquido, el cual se aloja en la parte inferior del tanque. En la fase líquida, la separación entre el agua y el petróleo también se realiza por gravedad, siendo que el petróleo es más liviano que el agua, y a medida que el líquido aumenta su nivel el petróleo rebalsa hacia su compartimiento. Aquí el petróleo primero se acumula y luego es derivado por las cañerías mediante la activación automática de electroválvulas. De forma similar el agua acumulada en el tanque de líquido es evacuada por una válvula ubicada en la parte inferior del tanque. La fase gaseosa, que por ser la más liviana es la más fácil de separar, se evacua del tanque a través de una válvula ubicada en la parte superior del mismo. Antes, el gas se hace pasar por una caja de chicanas, la cual funciona como filtro de gas para favorecer el desprendimiento de la últimas gotas de líquido suspendidas en la fase gaseosa.

Uno de los factores críticos para el correcto funcionamiento del separador es la correcta determinación de la interfase agua-petróleo para evitar, sobre todo, el envío de petróleo por las cañerías de agua (y viceversa). Además de las pérdidas de productividad por este factor, se le agregan mayores costos en etapas de separación posteriores y mayores riesgos medioambientales ante posible fugas o pinchaduras de cañerías. Entre los varios dispositivos utilizados para la determinación de la interfase agua-petróleo se mencionará el sensor capacitivo, el cual es colocado en la parte inferior del tanque de líquido, cercano a la salida del agua.

Este sensor consiste básicamente, en un capacitor de placas paralelas el cual cambia sus

propiedades capácitivas en función del medio que se encuentre entre sus placas. Teniendo en cuenta que la constante dieléctrica del agua es mucho mayor a la del petróleo, cuando el sensor es colocado en agua la capacidad aumenta considerablemente respecto a cuando este se encuentra en petróleo. Si bien el agua proveniente de un pozo no puede considerarse agua pura, por contener cantidades apreciables de aceite, cera y petróleo entre otros componentes, la diferencia entre las constantes dieléctricas es tal que permite la correcta utilización del sensor. Como se dijo anteriormente, el sensor es colocado cercano a la salida de agua, y cada vez que este detecta agua se habilita la salida del líquido del tanque.

En la Figura 1.18 se muestra un esquema de un separador horizontal trifásico.

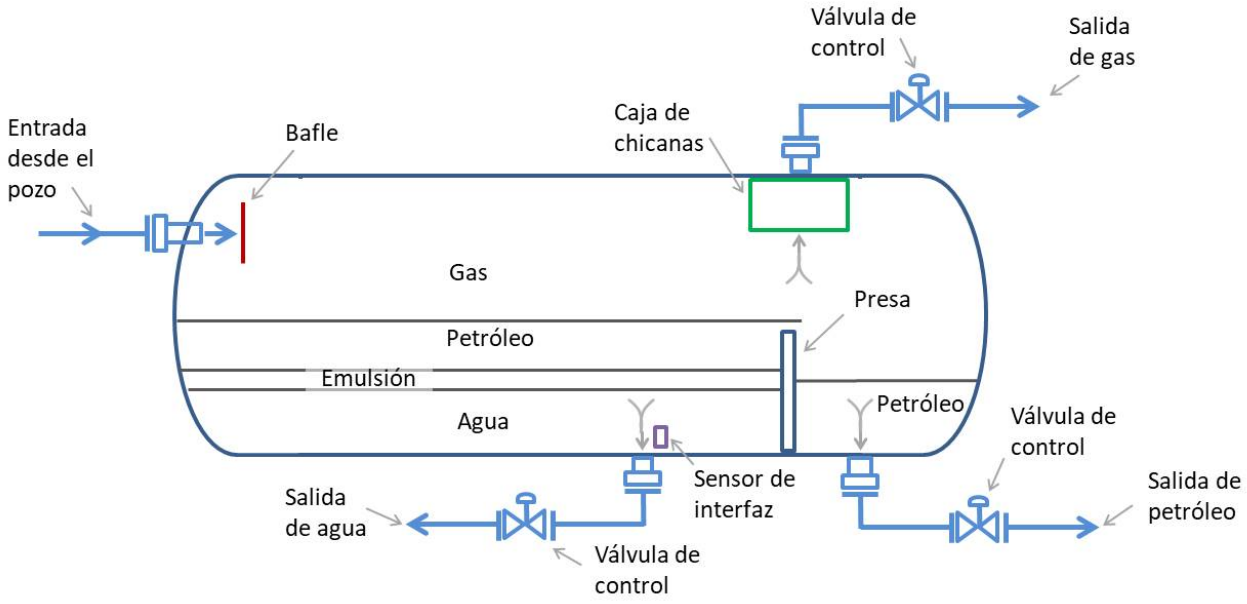


Figura 1.18: principio de funcionamiento de un separador trifásico horizontal.

Factores que intervienen en la separación

Para que ocurra la correcta separación de los fluidos es necesario controlar ciertos parámetros del separador a continuación, enumeramos los más importantes.

1. Tiempo de residencia: es el tiempo medio de residencia del agua y petróleo dentro del separador, y se determina a partir de los caudales medidos y el tamaño de los tanques donde se aloja cada componente del líquido. De esta manera se definen los niveles normales (NLL) de cada fase líquida, los cuales están determinados por la altura del bafle a partir del cual rebalsa el petróleo y la altura de la interfase agua-petróleo. Se debe tener en cuenta que el tiempo de residencia debe ser suficiente para que la separación entre petróleo y agua se haga efectiva.

2. Temperatura: el control de esta variable permite favorecer la separación del petróleo y del agua. Si la temperatura es muy baja la viscosidad del petróleo es alta y la separación entre las fases se dificulta: tanto en el ascenso del petróleo de la fase acuosa, como en la formación de gotas de agua en el petróleo y su posterior descenso. Por lo tanto el separador debe poder operar a, por lo menos, 50°C y estar preparado para el calentamiento del líquido de ser necesario.

3. Presión: este parámetro se controla mediante una válvula de control en la línea de salida del gas. En el caso en que el pozo no produzca gas debe permitir su inyección para correcto funcionamiento del equipo.

4. Velocidad del gas: este parámetro se monitorea para favorecer la separación del gas y líquido, y el control se logra modificando la sección transversal del volumen ocupado por el gas (lo cual determina el diámetro del separador).

Sensores para la medición de caudal

Las dos grandes familias de sensores utilizados en un separador son los utilizados para la medición de caudal volumétrico y caudal másico. A continuación se enumeran algunos de ambos tipos, los cuales difieren principalmente en que mientras la medición de caudal volumétrico depende fuertemente de las condiciones de temperatura y presión, los de caudal másico son independientes de estas dos variables.

Caudal volumétrico:

1. Presión diferencial: placa orificio, tobera, tubo Venturi, tubo Pitot, tubo Annubar, cuña, v-cone.

2. Área varibale: rotámetros.

3. Velocidad: tipo turbina y ultrasónicos (tiempo de transito y efecto Doppler)

4. Desplazamiento positivo: disco giratorio, pistón oscilante, pistón alternativo, paredes deformables.

5. Tensión inducida: medidor magnético

Caudal másico:

1. medidores másicos térmicos y por efecto Coriolis.

Sensor de caudal másico por efecto Coriolis

A continuación se describirá el funcionamiento del sensor másico por efecto Coriolis como el utilizado en uno de los separadores con el cual se realizaron los registros de caudal durante las mediciones con fibra óptica en EFO (Estación Fernandez Oro). Como se dijo, la ventaja de este tipo de sensores sobre los de caudál volúmetrico reside en el hecho de que las mediciones no dependen de la presión y la temperatura, y que puede ser utilizado para las tres componentes (agua, petróleo y gas), cada uno dispuesto en la correspondiente línea de salida.

El medidor másico por efecto Coriolis consiste en dos secciones de caños semicirculares dispuestos uno al lado del otro, por los cuales se divide el caudal que se quiere medir (Figura 1.19). En caso de ausencia de flujo, al hacer vibrar los caños por un actuador externo a la frecuencia natural de los caños, éstos comienzan a vibrar en fase. Cuando se hace pasar el fluido, los caños si bien oscilan a la misma frecuencia, ahora lo hacen de forma torcida y desfasada entre ellos debido al efecto Coriolis. El tiempo de desfasaje entre las oscilaciones, las cuales son medidas con sensores dispuestos a lo largo de los caños, es proporcional al caudal másico que atraviesa el caño. Este tipo de medidores permite medir la densidad del fluido, basándose en el hecho de que esta propiedad determina la frecuencia de oscilación en resonancia de los caños. De esta manera, variando la frecuencia de oscilación de los caños y midiendo el desafasaje y la amplitud de oscilación, es posible medir el caudal másico y la densidad del fluido. Una vez

determinados estos dos factores, es posible determinar el caudal volumétrico a partir de las mediciones de temperatura y presión del separador.

Las ventajas de este tipo de sensor residen en la posibilidad de utilización para los tres componentes y sus altos niveles de precisión. La principal desventaja que se debe tener en cuenta son los errores de medición debido a la presencia de burbujas de gas en líquido.

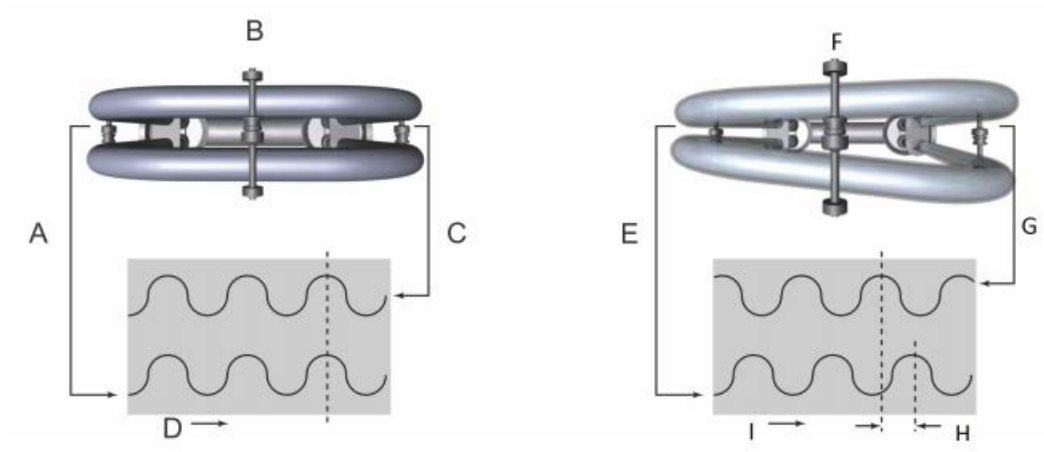


Figura 1.19: principio de funcionamiento de un caudalímetro de masa basado en el efecto Coriolis de la marca Emerson [11]. Al hacer vibrar los dos caños con un actuador externo y en ausencia de flujo éstos vibran en fase. Cuando se hace pasar fluido por los caños, estos comienzan a vibrar de forma desfasada y el tiempo de retardo entre ellos permite medir el caudal másico.

1.7.2. PLT

Además de las mediciones de caudal por fase, presión y temperatura tomados en boca de pozo, existen otras herramientas de diagnóstico y monitoreo que permiten la obtención de mediciones en el fondo del pozo, más precisamente en la zona de punzados. Esta herramienta denominada registro de producción", o PLT por *Production Logging Tool*, no es más que un conjunto de sensores los cuales se bajan en el pozo en una operación de bajada denominada Slickline o Wireline. Mientras en la operación de Slickline, la herramienta con sus sensores baja colgada de un alambre y los datos de registro de todos los sensores se guardan en una memoria ubicada en la herramienta; en la operación de Wireline la transmición de los datos se realiza a través del mismo cable por el cual cuelga la herramienta y con el cual es posible la visualización en superficie y en tiempo real de la medición de los sensores. En el Capitulo 3 se hará mención a la operación del Slickline, la cual es similar a la operación de bajada de la fibra óptica y gracias a la cual se obtuvieron mediciones de PLT.

Mientras las herramientas en boca de pozo aportan información de todo el pozo durante períodos largos de tiempo sin poder discriminar el aporte en esas mediciones de la contribución de cada etapa de punzado, las mediciones de PLT permiten obtener perfiles de medición a lo largo del caño, con más interés en la zona de punzados, pero en periódos cortos de tiempo (la duración de una medición de PLT no supera, típicamente, un par de horas). La razón de esta limitación radica por un lado en que los sensores del PLT son puntuales y, por lo tanto, para obtener un perfil de medición es necesario barrer la zona de punzados y, por otra parte, en caso de una operación de Slickline, la medición está limitada a la cantidad de datos que pueda guardarse en la memoria del PLT. Esta operación de barrido es realizada en superficie por personal de empresas de servicio especializadas por un lado en la ejecución de la tarea de bajada y barrido, y por otro lado en la interpretación de los datos requerida por las empresas

operadoras.

A continuación se hará una breve descripción de los sensores que generalmente se bajan en una medición PLT y de la información relevante que se obtiene a partir de la interpretación de las mediciones. En la Figura 1.20 se muestra un imagen de los distintos sensores de un PLT, los cuales se sujetan entre ellos formando una barra la cual es bajada en el pozo en la operación de Slickline.

Figura 1.20: distintos sensores que pueden ser utilizados en una medición con PLT.

Velocidad del fluido

La velocidad del fluido generalmente es medida con una turbina (*spinner*) la cual gira cuando el fluido pasa través de ella. En condiciones ideales, la velocidad de rotación de la turbina depende únicamente de la velocidad del fluido, sin embargo algunos factores como ser la fricción propia de la turbina, o la viscosidad del fluido, resultan en una respuesta no lineal de la herramienta requiriéndose una calibración del instrumento. La calibración se obtiene realizando varias subidas y bajadas a distinta velocidad, y la velocidad absoluta se calcula a partir de la corrección de la medición para las distintas velocidades del instrumento.

Debido a la fricción del fluido con las paredes de la tubería, la velocidad del fluido no es la misma medida en el centro que en las paredes del caño. Es por eso que para obtener la velocidad promedio, es necesario corregir las mediciones del *spinner* utilizando distintos modelos de fluidos que tienen en cuenta la sección del caño. En pozos verticales, los dos tipos de turbinas que son utilizadas generalmente son las de tipo retráctiles y las de tipo contínuo.

En las turbinas retractiles, como indica su nombre, las paletas se abren al llegar a la zona de medición permitiendo utilizar paletas de diámetro mayor sin temor a dañarlas durante la bajada de la herramienta cuando ésta pasa por secciones de caño estrechas. Pueden ocupar hasta 40 % de la sección del casing y sirven para obtener con mayor precisión la velocidad promedio del fluido. Además debido al tamaño de las paletas, el sensor tiene un velocidad mínima de detección menor respecto a las de menor tamaño. Sin embargo, en el caso de flujos multifase y en pozos

con desviaciones pronunciadas, la velocidad promedio provista por el instrumento puede no ser representativa. En el medidor de tipo continuo, la turbina es más pequeña (típicamente es de 1.5" de diámetro) y la mínima velocidad de fluido detectable es mayor respecto a la de la otra tecnología.

Densidad del fluido

Este sensor es un gradiomanómetro utilizado para medir la densidad promedio de los fluidos y debido a que el gas, el agua y el petróleo tienen distinta densidad, el instrumento puede ser utilizado para estimar el porcentaje de las fases en flujos bifásicos y trifásicos (con la ayuda de otros instrumentos). El gradiomanómetro se basa en un sensor se presión diferencial con puntos de medición distanciados unos 60 cm y la densidad es obtenida a partir de considerar la definición de presión estática vista anteriormente (basta considerar la relación 1.11). La resolución del instrumento puede llegar hasta 0.005 g/cm^3, pero la precisión del mismo puede ser afectada por efectos de fricción, desviaciones o cambios en la sección del caño.

Retención de los fluidos

Esta medición representa el porcentaje de cada una de las fases en el fluido en un sector específico del caño. La diferencia con el caudal de cada fase reside en el hecho de que la velocidad de cada una de la fases en un flujo multifásico puede ser distinta, y por lo tanto el caudal puede ser estimado a partir de conocer la retención (proporción de cada fase) y la velocidad de cada fase.

Una de las técnicas utilizadas para medir la retención de las fases consiste en la medición de la reflectancia y del índice de refracción del fluido. Esta técnica se denomina GHOST (*Gas Hold-up Optical Sensor Tool*) y permite distinguir aceptablemente gas de líquido y en menor medida petróleo de agua. Utiliza un acoplador óptico para enviar por un brazo la luz de excitación generada con un led y para colectar con el otro brazo la luz reflejada la cual es medida con un fotodiodo.

Rayos gamma

Corresponde al registro de la radioactividad natural de la roca y la medición puede ser realizada con el pozo abierto o incluso a través del casing. Además de permitir la detección de cierto tipos de rocas, el perfil de radiación es utilizado para correlacionar en profundidad distintos pozos de un mismo yacimiento con un mismo perfil de radiación, o incluso para la puesta en profundidad de la medición en un pozo donde anteriormente se haya realizado el registro de radioactividad.

Presión absoluta

A diferencia del sensor de presión diferencial utilizado como gradiomanómetro, este sensor es utilizado para la medición absoluta de presión en el pozo. Consiste en un cristal de cuarzo, aislado del fluido para evitar su desgaste, cuya frecuencia de resonancia depende de la presión y de la temperatura. Por este motivo se utiliza un mismo sensor acoplado térmicamente a este pero aislado de la presión del pozo, el cual es usado para independizarse de la medición de temperatura. Junto al sensor, se hace descender un reloj a una frecuencia determinada el cual es utilizado como referencia para medir los cambios en la frecuencia del cristal de cuarzo.

Temperatura

La medición de temperatura se realiza en casi todos las mediciones de PLT y para ello se utiliza una resistencia de platino cuya respuesta con la temperatura es lineal en un amplio rango de temperaturas y, además, se mantiene estable en el tiempo. El principio de interpretación de los perfiles de temperatura se basa en el hecho de que, cuando el caudal en el caño es nulo, el perfil de temperatura a lo largo del pozo sigue la geoterma. En el caso de un pozo productor, el fluido que se produce por un punzado y asciende hacia boca de pozo se encuentra a mayor temperatura que la correspondiente al gradiente geotérmico en ausencia de caudal. Además del corrimiento del perfil de temperatura respecto a la geoterma, se deben tener en cuenta las variaciones del perfil (o su derivada espacial) que son indicativos del ingreso de fluido por los punzados. En el caso de los pozos productores de gas es especialmente útil la medición de temperatura, dado que durante la expansión de los gases que se verifica en la entrada de fluido en el caño le sigue un descenso de temperatura por el efecto Joule-Thomson en la mayoría de los gases [12] [16] [15].

Este principio de diagnóstico también puede ser utilizado en el caso de los pozos inyectores, en los cuales la temperatura del fluido de inyección es menor a la temperatura de la formación. Cuanto mayor caudal se tenga en el caño, mayor será la diferencia de temperatura respecto a la geoterma debido a que el calentamineto del fluido de inyección es más ineficiente. A medida que el fluido ingresa a los punzados, el caudal por el caño disminuye haciendo más evidente el calentamiento del fluido por parte de la formación. Estudiando los apartamientos del perfil de la geoterma, y las variaciones del mismo a lo largo del caño, es posible inferir los caudales de inyección por punzados.

En la Figura 1.21 se muestra una medición de un PLT realizada en un pozo productor de tight gas en el yacimiento Estación Fernandez Oro (EFO), en el cual se realizó también una medición con fibra óptica. Los gráficos fueron realizados por la empresa DeltaP dedicada a la operación e interpretación de los datos (de la cual se hará mención más adelante).

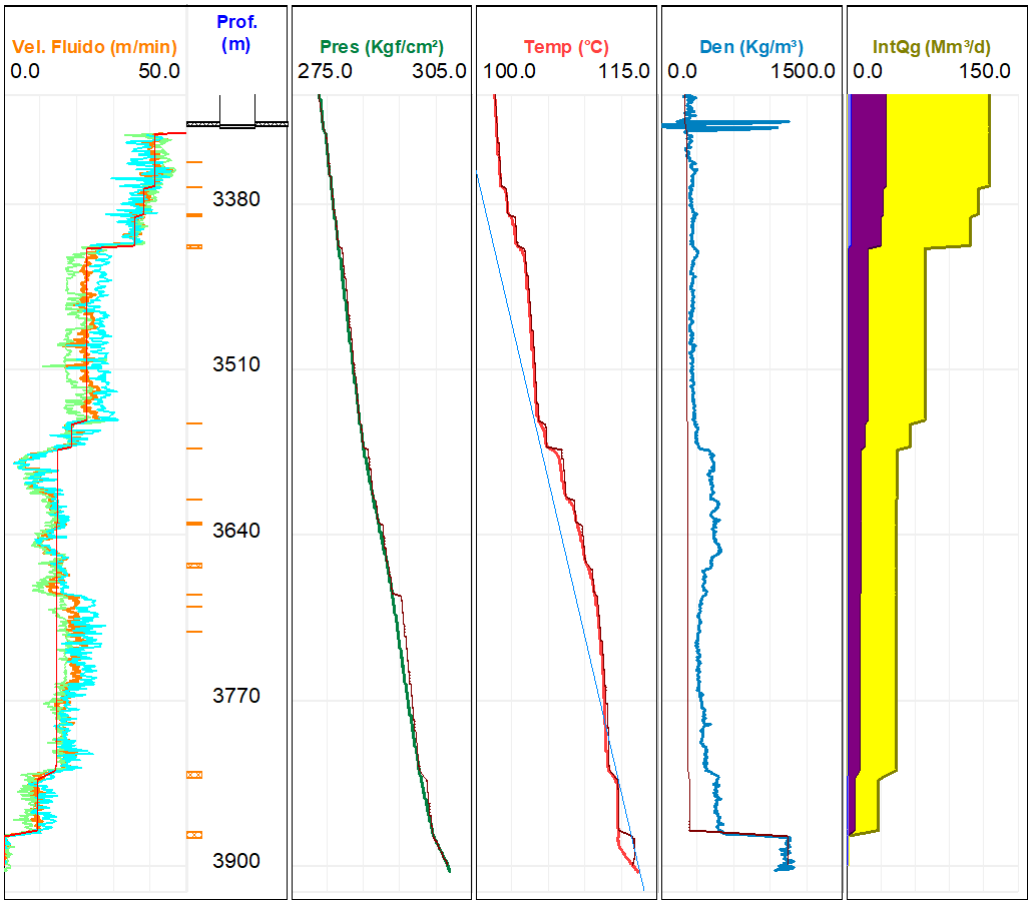


Figura 1.21: medición de los sensores de un PLT realizado en un pozo productor de tight gas en el yacimiento de Estación Fernandez Oro (EFO, Rio Negro). La curvas corresponden a la medición de distintas variables en la zona de punzados y fueron provistas por la empresa de servicios DeltaP.

1.7.3. Fibra óptica

En esta sección se hablará de los sensores distribuidos de fibra óptica, los cuales permiten la obtención de perfiles a lo largo del pozo de distintas magnitudes y de forma continua, minimizando la intervención en los pozos de hidrocarburos una vez realizada la instalación permanente de la misma. De esta manera, a diferencia de las mediciones de PLT, que se basan en la obtención de perfiles a partir de la utilización de sensores puntuales y el barrido de éstos en la zona de interés, y que requiere para ello la operación de Slickline, la fibra óptica una vez instalada no requiere mantenimiento ni operación en boca de pozo. Este factor implica una clara ventaja de la fibra respecto los PLTs en el caso en que se quieran hacer mediciones largas para el estudio de la dinámica de los pozos, puesto que en el caso de querer realizar este tipo de mediciones con PLTs sería necesario bajar la herramienta varias veces, aumentando el costo total de la medición. Si bien este factor es importante, no debe considerarse a la fibra como sustituto de las mediciones de PLT o de las mediciones de caudal de fases obtenidas con el separador sino, más bien, como herramienta complementaria de estas dos técnicas. De hecho, y como se verá en las secciones dedicadas a las mediciones de fibra, el dato obtenido con la fibra toma mayor relevancia cuando existen mediciones de sensores puntuales (sean PLTs o datos del separador en superficie) que respaldan las mediciones distribuidas de fibra óptica, y viceversa.

Los tres sensores distribuidos de fibra óptica más difundidos para el diagnóstico de los

perfiles de inyección y producción en pozos, son los sensores de temperatura (DTS), vibraciones o acústicos (DVS - DAS), y tensión o estiramiento (DSS). Estos sensores se basan en estudiar la respuesta de la señal de retrodispersión, originada en distintos mecanismos de dispersión, que se observan cuando se envía un pulso, o un tren de pulsos, por una fibra óptica ante cambios de temperatura, acústicos y de presión. En el caso del sensor de temperatura se estudia la relación entre la señal Stokes y anti-Stokes que se verifica ante el fenómeno de dispersión Raman que ocurre cuando un pulso de luz viaja por la fibra, y cuya intensidad depende de la temperatura. En el caso del sensor acústico se estudian las variaciones en el patrón de retrodispersión Rayleigh, el cual funciona como un interferómetro cuando se utilizan pulsos de luz de alta coherencia temporal. Por último, en el sensor de tensión se estudian los corrimientos en frecuencia de la dispersión de Brillouin, que dependen del estiramiento de la fibra y la temperatura.

DTS

La importancia del perfil de temperatura en la zona de punzados ya fue mencionada cuando se habló de las mediciones realizadas con PLTs. A diferencia de esta herramienta, el sensor distribuido de fibra óptica permite obtener el perfil de tempereratura sin realizar el barrido de la herramienta en superficie.

El sensor DTS es utilizado para la medición de caudal de gas en pozos productores a partir de medir las diferencias de temperatura medidas entre las etapas de ingreso de fluido y la geoterma. Las mediciones de caudal a partir de perfiles de temperatura son modelo dependientes y típicamente se deben realizar ciertas suposiciones sobre el tipo de flujo y conociendo los parámetros físicos de los gases estudiados. El DTS es también muy efectivo para la detección de la producción de gas debido al descenso abrupto de temperatura que se verifica en muchos de los gases debido al efecto Joule-Thompson [12] [16] [15].

Además de la estimación de la producción en flujos de una fase, el DTS puede ser utilizado para la estimación de la producción de flujos multifásicos, en especial si es combinado con la medición de otros instrumentos como los hallados en un PLT y con las mediciones de laboratorio (PVT). El DTS es también efectivo en la medición de reflujo en la zona de punzados ($crossflow$), fenómeno por el cual la producción de fluido por un punzado es readmitido por otro [14].

DAS - DVS

El sensor distribuido de vibraciones (DAS-DVS) es utilizado en los pozos de hidrocarburos para realizar diagnósticos cualitativos y también para determinar el perfil de producción por punzados. La gran mayoría de los trabajos publicados utiliza equipos comerciales de las marcas Optasense, Silixa y Fotech.

En muchos de los estudios cualitativos realizados en pozos no convencionales se pone atención en la dinámica de los pozos instantes posteriores a la apertura de los mismos. El capilar que contiene la fibra puede ser instalado dentro del tubing, por fuera del tubing o incluso por fuera del casing. En estos casos es posible observar el ascenso de fluido una vez abierto el pozo y dependiendo del tipo de flujo, es posible también observar el ascenso de slugs de líquido [17]. El DAS también es utilizado en pozos inyectores donde es posible indentificar la entrada de gas en los punzados a partir del estudio en frecuencia de la señal acústica [18]. En cuanto a la determinación del perfil de producción, es posible realizarlo a partir de la medición de la velocidad de los patrones acústicos que se observan de manera nítida luego de la apertura de los pozos. La determinación de la velocidad puede ser realizada de manera manual o trabajando en el espacio de frecuencias, computando la transformada de Fourier en dos dimensiones (tiempo y espacio) y midiendo las pendientes en el espacio $k - f$ [19].

La medición de la velocidad del fluido también puede ser determinada a partir de la medición de la velocidad del sonido en las dos direcciones de la tubería. En estos casos es posible observar el corrimiento Doppler debido a que el sonido se propaga, en un caso, en el mismo sentido de movimiento del fluido (observándose una velocidad del sonido mayor que en ausencia de flujo), y en dirección opuesta a la del fluido (observándose una velocidad del sonido menor que en ausencia de flujo). Típicamente, la obtención de la velocidad por este método requiere la adquisición de altas cantidades de datos y la relación de dispersión suele obtenerse al considerar el espacio de frecuencias $f - k$ [20].

El DAS-DVS es también utilizado para el diagnóstico en tiempo real de la fracturas hidráulicas realizadas en pozos no convencionales. La señal acústica en la zona de punzados permite estimar la entrada de líquido de fractura por las etapas de punzados, y ver posibles defectos en la admisión de fluido [22].

Hasta aquí las instalaciones de capilar con fibra óptica de las cuales se hizo mención en estos trabajos, se realizaban de manera paralela a la tubería ya sea dentro del tubing, en el casing o, incluso, por fuera del casing. Otra posibilidad es instalar la fibra óptica por fuera del caño de producción y enrollada a éste. Con esta configuración es posible aumentar la resolución espacial en el eje paralelo a la tubería, puesto que a un metro lineal de tendido le corresponde toda la fibra que pueda enrollarse en ese tramo. Esto permite visualizar patrones de sonido asociados a los vórtices turbulentos (*eddys*), los cuales tienen tiempo de vida cortos y, por lo tanto, poco recorrido y que con una fibra dispuesta en forma paralela sería imposible de observar por las limitaciones en la resolución del DAS-DVS (típicamente no menor a 5 m) [21].

DSS

La utilización de sensores de estiramiento (DSS) para la industria de los hidrocarburos reside en la capacidad de relacionar el estiramiento de la fibra con la presión [23] [24]. Como se vio en las secciones anteriores la caída de presión en el tubo de producción en un parámetro importante para la caracterización de los fluidos en reservorio y para comprender la dinámica del pozo. Sin embargo la resolución requerida en este tipo de aplicaciones es muy alta (10 Pa), respecto a la que puede ofrecer este tipo de sensores, donde el corrimiento de la banda de Brillouin es de aproximadamente 2.5 MHz/MPa. Es por esto que este tipo de sensores es utilizado típicamente para evaluar la integridad de las instalaciones de pozos petroleros como ser el casing, la cementación, y las tuberías de transporte.

En el caso de la integridad de los *casings*, sensores de fibra óptica para la medición de deformaciones fueron llevados a cabo con sensores de estiramiento basados en Brillouin y en la utilización de fibras de Bragg [25] [26] [27].

Por otra parte, el monitoreo de las tuberías para el transporte de fluidos es un tema de gran importancia dado los posibles daños ecológicos que pueden generarse por el derrame de hidrocarburos (además de las pérdidas económicas). Haciendo uso de los DSS es posible detectar los tramos de cañería que sufren mayor deformación, que es consecuencia del afinamiento de las paredes ya sea por defectos de fábrica, corrosión interna o daños externos [28] [29] [30].

Capítulo 2

El equipo DVS

2.1. Introducción

En este capítulo se describirá el desarrollo de un sensor distribuido de vibraciones DAS-DVS, cuya primera versión consistió en un prototipo de laboratorio; y partir de la cual realizó la versión de campo para su posterior utilización en la medición de los perfiles de producción e inyección en pozos productores e inyectores, respectivamente. En un primer momento se hablará de los distintos fenómenos de dispersión de luz en la fibra óptica, que da lugar a los distintos tipos de sensores distribuidos que se mencionaron en el final del capítulo anterior. Luego se pondrá foco en el sensor DAS-DVS y se realizará un breve resumen de los distintos tipos de sensores desarrollados hasta el momento, y se mencionarán las ventajas y desventajas de su utilización para el problema que se quiere resolver.

Una vez identificado el tipo de sensor que se quiere construir, se mostrarán las relaciones fundamentales del OTDR (*Optical Time Domain Reflectometer*), del C-OTDR (*Coherent* OTDR), y se mostrará el principio de funcionamiento del DVS. Luego, se hablará de las restricciones del sensor impuestas por los fenómenos no lineales en fibra óptica, y también se mencionarán los conceptos de sensibilidad y niveles de ruido aplicados al sensor.

Una vez mencionados estos aspectos se tratará el diseño del sensor, y las distintas partes que lo constituyen, haciendo hincapié en las características y especificaciones más importantes que deben ser tenidas en cuenta para la construcción del equipo. Luego se mostrará el equipo de campo ya construido, y la puesta a punto del mismo basada en la caracterización en cuanto a niveles de ruido y sensibilidad.

Por último, se hablará del software de adquisición, los distintos hilos de procesamiento, y los distintos filtros que se aplican a la señal adquirida antes de realizar el guardado de los datos y su visualización. En esta parte se mencionarán los desafíos que se presentan en el procesamiento, guardado y visualización de los datos en tiempo real, y se detallarán las distintas herramientas utilizadas y las optimizaciones en el código realizadas para asegurar que la velocidad de procesamiento de los datos sea mayor a la de adquisición, asegurando el correcto comportamiento del software y permitiendo la máxima prestación del equipo.

2.2. Los sensores distribuidos

2.2.1. Dispersión en fibra óptica

Como se mencionó en el final del capítulo 1, los tres sensores de medición distribuida se basan en la medición de los distintos tipos de dispersión que se verifican en la interacción de la luz con el vidrio que conforma la fibra óptica. En el gráfico de la Figura 2.1 se esquematizan

los fenómenos de dispersión en la fibra, los cuales pueden separase en fenómenos de dispersión elásticos (Rayleigh) e inelásticas (Raman y Brillouin). En el primer caso de dispersión la energía de los fotones incidentes se preserva, mientras que en el segundo caso sucede lo contrario.

En general, el fenómeno de dispersión se explica por la interacción de luz que atraviesa un material que no es perfectamente homogéneo, y en donde su índice de refracción varía localmente. En los tres tipos de dispersión que se hace mención aquí, las inhomogeneidades se presentan a una escala mucho menor que la longitud de onda de incidencia. En el caso de la interacción elástica (dispersión de Rayleigh) se puede entender que las fluctuaciones en el índice de refracción se encuentran quietas en el vidrio y que la interacción entre los fotones y la materia no conlleva un intercambio de energía. Es decir, que la energía de la onda incidente y la dispersada es la misma y, por lo tanto, la frecuencia (y longitud de onda) también lo es.

Por el contrario, las variaciones locales en el índice de refracción de la fibra que dan lugar a la dispersión inelastica son causadas por vibraciones de origen térmico que se propagan a través de fonones. El calor en la fibra se traduce en vibraciones moleculares de distinta naturaleza (estiramiento y rotación de los enlaces interatómicos) o en vibraciones de la red, que dan lugar a vibraciones de longitud de onda más larga. Las vibraciones moleculares, las cuales ocurren a frecuencias altas (10 THz), dan lugar a la dispersión Raman. En el caso de vibraciones más lentas en el rango de los 10 GHz, se da el fenómeno de la dispersión de Brillouin. En ambos casos el intercambio de energía entre la onda incidente y el material se traduce en un cambio en la frecuencia de la luz dispersada. En el caso que la luz incidente entregue energía al material en la forma de un fonón, entonces se observa una disminución de la energía de la luz dispersada (disminución de la frecuencia), fenómeno conocido como çorrimiento Stokes". En el caso en que la energía del fonón sea entregada a la luz dispersada se observa un aumento de la energía de los fotones (aumento de la frecuencia), fenómeno conocido como çorrimiento anti-Stokes". Las diferencias fundamentales entre las dispersiones Raman y Brillouin residen no sólo en la frecuencia de corrimiento (10 THz y 10 GHz respectivamente), sino también en el ancho de los espectros (5 THz y 50 MHz, respectivamente).

En el caso de la dispersión Raman, la unidad de energía $k_B T$ (donde k_B es la constante de Boltzman y T la temperatura de la fibra) no sólo determina la energía del fonón, sino también la densidad de población de los mismos, y es por esto que la intensidad de la banda anti-Stokes Raman es fuertemente dependiente de la temperatura. Por el contrario la banda Stokes depende débilmente con la temperatura y, por lo tanto, la relación entre las bandas es utilizada para la determinación de la temperatura.

En el caso de Brillouin, el corrimiento en frecuencia de las bandas Stokes y anti-Stockes depende proporcionalmente de los cambios de temperatura (ΔT) y del estiramiento de la fibra ($\Delta\epsilon$). Además de los corrimientos en frecuencia, se verifica una dependencia de la intensidad de las bandas de estos dos parámetros. Sin embargo, en el caso de los sensores distribuidos de tensión (DSS) se suele utilizar el corrimiento en frecuencia y el hecho de que su ancho espectral es fino, permitiendo la utilización de técnicas heterodinas para la determinación del corrimiento.

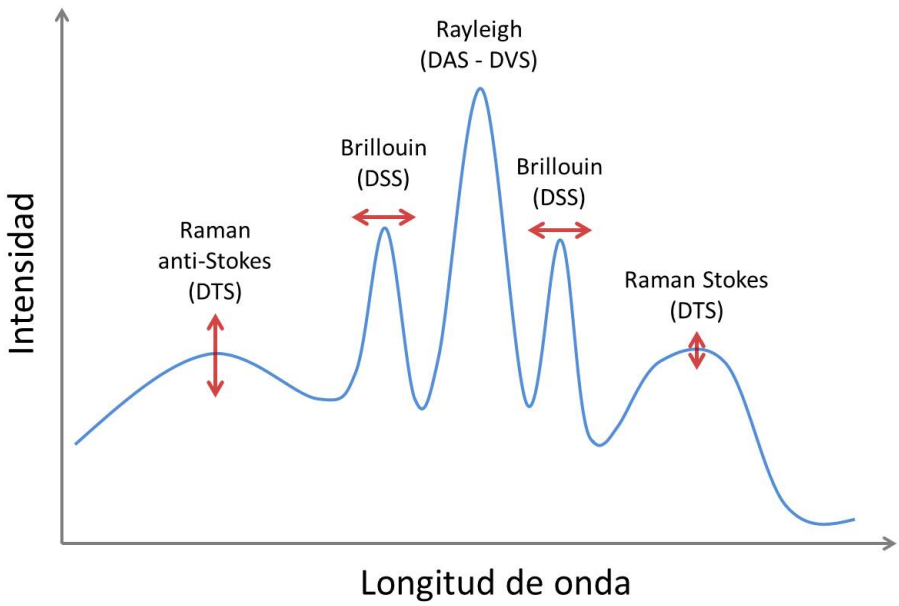


Figura 2.1: fenómenos de dispersión óptica en fibra óptica.

2.2.2. Esquemas de medición de sensores DAS - DVS

De estos tres tipos de sensores se hará una breve reseña de los distintos esquemas de medición de los DAS-DVS. Las dos grandes familias de sensores en que se separan los DVS son los sensores de intensidad y los sensores de fase.

Los sensores de intensidad (I-DVS), entre los cuales uno ellos se desarrolla en este trabajo, se basan en la medición de la señal de retrodispersión generada por un pulso de alta coherencia temporal que se propaga por la fibra, el cual genera un patrón de interferencia aleatorio debido a la interfrencia generada por la reflexión en las distintas imperfecciones en la fibra [31] [32]. Este tipo de sensores se denominan muchas veces como C-OTDR (es decir OTDR coherentes), y si bien tienen la desventaja de no tener una respuesta lineal con la amplitud de la perturbación, son muy utilizados en la industría del petróleo debido a la robustez del equipamiento y la posibilidad de ser utilizados en largos tramos de fibra (típicamente, este tipo de sensores tiene un rango de medición de hasta 30 km). Estos equipos permiten la detección de patrones de ruido, y la medición de su velocidad, haciéndolos aptos para la estimación de caudales en pozos productores e inyectores como se mencionó al final del 1 y como se mostrará en este trabajo. Este tipo de equipamiento permite también la detección de frecuencias características en las perturbaciones acústicas, en un ancho de banda que depende del largo de la fibra pero que típicamente se encuentra en los 10 kHz. Por estas razones puede ser utilizado para la detección de intrusos en zonas restringidas o para la prevención de daños en ductos, dada su capacidad de discriminar amenazas a la integridad de los mismos a partir de la detección de frecuencias características como ser: maquinaria agricola, vial o vehícular.

Los DVS de fase (dΦ-DVS), por el contrario, son de desarrollo más reciente, y a diferencia de los sensores de intensidad, permiten obtener además la fase de la perturbación, haciendolos lineales en sus respuestas ante el estiramiento de la fibra. En este tipo de sensores, en lugar de medir la señal de retrodispersión generada por la interferencia de un mismo pulso, se considera la interferencia de las señales de retrodispersión generadas en dos posiciones distintas de la fibra, y luego se obtiene la diferencia de fase entre ellas aplicando distintos dispositivos o algoritmos de demodulación. Cabe destacar que si bien estos sistemas tienen respuesta lineal, esto vale para

el intervalo [$-\pi$,π], y que superado este intervalo existen los problemas de desenvolvimiento de fase (*phase unwrapping*) y cuya correcta resolución depende entre otros factores de los niveles de ruido y la frecuencia de muestreo de las señales. Entre los esquemas usuales utilizados en este tipo de sensores se encuentran: el DVS de dos pulsos y DVS interferométrico.

El DVS de dos pulsos [33] [34], consiste en un sensor que envía dos pulsos láser de frecuencia (o longitud de onda) ligeramente diferentes, y con un breve retardo entre ellos que determina la resolución espacial del equipo. A medida que los dos pulsos viajan por la fibra generan las señales de retrodispersión con frecuencia igual a la de la portadora. Cuando esta señal llega al fotodiodo, la intensidad de la señal corresponde a la suma de dos señales de baja y otra de alta frecuencia correspondiente a la mezcla de las dos. Las variaciones en el tiempo de esta señal están relacionadas con las variaciones en el tiempo del estiramiento de la fibra entre dos puntos cercanos de la fibra, y utilizando distintos tipos de demoduladores es posible obtener la fase entre las dos señales de retrodispersión. El dΦ-DVS interferométrico [35] [36] mencionado envía un pulso por la fibra, y antes de realizar la detección de la señal de retrodispersión en el fotodiodo, la envía a un interferómetro desvalanceado de tipo Mach-Zehnder donde una de las ramas es más larga que la otra, y luego las hace interferir entre ellas. Este esquema es similar al anterior, puesto que se hace interferir la señal proveniente de dos lugares distintos de la fibra pero esta vez utilizando un sólo pulso. Luego se hace pasar la señal de interferencia por un demodulador basado en acoplador de fibra de 3x3, el cual agrega una fase conocida a cada rama, y luego se procede a la demodulación de la fase ya sea de forma analógica (con componentes electrónicos) o digital (via software). Este tipo de sensor si bien presenta una respuesta lineal en fase, requiere que el interferómetro sea aislado tanto térmicamente como de vibraciones con el fin de reducir los niveles de ruido del sensor [37].

Hasta aquí se hizo una breve descripción de los distintos esquemas de medición de los sensores DVS, donde se mencionaron las ventajas y limitaciones de las dos familias de sensores: I-DVS y dΦ-DVS. A continuación se mostrará de forma detallada el desarrollo del sensor I-DVS elegido para las mediciones en pozos de hidrocarburos.

2.3. Principio de funcionamiento del DVS Intensidad

2.3.1. El OTDR

El equipo de medición distribuida por fibra óptica I-DVS (DVS Intensidad) se basa en un reflectrómetro por tiempo de vuelo , o OTDR (*Optical Time Domain Reflectometer*), el cual es utilizado en el área de las telecomunicaciones para el diagnóstico de tendidos de redes de fibra óptica. El equipo consta de un láser de longitud de onda dentro de las bandas de transmisión típicas de telecomunicaciones (S, C, L, etc.), un circulador óptico, y un fotodetector utilizado para la medición de la señal de retrodispersión. El instrumento se conecta al tendido de fibra que se quiere estudiar y por el cual se envía el pulso láser que sirve a diagnosticar el tendido. En la Figura 2.2 se muestra un esquema de un OTDR.

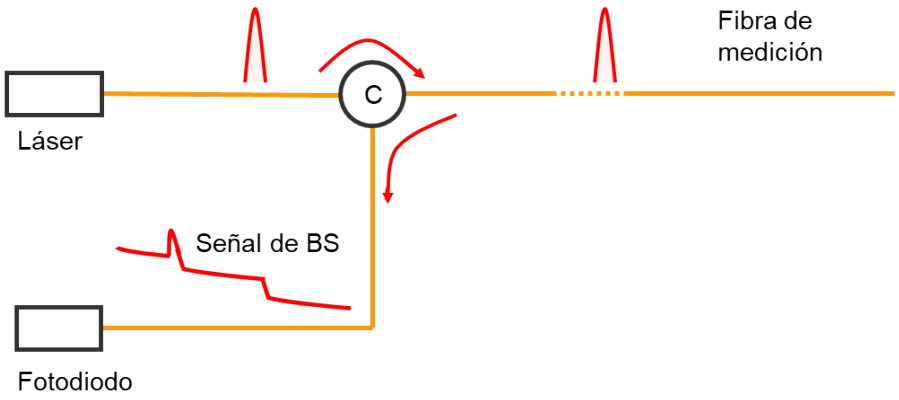


Figura 2.2: esquema del OTDR.

A medida que el pulso láser se propaga por la fibra, una pequeña fracción de luz se pierde ya sea por dispersión (dispersión de Rayleigh), debido a las reflexiones que sufre el pulso por las pequeñas variaciones en el índice de refracción de la fibra, y por absorción de luz por parte del material. Es por eso que el pulso, a medida que viaja por la fibra, pierde potencia a una tasa de pérdida que es especificada por el fabricante y que depende del material de la fibra óptica, el tipo de fibra óptica (monomodo o multimudo), la tasa de absorción a una determinada longitud del láser y las pérdidas por dispersión, entre otros factores. En la Figura 2.3 se muestran las curvas de pérdida debido a los distintos factores de absorción y dispersión para una fibra monomodo en función de la longitud de onda, las cuales se obtienen a partir de aplicar modelos de pérdida [38] [39]. Del gráfico se observa que el mínimo de pérdidas se encuentra en aproximadamente en 1550 nm, razón por la cual esta longitud de onda es la mayormente elegida para las comunicaciones por fibra óptica.

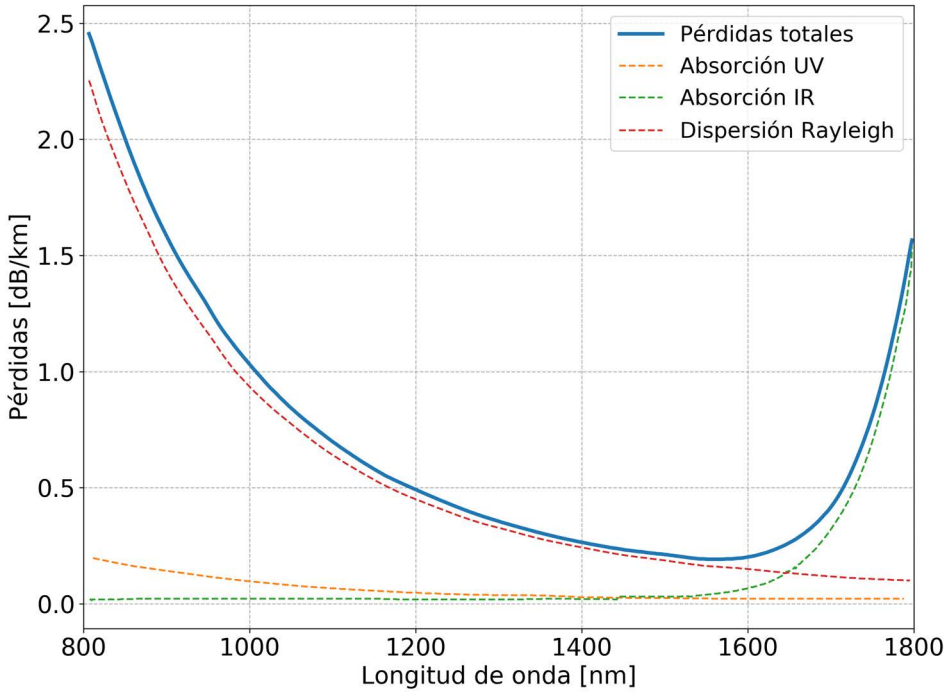


Figura 2.3: pérdidas por absorción UV e IR y dispersión Rayleigh en función de la longitud de onda para fibra monomodo.

De la pequeña fracción de luz que se dispersa, una fracción más pequeña (alrededor del 0.2 % y que se indicará como B) se propaga en dirección contraria al pulso [40]. La cual al llegar al OTDR es separada por este por el circulador óptico y detectada por el fotodiodo. De esta forma, la señal de retrodispersión detectada es una señal continua (en el caso de que la fibra óptica se encuentre en buen estado) con decaimiento exponencial según la relación [41] [42] [43]

$$P_{bs}(z) = P_0 \alpha_{ray} B \Delta z \exp(-2\alpha z), \tag{2.1}$$

donde $P_{bs}(z)$ es la potencia óptica de la señal de retrodispersión en la posición z de la fibra, P_0 es la potencia pico del pulso cuadrado enviado en la fibra, α_{ray} es el coeficiente de pérdida por dispersión Rayleigh, B es el coeficiente de captura de retrodispersión, Δz es el ancho del pulso, y α es el coeficiente de pérdida total de la fibra. Este último tiene en cuenta todos los mecanismos de pérdida de la fibra ya sea pérdida por dispersión (α_{ray}), como pérdidas por absorción (α_{abs}). Cabe destacar que esta relación asume ciertas aproximaciones que deben ser tenidas en cuenta. En primer lugar, supone que el pulso es de forma cuadrada con un ancho dado por Δz. Además supone que todos los coeficientes de pérdida α_{ray}, α_{abs}, α, B son independientes de z, y que la atenuación de la luz en ambos sentidos de propagación es la misma (es por eso que se encuentra el factor 2 en la exponencial). La relación entre la posición en la fibra z y el tiempo transcurrido entre la salida del pulso y la señal de retrodisperción (t) está dada por la siguiente relación

$$t = \frac{2}{v_g} z = \frac{2n}{c} z, \tag{2.2}$$

donde v_g es la velocidad de grupo, c es la velocidad de la luz en el vacío, y n el índice de refracción de la fibra. Como se deduce de la Ec. (2.1) el nivel de señal obtenido por el OTDR dependerá del ancho del pulso y de la potencia pico del mismo. Es decir que la relación señal a

ruido (SNR) de la señal de retrosdispersión será mejor a mayor ancho de pulso y, por lo tanto menor, resolución espacial, y será mejor cuanto mayor sea la potencia pico del pulso. También es posible mejorar la SNR promediando la señal de varios pulsos, en este caso en detrimento de resolución temporal. En la Figura 2.4 mostramos la señal de un OTDR comercial para el diagnóstico de un trazado de fibra óptica en un poliducto en Villa Mercedes (pcia. de San Luis) donde se realizaron mediciones de las cuales se hará mención más adelante.

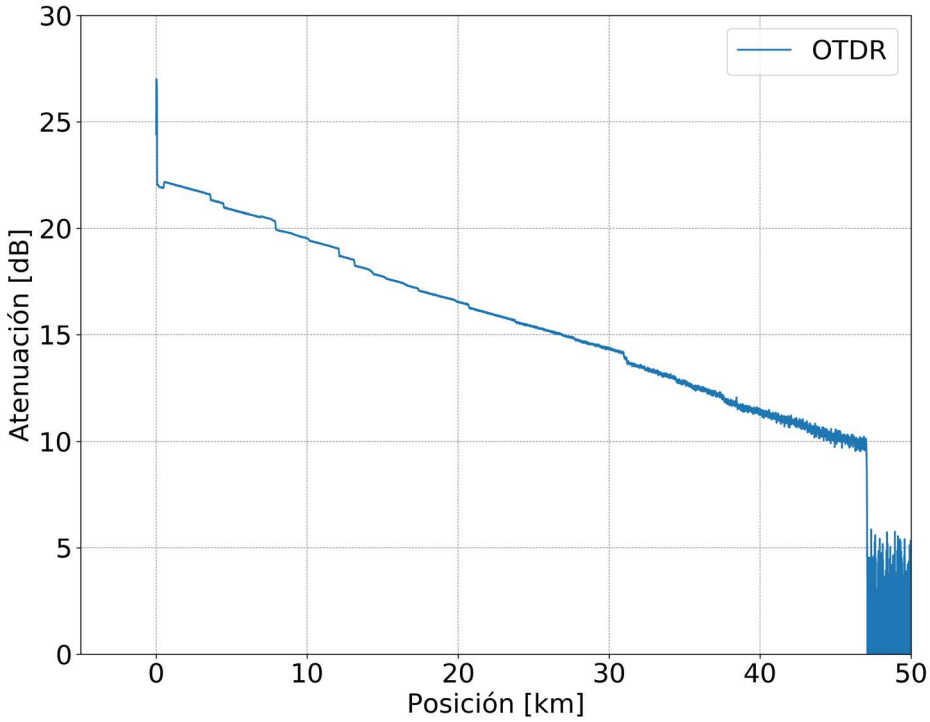


Figura 2.4: medición con un OTDR comercial.

Dos parámetros relevantes de un OTDR son la resolución espacial y la resolución temporal que están relacionados con el ancho de pulso y la frecuencia de repetición del láser. A continuación, se define la resolución espacial a partir del ancho del pulso Δt_{laser} como

$$\Delta z_{laser} = \frac{c\Delta t_{laser}}{2n}. \tag{2.3}$$

Por otro lado la resolución temporal es igual a la inversa de la frecuencia de repetición del láser, la cual a su vez está limitada por el largo de la fibra que se quiere estudiar. Esto se debe a que el envío de un pulso láser por el OTDR debe ser efectuado una vez que se adquirió toda la señal de retrodispersión del pulso anterior con el fin de evitar que llegue al fotodetector la señal de dos puntos distintos de la fibra al mismo tiempo. A continuación, se define la máxima repetición del láser a partir del largo de la fibra L como

$$f_{laser} = \frac{c}{2nL}. \tag{2.4}$$

2.3.2. Modelo de dispersión

Cabe destacar que la fórmula del OTDR obtenida previamente (2.1) es compatible con un modelo básico de dispersión en la fibra en donde las inhomogenidades en el índice de refracción

son entendidas como interfaces dentro de la fibra en donde se producen las reflexiones del pulso. Por lo tanto, la señal de retrodispersión puede ser entendida como la suma de las contribuciones de esas reflexiones las cuales se localizan de manera aleatoria en la fibra. En este modelo, se supone que la cantidad de las interfaces (o centros de dispersión) es constante dentro del pulso y a lo largo de toda la fibra y, además, se supone que la distribución de amplitud de esas reflexiones es homogénea a lo largo del tendido. En este caso se entiende que la fuente de luz es una fuente de espectro amplio y que, por lo tanto, la potencia de la luz proveniente de las reflexiones en los centros de dispersión dentro del pulso se suman sin importar la fase del campo eléctrico. Esto se debe a que, si la longitud de coherencia de la fuente de luz es mucho menor al ancho del pulso, entonces el campo eléctrico de la señal de restrodispersión es la suma de campos eléctricos con amplitud y fase definida *dentro* de la longitud de coherencia pero que se encuentran fuertemente descorrelacionados entre las distintas unidades que conforman el pulso.

Por lo tanto, al calcular la potencia óptica como el cuadrado del módulo del campo. la información de la fase se pierde pues se está sumando el campo de unidades estadísticamente independientes. Es por esto que, en este caso, la potencia de la señal de retrosdispersión en una celda de resolución puede ser entendida como la suma de las potencias de las reflexiones en los centro de dispersión, sin importar la fase del campo eléctrico.

Sin embargo si se considera una fuente de luz monocromática con longitud de coherencia igual o mayor al ancho del pulso, los efectos de fase deben ser considerados. Este es el caso del OTDR coherente (C-OTDR). Si se supone un pulso rectangular se obtiene la siguiente expresión del campo eléctrico de la señal de restrodispersión [44]

$$E_S(z) = p(t) \sum_k a_e^k \exp(j\phi_e^k) = p(t) A_e(z) \exp(j\phi_e(z)), \tag{2.5}$$

donde $E_S(z)$ es el campo eléctrico de la señal de restrosdispersión en la posición z de la fibra, $p(t)$ es el estado de polarización, a_e^k es la amplitud del campo y ϕ_e^k es el factor de fase de cada centro de dispersión el cual es aleatorio debido a que su posición dentro de la celda de resolución es aleatoria. Los factores A_e y $\phi_e(z)$ son también magnitudes aleatorias. En caso de considerar un pulso no rectangular basta simplemente con agregar otro término multiplicativo en la suma que tenga en cuenta la forma del pulso. Además, dado que en este caso interesa el mecanismo de dispersión se obvió el término de pérdida en la fibra, que es igual a la exponencial decreciente mostrada anteriormente.

Si se tiene en cuenta que la potencia óptica es proporcional a $|E_S(z)|^2$, se obtiene un patrón aleatorio debido a la interferencia del campo de los distintos emisores que se encuentran dentro del pulso. Si bien este patrón es aleatorio en z, no varía a lo largo del tiempo es decir no varía entre pulso y pulso. El único mecanismo por el cual el patrón de intensidades puede cambiar es que cambie la fase entre los emisores dentro del pulso, es decir que cambie la posición de los centros dispersores debido a perturbaciones externas. En la Figura 2.5 se observa una medición realizada con un C-OTDR en el mismo tendido de fibra medido con el OTDR de la Figura 2.4. Mientras en este último la curva de atenuación es suave, en el C-OTDR la curva de retrodispersión presenta una modulación debido a la alta coherencia temporal del pulso que viaja por la fibra.

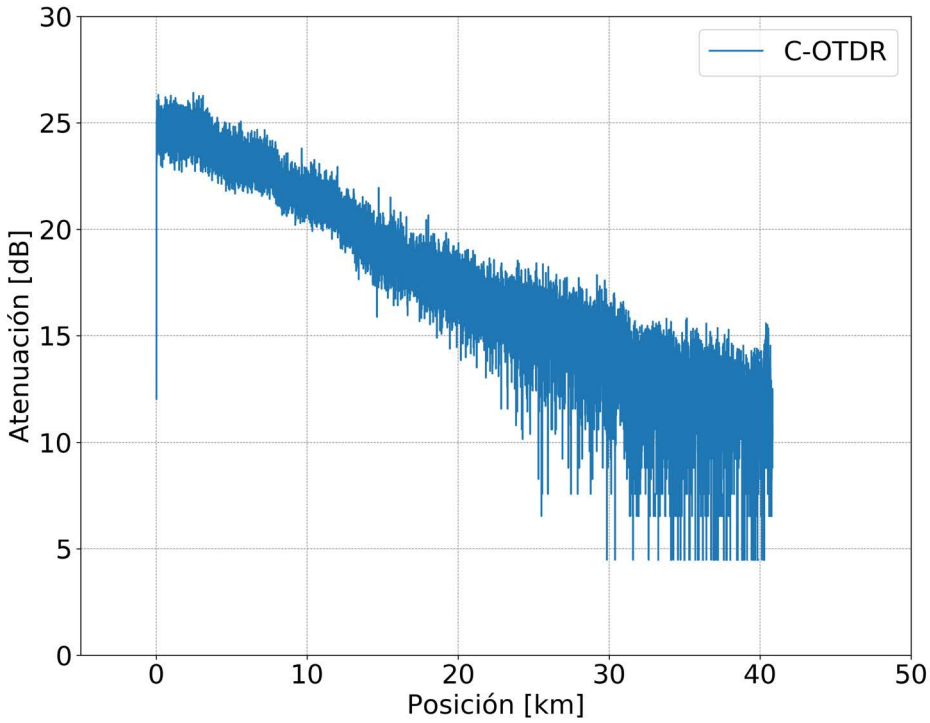


Figura 2.5: medición con C-OTDR desarrollado en el laboratorio.

2.3.3. Distribución de potencia

En cuanto a la distribución de la potencia óptica de la señal de retrodispersión para un C-OTDR, la cual es altamente variable debido a la utilización de fuentes coherentes de luz, se obtiene que la distribución de probabilidades para el caso de luz monocromática, en una fibra monomodo y con un único estado de polarización sigue la siguiente relación [45]

$$\Pr(P_{BS}(z)) = \overline{P_{BS}(z)}^{-1} \exp(-\frac{P_{BS}(z)}{\overline{P_{BS}(z)}}), \tag{2.6}$$

donde $P_{BS}(z)$ es la potencia de la señal de retrosdispersión y $\overline{P_{BS}(z)}$ es el valor medio de la potencia. Al considerar una fuente monocromática estamos suponiendo que la longitud de coherencia del pulso es mayor o igual al ancho del pulso. En la práctica, y como veremos más adelante, el pulso que utilizaremos en nuestro equipo no puede ser considerado monocromático y por lo tanto estamos interesados en considerar el caso en que utilicemos un espectro de frecuencias. Este caso está dentro del caso más general donde se consideran M_f contribuciones estadísticamente independientes, entre las que se pueden considerar distintas frecuencias del láser, distintos estados de polarización o distintos modos de la fibra. En este caso la distribución de potencias $\Pr(P_{BS}(z))$ tiene la forma de una función gamma [44]

$$\Pr(P_{BS}(z)) = \frac{P_{BS}(z)^{[M_f(z)-1]}}{(M_f(z)-1)!} [\frac{M_f(z)}{\overline{P_{BS}(z)}}]^{M_f(z)} \exp(-\frac{M_f(z)P_{BS}(z)}{\overline{P_{BS}(z)}}), \tag{2.7}$$

donde para M_f igual a 1 se recupera el caso ideal que mostramos antes y para la cual la distribución corresponde a una exponencial decreciente. A medida que M_f aumenta, la distribución tiene forma de campana con un ancho cada vez más angosto (ver Figura 2.6) y que puede

aproximarse a una gaussiana. En el caso que $M_f >> 1$ entonces la distribución es un pico, y por lo tanto la modulación de la señal de retrosdispersión es nula y la señal es constante. Este es el caso de una fuente de espectro ancho como la utilizada en un OTDR convencional. En el caso de un C-OTDR, se busca que la modulación de la señal sea máxima a fin de maximizar la sensibilidad del instrumento la cual definiremos como el ancho de la curva de la distribución de potencia. Por ello, la elección del láser, el mecanismo de modulación o pulsado del mismo, y su estabilidad en temperatura en esencial para asegurar un pulso con un ancho de banda angosto y estable en el tiempo.

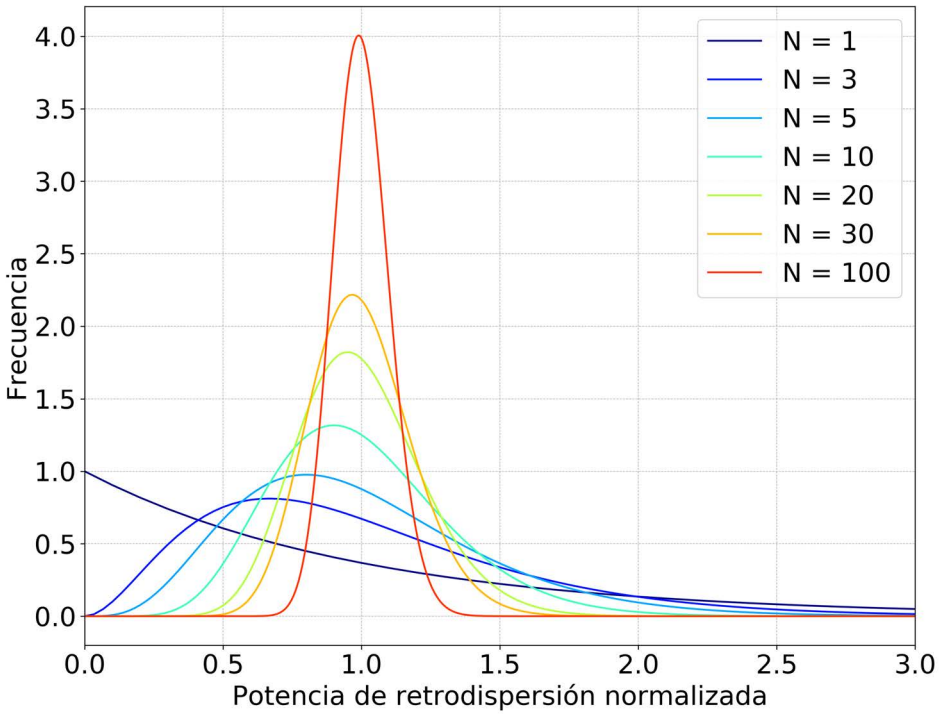


Figura 2.6: función gamma.

2.3.4. Fenómenos no lineales en fibra óptica

Como se mencionó en la sección anterior y como se mostrará más adelante, la sensibilidad del instrumento está determinada por la amplitud de la modulación de la señal de retrodispersión. A su vez, ésta depende fuertemente de los grados de libertad del sistema como ser el tipo de fibra, el estado de polarización del pulso y sobre todo en el ancho de banda del pulso láser. Teniendo en cuenta que cuanto mayor sea el espectro de frecuencias de la señal de retrodispersión, menor es la amplitud de la modulación, se buscará generar un pulso láser lo más monocromático posible. El otro factor que afecta fuertemente al ancho espectral del pulso que se propaga y, por lo tanto, a la señal de retrodispersión, es un tipo de fenómeno no lineal que se verifica por la interacción del pulso láser y el material de la fibra, y que se la denomina automodulación de fase (SPM). Los dos procesos principales de naturaleza no lineal que afectan a un pulso viajando por la fibra son la dispersión por velocidad de grupo (DVS) y la antes mencionada automodulación de fase (SPM). Mientras el primer fenómeno afecta a la forma del pulso, y su ensanchamiento temporal, a medida que el pulso viaja por la fibra; el segundo fenómeno afecta al ancho espectral dejando invariante su forma temporal. En este caso, nos centraremos en este segundo fenómeno pues sus

efectos cobran relevancia para anchos de pulsos mayores a 100 ps y potencias pico de mayores a 1 W, mientras los efectos del GVD pueden considerarse despreciables en este régimen.

En el Apéndice A se muestran las deducciones llevadas a cabo por G.P. Agrawal [46], y por S. P. Singh y N. Singh [47] gracias a las cuales es posible estimar el ensanchamiento espectral del pulso a medida que éste viaja por la fibra. A continuación, se hará uso de los resultados por los cuales si, se supone un pulso inicial de perfil gaussiano $U(0,T)$, se puede obtener el ensanchamiento espectral a partir de realizar la transformada de Fourier de $U(L,T)$. Para el caso de ancho de pulso de 50 ns y una potencia pico de 5 W, se obtienen los espectros de frecuencia de la Figura 2.7 para una distancia de fibra de 0 m y 2000 m. Mientras el espectro del pulso a 0 m presenta un ancho esperable debido a transformada de Fourier de 20 MHz, a 2000 m presenta un ancho espectral cinco veces mayor.

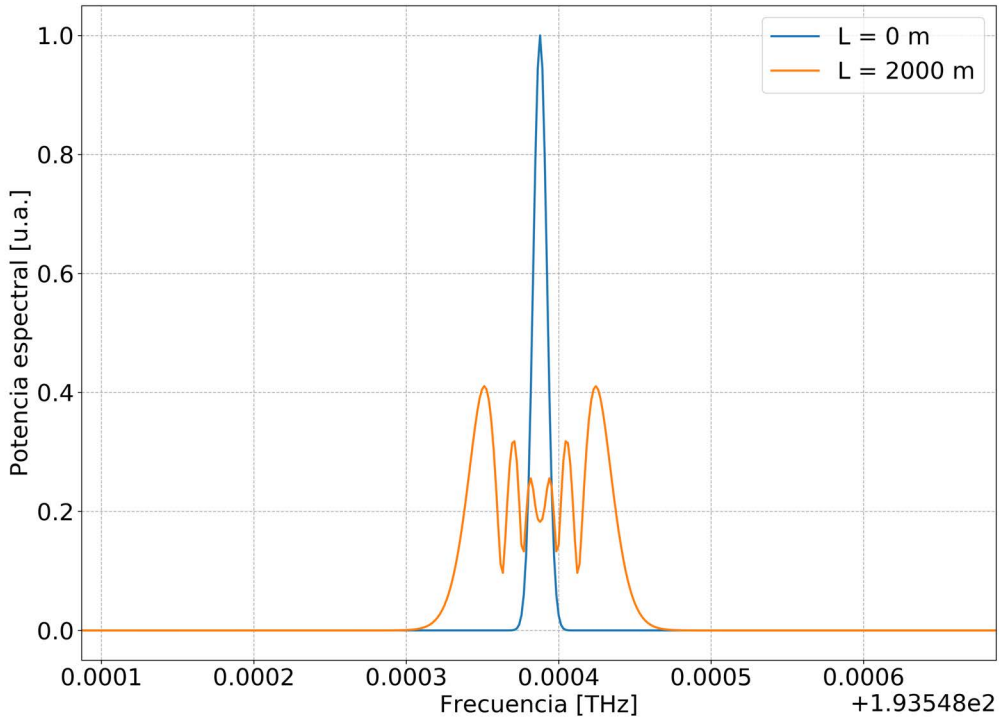


Figura 2.7: Ensanchamiento espectral de un pulso gaussiano por SPM.

Teniendo en cuenta que el ancho de la modulación de la señal de retrodispersión (y, por lo tanto, la sensibilidad del sensor distribuido) depende fuertemente del ancho espectral del pulso, se deberá trabajar en regímenes de potencia pico y anchos de pulso que minimicen los efectos de SPM. Para ello se puede considerar el parámetro de distancia no lineal (L_{NL}) definido por la siguiente fórmula

$$L_{NL} = \frac{1}{\gamma P_0}, \tag{2.8}$$

donde P_0 es la potencia pico del pulso y γ es un factor que depende del tipo de fibra y de la componente no lineal de segundo orden del índice de refracción (n_2) y que, para una fibra monomodo y trabajando a 1550 nm, puede estimarse en 0.0012 $1/m \cdot W$.

2.3.5. Principio de funcionamiento del sensor DVS

El principio de funcionamiento de un sensor distribuido de vibraciones (DVS) se basa en el mismo principio de un OTDR. Este consta de un láser el cual es modulado con una fuente de pulsos, y luego se acopla a la fibra con la cual se quiere hacer la medición. Utilizando un circulador óptico es posible separar la señal de retrodispersión de la rama del láser, la cual es medida por un fotodetector y luego digitalizada por un conversor analógico digital (DAC). Esta señal es utilizada para el diagnóstico de la fibra.

El DVS utiliza el mismo principio de funcionamiento pero con algunas modificaciones que lo hacen un instrumento sensible a las vibraciones acústicas. Como se mostró en la sección anterior, el DVS hace uso de la modulación de la amplitud de la señal de retrosdispersión la cual se verifica al utilizar una fuente de luz de espectro de frecuencias angosto. En este caso, cuando la fibra óptica es perturbada mecánicamente, los centros de dispersión de la fibra modifican su posición ya sea por estiramiento o contracción de la fibra. Al modificar su posición, se verifica una perturbación en la fase del campo eléctrico reflejado en cada uno de los centros dispersores, que conlleva a una modificación del patrón de intensidad de la señal de retrosdispersión únicamente en los tiempos (o en la posiciones de la fibra) donde se verificó la perturbación externa. El sensor DVS entonces, envía pulsos de luz, adquiere la señal de retrodispersión generada en la fibra por cada pulso enviado, y estudia los cambios de en los patrones de intensidad adquiridos que son asociados a perturbaciones mecánicas de la fibra (Figura 2.8).

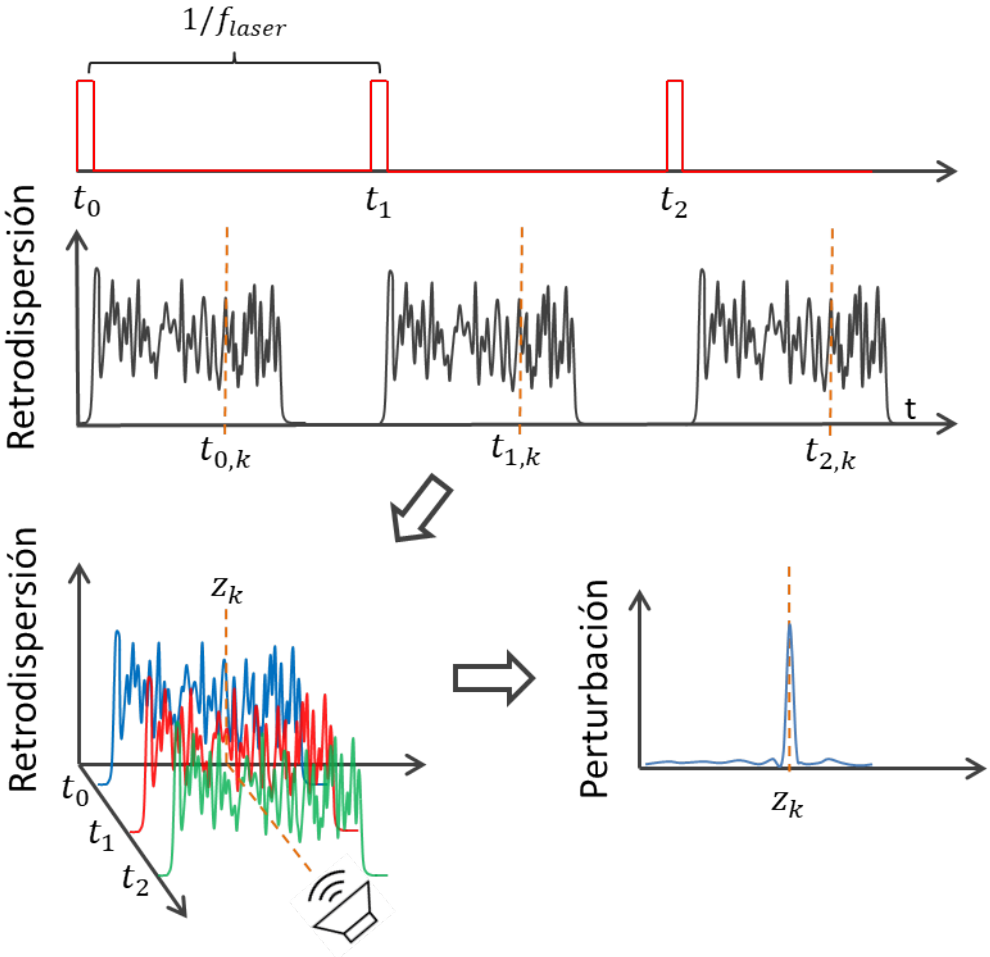


Figura 2.8: principio de funcionamiento del DVS.

Al igual que en un OTDR convencional, la resolución espacial y resolución temporal están determinadas por el ancho del pulso y la frecuencia de repetición del láser (la cual, como se vio, depende del largo de la fibra a estudiar). Teniendo en cuenta que el OTDR convencional es utilizado para el diagnóstico de fibras y por lo tanto la resolución temporal no es relevante, el instrumento realiza el promediado de muchas curvas para reducir el ruido de la señal. Típicamente, este tipo de instrumentos puede realizar un promediado de hasta 30 segundos, que dependiendo del largo de la fibra, puede corresponder al promediado de 500000 curvas. De esta manera se pueden utilizar pulsos de luz de baja potencia pico, como así también fotodetectores que no requieren alta sensibilidad.

Por el contrario, el DVS que es utilizado para la medición de perturbaciones acústicas en el rango máximo determinado por f_{laser}, a fin de no limitar el ancho de banda de las perturbaciones detectadas, realiza un promediado de a los sumo unas pocas curvas. Este factor obliga a utilizar fuentes de luz capaces de generar picos de potencias superiores a la de un OTDR convencional (por arriba de 0.2 W pico) y, por otro lado, fotodetectores de alta sensibilidad a fin de maximizar los niveles de señal del instrumento y, por lo tanto, reducir los niveles de ruido. Si bien es posible aumentar los niveles de señal aumentando la energía del pulso de entrada, cabe recordar que los efectos de la automodulación de fase se hacen más evidentes a medida que se aumenta la potencia pico de los pulsos o se reduce el ancho de los pulsos o se aumenta el largo de la fibra.

2.3.6. Respuesta acústica

Como se dijo previamente, el sensor distribuido mide las variaciones en la señal de retrodispersión debido a perturbaciones mecánicas en la fibra. Estas perturbaciones al generar desplazamientos de los centros de dispersión en la fibra, provocan variaciones en el patrón de amplitud de la señal de retrodispersión el cual es de intensidad variable debido a la utilización de fuentes de luz de alta coherencia temporal. En el caso en que no haya perturbaciones externas en la fibra, este patrón, si bien aleatorio, es estable en el tiempo, mientras que al perturbar la fibra en una posición específica se observa una variación del patrón únicamente en la posición asociada. Cabe destacar que, dado que el patrón de intensidades en una posición de la fibra es la suma de señales provenientes de los centros situados en posiciones aleatorias desconocidas, la respuesta de la fibra a la perturbación externa en principio no es lineal con la intensidad de la perturbación. Esto quiere decir que, si bien el sensor no puede ser utilizado como un micrófono capaz de reproducir fielmente una perturbación acústica, puede ser utilizado para la detección de sonido y sus componentes espectrales (estas también de respuesta no lineal).

Teniendo en cuenta estas consideraciones, se propone ahora encontrar una medida de la respuesta del instrumento y para ello se estudiará la definición de la energía acústica de una señal y su relación con las componentes espectrales de la misma. Si se tiene una señal discreta en tiempo $z(n)$ de N muestras se define la energía de la señal E_S

$$E_S = \langle z(n), z(n) \rangle = \sum_{n=0}^{N-1} |z(n)|^2. \tag{2.9}$$

Dado que el sensor mide perturbaciones acústicas resulta de interés medir las variaciones de la señal respecto a su valor medio. Y siendo que el valor medio de la señal de retrodispersión es proporcional a la energía del pulso, se propone utilizar este valor para normalizar la energía acústica, evitando que esta magnitud dependa de las condiciones de operación del equipo como ser la potencia pico y duración de los pulsos. Por último, se considera la potencia acústica por sobre la energía pues ésta es independiente de la cantidad de muestras (la cual puede variar dependiendo de los parámetros de operación del equipo) y, por lo tanto, se divide la energía por

N. Teniendo en cuenta todas estas consideraciones, se define la magnitud STD que da cuenta de la amplitud de la perturbación

$$STD = \frac{1}{\overline{z(n)}}\sqrt{\frac{1}{N}\sum_{n=0}^{N-1}|z(n)-\overline{z(n)}|^2} = \frac{1}{\overline{z(n)}}\sigma_{z(n)}, \tag{2.10}$$

donde $\sigma_{z(n)}$ es la desviación estándar de la señal $z(n)$ y, por lo tanto, esta magnitud la denominamos STD.

A continuación, se quiere relacionar la STD con el espectro de frecuencias de la señal. Para ello se considera la identidad de Parseval que relaciona las mediciones $z(n)$ con sus componentes espectrales $Z(k)$ a partir de la transformada discreta de Fourier según la siguiente relación

$$\sum_{i=0}^{N-1}|z(n)|^2 = \frac{1}{N}\sum_{k=0}^{N-1}|Z(k)|^2. \tag{2.11}$$

De esta manera, podemos relacionar la amplitud de la perturbación STD con su descomposición espectral. Para ello se considera la identidad de Parseval aplicada a la señal $z(n) - \overline{z(n)}$ y luego se divide por N, obteniendo

$$\frac{1}{N}\sum_{i=0}^{N-1}|z(n)-\overline{z(n)}|^2 = \frac{1}{N^2}\sum_{k=1}^{N-1}|Z(k)|^2, \tag{2.12}$$

y, aplicando la raíz a ambos términos, se obtiene

$$STD = \frac{1}{|Z(0)|}\sqrt{\sum_{k=1}^{N-1}|Z(k)|^2}. \tag{2.13}$$

Se debe notar que la sumatoria se realiza a partir del índice 1, puesto que $|Z(0)|$ corresponde a la suma de la señal $z(n)$. De esta manera, se obtiene una medida de la amplitud de la perturbación acústica STD, ya sea a partir del cálculo de la desviación estándar de la señal o del cálculo de las componentes espectrales con un algoritmo como ser la FFT (*Fast Fourier Transform*) [48]).

En ausencia de perturbaciones mecánicas externas sobre la fibra, el nivel de la STD dependerá exclusivamente de las fuentes de ruido del sensor como ser: ruido en la energía de los pulsos enviados, ruido en la placa digitalizadora, y principalmente ruido del fotodiodo utilizado para la medición de la señal de retrodispersión. Teniendo en cuenta que este ruido puede aproximarse por gaussiano y es plano en frecuencias, se suele definir la relación señal a ruido del detector a partir de la relación entre el valor medio y su desviación estándar

$$SNR_{det} = \frac{\overline{z(n)}}{\sigma_{z(n)}} = \frac{1}{STD_{det}}. \tag{2.14}$$

Es decir que la STD definida arriba es también una medida del ruido del instrumento. Si ahora se tiene una perturbación externa, se define la relación señal a ruido del instrumento (SNR_{DVS}) utilizando la siguiente relación

$$SNR_{DVS} = \frac{STD_{ext}}{STD_{det}}, \tag{2.15}$$

donde por STD_{ext} y STD_{det} se entiende la STD de la señal con y sin perturbaciones externas, respectivamente.

De esta forma, para mejorar la relación señal a ruido del instrumento se debe por una parte aumentar el nivel de STD_{ext} aumentando la sensibilidad del instrumento y disminuir los niveles de ruido del detector (STD_{det}). Como se verá más adelante, esto es posible aumentando lo máximo posible los niveles de señal en el detector y realizando el promediado de varias curvas de retrodispersión. Teniendo en cuenta que la distribución de ruido del detector se puede aproximar por una distribución gaussiana, el promediado de m curvas (es decir la aplicación de un filtro de media de m muestras para cada posición) conlleva a una mejora de la SNR_{det} en un factor $\sqrt{m}$, que significa una mejora de la SNR_{DVS} también en un factor $\sqrt{m}$.

En el caso de que se aplique este filtro, el ancho de banda del sensor DVS (Bw_{DVS}), determinado en primera instancia por la frecuencia de repetición del láser, se reduce en un factor m

$$Bw_{DVS} = \frac{f_{laser}}{2m}. \tag{2.16}$$

Por lo tanto, al momento de aplicar este filtro, es necesario que las frecuencias de perturbación externas que se quieran medir estén dentro del ancho de banda del sensor a fin de no restarle respuesta al instrumento. Siguiendo este razonamiento, a fin de reducir el ruido del instrumento, es conveniente adquirir a la máxima repetición del láser posible y realizar el máximo promediado de muestras posibles sin recortar el ancho de banda de interés.

Cabe destacar que calcular la STD luego de aplicar el filtro de media haciendo uso de la fórmula (2.10) es prácticamente equivalente a sumar únicamente las componentes de interés del espectro de Fourier (no es exactamente lo mismo pues la respuesta en frecuencias del filtro de media no es un escalón). De manera más general se puede obtener una $STD_{\Delta f}$ asociada a una porción del espectro realizando la sumatoria únicamente entre dos frecuencias de corte f_{hp} (pasa altos) y f_{lp} (pasa bajos), que es equivalente a realizar la STD de la señal luego de aplicarle un filtro pasabanda con las mismas frecuencias de corte

$$STD_{\Delta f} = \frac{1}{|Z(0)|}\sqrt{\sum_{k=p}^{q} |Z(k)|^2}, \tag{2.17}$$

donde p y q son los índices asociados a las frecuencias de corte y que dependen del ordenamiento de los datos al calcular la transformada de Fourier con un algoritmo determinado.

2.4. Armado del equipo DVS

2.4.1. Diseño del sensor DVS

Teniendo en cuenta las consideraciones hechas anteriormente, se realizó el diseño del equipo cuyo esquema se muestra a continuación (Figura 2.9).

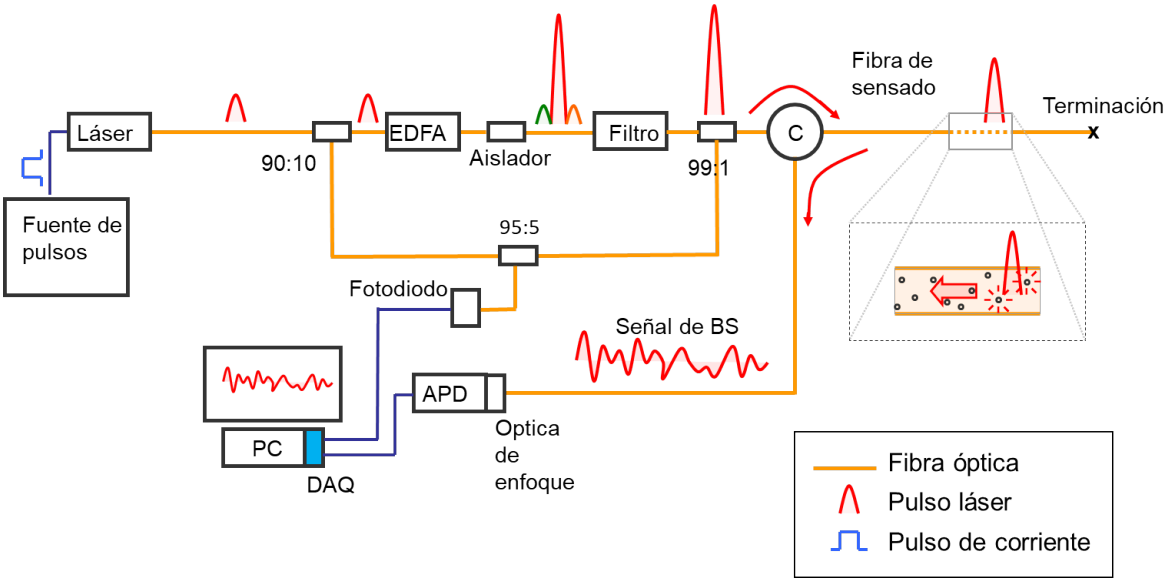


Figura 2.9: esquema del DVS. El EDFA es el amplificador óptico de fibra dopada con Erbio, C el circulador, APD el fotodiodo de avalancha, DAQ la placa digitalizadora, y PC la computadora de medición.

El equipo consta de un láser de cavidad externa en longitud de onda de 1550 nm, el cual para ciertos rangos de tensión y temperatura asegura su funcionamiento en un único modo, es decir a una única frecuencia. El láser es modulado por corriente, la cual es provista por una fuente de modulación la cual produce un pulso de corriente de intensidad y duración controlable. La temperatura del láser es controlada y estabilizada gracias a un enfriador/calentador termoeléctrico que se encuentra dentro del encapsulado del láser. Luego, se utiliza un atenuador variable (VOA, por sus siglas en inglés) para controlar la potencia pico del láser. A continuación se dispone un divisor de haz en fibra de 90 % utilizado para el monitoreo del pulso. El pulso láser, que en estos momentos tiene una potencia pico de 5 a 10 mW, es luego amplificado por un amplificador de fibra dopado con Erbio (EDFA) el cual aumenta la potencia pico hasta 500 veces. Luego del EDFA, se dispone un aislador óptico a fin de reducir la entrada de luz por reflexión en los componentes, y minimizar así los efectos de retroalimentación en el EDFA que puedan generar perturbaciones en la intensidad de los pulsos amplificados. Luego se dispone un filtro pasabanda sintonizable en el rango de los 1550 nm a fin de eliminar el ruido por emisión espontánea amplificada (ASE, por sus siglas en inglés) introducido por el EDFA. Luego, se dispone un divisor de 99 % para el monitoreo del pulso amplificado. La rama de 1 % de monitoreo del pulso amplificado se acopla a la rama de 10 % de monitoreo del pulso láser antes de ser amplificado mediante un divisor o acoplador de 95/5. La salida de este divisor es utilizada para el monitoreo del pulso antes y después de la amplificación utilizando un fotodiodo para la medición de la señal. A la salida del 1 % se dispone un rollo de fibra a fin de retardar la señal, y que no haya superposición de los pulsos de monitoreo (antes y después de la amplificación).

El pulso amplificado se acopla a un circulador óptico el cual separa la señal de retrodispersión proveniente de la fibra óptica utilizada como sensor y envía la señal por el canal de medición. La señal es luego medida por un fotodiodo de avalancha (APD, por sus siglas en inglés) luego de haber sido enfocada y alineada en el sensor por la óptica de enfoque y el posicionador xy. La señal del APD es digitalizada por una placa digitalizadora de dos canales conectada a la PC de medición. Un canal de la placa es utilizado para la adquisición de la señal de retrodispersión medida con el APD, el otro es utilizado para la adquisición de la señal del fotodiodo de monitoreo de los pulsos. El procesamiento de los datos es realizado y mostrado en tiempo real con rutinas

hechas ad hoc programadas en lenguaje C, para el procesamiento, y Python para la visualización.

2.4.2. Componentes del equipo

Antes de detallar los distintos componentes que hacen parte del equipo de campo, haremos una breve mención al prototipo de laboratorio desarrollado previamente, con el fin de exponer los esfuerzos dedicados a reducir el costo del equipo obteniendo el mismo o mejor rendimiento. La reducción en el costo de los componentes utilizados en los equipos de campo, no se traduce en una merma de las especificaciones técnicas de los componentes sino principalmente en sus funcionalidades, las cuales se ven reducidas pero que son suficientes para asegurar el correcto funcionamiento del equipo. De esta manera, los componentes con mayor cantidad de funcionalidades (y de mayor costo) son dedicados para la investigación en el laboratorio donde es necesario controlar un mayor número de variables. A continuación se nombrarán un par de ejemplos que dan cuenta de estos casos.

Uno de los aspectos fundamentales del equipo respecta la modulación del láser para generar el pulso que viaja por la fibra (luego de ser amplificado). Una vez decidido realizar la modulación por corriente del láser, es decir, generando un pulso de corriente entre ánodo y cátodo, la primera opción fue utilizar una fuente de corriente comercial específica para láseres (Newport LDP-3830-220V, USD8500 FOB), la cual permitía cambiar el ancho de pulso, la frecuencia de repetición y la corriente pico. Si bien fue posible pulsar el láser con esta fuente, se notó que el ruido de los pulsos de corriente era considerable, traduciéndose en altos niveles de ruido en la señal de retrodispersión (los cuales no podían ser reducidos normalizando la señal por la energía de los pulsos).

Para solucionar este problema se decidió utilizar una fuente de corriente para láseres (iC-Haus HG8M, USD 72.50 FOB) la cual traduce un pulso de tensión TTL en un pulso de corriente de igual duración y que permite el control de la corriente, cuyo rango es modificable con un potenciómetro, a partir de una entrada de tensión de 0-5 V. Si bien el precio del integrado es mucho menor que la fuente anterior, el funcionamiento de esta configuración requiere un pulso de tensión TTL cuya duración determina la duración del pulso láser. La primer opción fue utilizar un generador de funciones capaz de generar pulsos de 10 a 500 ns, es decir un generador de por lo menos 100 MHz de ancho de banda cuyo precio es cercano a USD 4300 FOB (Rigol DG5102). Esta configuración, si bien era menos costosa que la anterior, y permitía obtener mayor estabilidad en los pulsos láser, requería utilizar un generador de funciones con la única utilidad de generar los pulsos TTL, impidiendo su utilización en otras experiencias de laboratorio donde era requerido.

Para evitar la utilización de un generador de funciones se propuso entonces utilizar un integrado (Data Delay Devices PPG36F-5, USD 30) que permite generar pulsos TTL de duración programable con sus entradas digitales en un rango de 10 ns a 360 ns, con un paso de 5 ns. El pulso TTL se genera cada vez que el integrado recibe una señal de disparo cuya frecuencia determina la frecuencia de repetición del láser, la cual es típicamente de 2 kHz a 50 kHz. Esta señal de disparo es por lo tanto de baja frecuencia y puede ser generada por dispositivos de bajo costo, como ser en nuestro caso una Arduino Due (USD 40). Esta configuración fue finalmente la escogida y resultó ser la de mejor rendimiento, puesto que permitió obtener bajos niveles de ruido de los pulsos láser, además de la posibilidad de controlar via PC la repetición del láser, la duración de los pulsos y los niveles de potencia pico de los mismos, a un costo mucho menor con respecto a las otras dos configuraciones (aproximadamente USD 200 entre todos los componentes y el armado de las plaquetas PCB).

A continuación, se detallarán algunos de los componentes del sensor DVS de campo haciendo hincapié en sus principales características.

Generación de pulsos

Láser

Como se dijo anteriormente, la elección del láser con un ancho de banda estrecho es de suma importancia para asegurar máximos niveles de sensibilidad. En nuestro caso se eligió un láser de cavidad externa (ECL, por sus siglas en inglés) los cuales, a diferencia de los láseres de tipo DFB (*Distributed Feedback Laser*), tienen su reflector por fuera del chip de ganancia obteniendo anchos de banda más angostos que en los estos últimos. El láser utilizado es el modelo SFL1550 marca Thorlabs, el cual viene en un encapsulado de tipo *butterfly* de 14 pines y con la fibra monomodo acoplada a él. Dentro del encapsulado se encuentra un enfriador/calentador termoeléctrico (TEC) y un termistor de 10 kΩ que permite estabilizar la temperatura de la cavidad y así también la longitud de onda de emisión. La emisión en un único modo o frecuencia es posible solamente para ciertas temperaturas y niveles de corriente. En el caso de que el láser esté operando en una única frecuencia o modo longitudinal, el fabricante asegura un ancho de banda del orden de 50 kHz.

Fuente TEC

La fuente TEC utilizada para el control y estabilización de la temperatura consiste en el integrado WTC3243 y la placa de control WTC3293 de la marca Wavelength Electronics. Esta fuente cuenta con un control PI (Proporcional Derivativo), una corriente máxima de 2.2 A, y un nivel de estabilidad de temperatura de hasta 0.001 °C. El termistor de control utilizado para la medición de la temperatura se conecta a dos borneras de la fuente por la cual se provee la corriente de bias utilizada para la medición de la tensión entre las patas del termistor. La sintonización de la temperatura se realiza con una señal de tensión provista por el usuario que se encuentra en el rango de 1 V (con un termistor de 10 kΩ, a 25 °C, y una corriente de bias del termistor de 100 μA). La conversión de tensión a temperatura es realizada con los coeficientes de Steinhart provistos por el fabricante del termistor.

Fuente de corriente

La fuente de corriente elegida para realizar la modulación del láser es la HG8M de la marca IC-Haus. Este integrado consta de 6 canales de corriente independientes a los que se les puede controlar su intensidad y tiene un ancho de banda de 200 MHz, por lo que puede ser utilizado para generar pulsos de corriente de duración mayor a 10 ns. Para ello, es utilizada una entrada del integrado por la cual se suministra la señal de disparo (*trigger*). Esta señal es de tipo TTL, donde el nivel bajo indica "láser apagadoz el nivel alto "láser prendido". Otra entrada del integrado es conectada a una fuente de tensión variable que proporciona la alimentación del láser y cuyo nivel de tensión indica el nivel de corriente (o potencia del láser). La señal de disparo es generada por un oscilador de baja frecuencia en el rango de 2 kHz a 50 kHz el cual establece la frecuencia de repetición del láser. Esta señal cuadrada es utilizada como disparo de un integrado generador de pulsos TTL (PPG36, Data Delay Devices) el cual permite controlar el ancho del pulso en el rango de 10 ns a 360 ns. La elección del ancho del pulso es programable y se realiza con las 6 entradas digitales del integrado en el rango indicado y con un paso de 5 ns. Esta es la señal de disparo utilizada a la entrada de la fuente de corriente para la generación de los pulsos.

Amplificación de pulso

Para lograr los niveles de potencia pico requeridos para el DVS (alrededor de 1 W) a partir de los pulsos láser generados por la fuente de pulsos (5-10 mW) se utilizó un amplificador de fibra dopada con Erbio (EDFA). El principio de funcionamiento de un EDFA es similar a la de un láser sin cavidad, es decir sin la retroalimentación provista por los espejos a los extremos de la cavidad. En la Figura 2.10 se muestra un esquema simplificado de un EDFA.

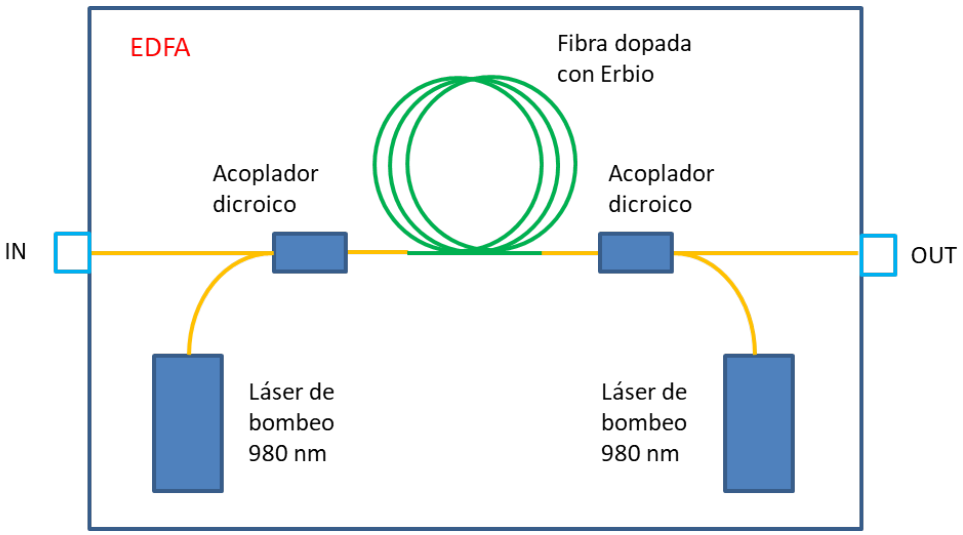


Figura 2.10: esquema de un EDFA.

La fibra dopada con Erbio funciona como el medio de ganancia. El Erbio al ser bombeado con láseres de bombeo de 980 nm y 1480 nm es excitado hacia estados de energía superiores, luego decae de forma no radiativa hacia estados metaestables, de los cuales luego decae en forma radiativa por el fenómeno de la emisión estimulada en la longitud de onda del láser que se quiere amplificar (1550 nm) y por emisión espontánea también. El EDFA puede ser utilizado tanto con señales de entrada continuas como pulsadas, y su nivel máximo de amplificación varía según la configuración adoptada: tipo de láseres de bombeo, tipo y largo de fibra dopada, y cantidad de etapas de amplificación. En este caso, se utilizan EDFAs comerciales cuya ganancia y señal máxima son del orden de 30 dB y 1 W respectivamente para entradas continuas. Para señales de entrada pulsadas los niveles de amplificación pico pueden ser superiores teniendo en cuenta que es posible mantener los niveles de potencia media especificados por el fabricante.

Las fuentes de ruido introducidas por el EDFA son la emisión espontánea amplificada (ASE) la cual se genera debido al decaimiento de energía espontáneo del Erbio excitado y se amplifica debido al fenómeno de emisión estimulada. El espectro del ASE es el mismo al de la emisión espontánea del Erbio, y es del orden de 50 nm alrededor de los 1550 nm. El efecto del ASE en la señal de salida es una señal continua de fondo la cual aumenta su nivel en ausencia de señal de la entrada. Este ruido es filtrado por un filtro sintonizable a la salida del EDFA de 1 nm de ancho de banda.

El ASE, además de introducir una señal de fondo es responsable de ruido en la amplificación [49] [50]. Típicamente el ruido en un amplificador viene especificado por la figura de ruido (FN) y esta se define a partir de la relación a ruido (SNR) de la señal de entrada y la señal de salida a partir de la siguiente relación

$$FN = \frac{SNR_{in}}{SNR_{out}}. \tag{2.18}$$

En los amplificadores de Erbio de tres niveles existe un límite teórico de figura de ruido de 3 dB [49] [50], siendo los niveles típicos ruido en los EDFAs comerciales utilizados de 4 dB.

Fotodetectores

Los dos fotodetectores del equipo son utilizados para el monitoreo de los pulsos antes y después de la amplificación y, otro, para la medición de la señal de retrosdispersión. Una rápida estimación de los niveles de potencia esperados permite elegir correctamente los fotodiodos a fin de obtener niveles aceptables de señal, los cuales están fijados por los rangos de tensión de la placa de adquisición (0.2 V y 2 V) de la cual se hará mención más adelante. Además de los niveles de tensión, el otro parámetro a considerar es el tiempo de respuesta del sensor o el ancho de banda del mismo. Teniendo en cuenta que la resolución espacial del instrumento está determinada en primera instancia por el ancho del pulso, se requiere que el tiempo de respuesta, tanto de la placa de adquisición como de los sensores utilizados, sea menor a fin de no perder resolución. Esto se debe a que, en última instancia, la resolución del instrumento estará determinada por el mayor entre los siguientes tiempos característicos: el ancho de pulso Δt_{laser}, el tiempo de respuesta del detector $\Delta t_{detector}$ y el tiempo de respuesta de la placa Δt_{DAC}, donde se hace uso de la siguiente relación para estimar el tiempo de respuesta Δt a partir del ancho de banda del sensor (Bw)

$$\Delta t = \frac{1}{Bw}. \tag{2.19}$$

En este caso, los anchos de pulso utilizados se encuentran en el rango de los 20 ns a 200 ns, que considerando la relación anterior, implican un ancho de banda máximo de 50 MHz. Es por esto que se busca que el ancho de banda de los fotodiodos y de la placa de adquisición sea mayor a este valor, a fin de asegurar no perder resolución espacial.

A continuación, se estimarán los niveles de señal y ruido de los sensores utilizados para el monitoreo y la medición de la señal de retrosdispersión. Teniendo en cuenta los niveles de señal en ambos sensores, para el primer caso se utilizó un fotodiodo de juntura PN que es aceptable para la medición de señales en el orden de 1 mW; mientras que en el segundo caso se optó por un fotodiodo de avalancha APD (*Avalanche PhotoDiode*) para la medición de señales en el orden de los 200 nW. En el Apéndice B se muestran las deducciones de los niveles de señal y ruido para ambos tipos de sensores.

Para el caso de la señal de monitoreo se utiliza el fotodiodo modelo DET01CFC de la marca Thorlabs de 1.2 GHz de ancho de banda (y resistencia de carga de 50 Ohms). Para estimar el nivel de señal basta considerar la fórmula de la fotocorriente (Ec. B.1) y de la tensión (Ec. B.2) con una resistencia de carga de 50 Ohms. Con un valor de potencia óptica de 1 mW se obtiene un valor aproximado de 40 mV, el cual está comprendido en el rango de medición más bajo de la placa de adquisición (0-200 mV). En cuanto a los niveles de ruido estadístico (*shot noise*), basta considerar el nivel de fotocorriente I_L que es del orden de 0.5 mA, con el que se estima un valor de ruido estadístico I_s de 0.5 μA. Con estos valores se obtiene una SNR_{DET} de 1000.

Para la medición de la señal de retrodispersión cuyos niveles de potencia se estiman en 200 nW, es necesario otro tipo de sensor más sensible. Si se tienen en cuenta las fórmulas del fotodiodo de juntura PN, es posible estimar un valor de resistencia de carga que permita obtener un ancho de banda de 50 MHz, que es el límite hallado para no perder resolución espacial en el instrumento. Este valor es aproximadamente 1000 Ω, el cual al utilizarlo para estimar el nivel de señal haciendo uso de las relaciones mostradas anteriormente, permite obtener valores de señal cercanos a 200 μV. Estos valores de tensión son muy bajos para los rangos de adquisición de la placa, lo que implicaría realizar una amplificación eléctrica de la señal que incrementaría los niveles de ruido. Es por eso que se opta por un sensor APD, el cual realiza la amplificación

de la fotocorriente por efecto avalancha en zona de depleción del diodo, al utilizar tensiones de polarización cercanas a la de ruptura.

Teniendo en cuenta las relaciones mostradas en el Apéndice B es posible estimar los niveles de señal y ruido para el APD APD130C de la marca Thorlabs. Este detector tiene un amplificador de transimpedancia integrado que realiza la conversión de corriente a tensión y puede ser conectado directamente a la placa de adquisición u osciloscopio. La amplificación de transimpedancia especificada por el fabricante es de 50 kV/A y un ancho de banda de 50 MHz (lo cual cumple los requerimientos a fin de no perder resolución espacial). Con los valores de señal esperados (200 nW) se obtienen, entonces, valores de tensión de 100 mV, y niveles de relación señal a ruido de 25.

Óptica de enfoque

La óptica de enfoque es utilizada para colectar la luz de retrodispersión para su medición, y consiste en un colimador (F280FC-1550, Thorlabs) que se acopla con un conector de fibra a la salida del circulador y una lente de enfoque (A280TM-C, Thorlabs) utilizada para enfocar la luz en el sensor del APD. A estos dos elementos ópticos se le agregan los distintos componentes mecánicos utilizados para el acople de los componentes ópticos con el APD, entre los que se encuentran distintos tubos metálicos, adaptadores, y un posicionador xy (LM1XY/M, Thorlabs) para posicionar correctamente el haz enfocado en el elemento fotosensible del APD. La elección de los componentes ópticos en relación de la distancia focal y diámetro de las lentes (y, en definitiva, en la apertura numérica de los componentes), se debieron principalmente a la necesidad de no recortar la luz, tanto en el colimador como en la lente de enfoque, a fin de maximizar la señal y minimizar así los niveles de ruido. Además, teniendo en cuenta que no se contaba con un ajuste fino de la posición de la lente de enfoque respecto del eje axial, se debió tener en cuenta el parámetro confocal del sistema y así estimar los niveles de tolerancia en la posición de la lente de enfoque en el tubo a fin de no recortar el haz en el sensor.

Placa de adquisición

La placa digitalizadora utilizada es la PCIe-9852 de la marca Adlink. Ésta se conecta por puerto PCI express y dispone de dos canales, 14 bits de resolución por canal, dos rangos de tensión (200 mV y 2 V) independientes por canal, y frecuencia de adquisición máxima de 200 MS/s por canal. El ancho de banda de la placa es de 90 MHz superando los requerimientos de ancho de banda a fin de no limitar la resolución espacial del instrumento. La placa además tiene un buffer interno de 1 Gb, y el copiado de datos desde el buffer interno a la memoria RAM de la PC de medición se realiza por DMA (*Direct Memory Access*) evitando la utilización de recursos por parte del procesador de la PC para el copiado de los datos [55]. El buffer interno puede ser fraccionado en partes iguales para su utilización como buffer circular y evitar la pérdida de datos en los tiempos requeridos para la transferencia de los datos. La placa puede adquirir en dos modos de adquisición: continua o con disparo externo. En nuestro caso se utiliza el segundo modo de operación con el disparo proveniente de la fuente de pulsos. En este tipo de operación puede programarse tanto la cantidad de muestras de retardo (*delay*) como de adquisición luego de cada disparo (*bins*), de manera de acotar la adquisición en la fibra en las zonas de interés. En la Figura 2.11 se muestra un esquema de la adquisición.

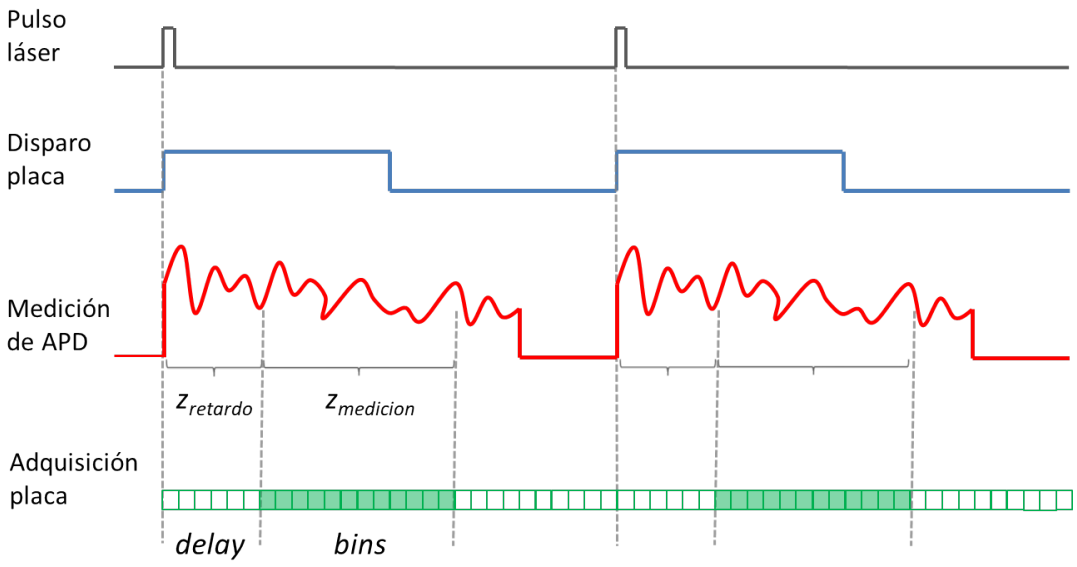


Figura 2.11: parámetros relevantes de la placa de adquisición.

En el esquema se muestra la posición de inicio de la medición (definido a partir de las muestras de retardo), y la distancia de medición de la fibra (definido a partir de la cantidad de muestras medidas), utilizando las siguientes relaciones

$$z_{retardo} = \frac{c * delay}{2 * n * f_{DAC}}, \tag{2.20}$$

$$z_{medicion} = \frac{c * bins}{2 * n * f_{DAC}}, \tag{2.21}$$

donde *delay* son las muestras de retardo de la placa, *bins* las muestras de medición, y f_{DAC} la frecuencia de adquisición de la placa.

PC de medición

Como se dirá más adelante el procesamiento de los datos consiste no lo solo en la adquisición del dato çrudo", es decir el dato adquirido sin ningún procesamiento, sino también en el procesamiento del dato crudo en tiempo real a fin de poder realizar diagnósticos a partir de la medición del sensor DVS. Por lo tanto, se espera que la PC de medición sea capaz de procesar el dato crudo, escribirlo a disco el dato crudo y escribir a disco el dato procesado. En cuanto al procesamiento, las opciones se dividen en la utilización del procesador o la utilización de una placa de video dedicada para la aplicación de filtros a la señal. Teniendo en cuenta que estamos trabajando con un sensor distribuido, en donde la señales correspondientes a cada tramo de la fibra son independientes entre ellas, es claro que el procesamiento de las señales es altamente paralelizable. Este factor haría pensar una elección de la placa de video por sobre el microprocesador, sin embargo teniendo en cuenta que la cantidad de procesos no es tan alta (máximo 5000), y que la cantidad de las operaciones del procesamiento es baja, se decide la utilización del microprocesador (Intel Core I7) para llevar a cabo las tareas de procesamiento. En cuanto a la escritura de los datos se requiere la capacidad del almacenamiento de los datos procesados y dato crudo, y de una copia de seguridad de los mismos. Como se verá más adelante, el tamaño del dato procesado puede ser considerado despreciable respecto al dato crudo, por lo que los requerimientos de escritura se realizaron sobre estos últimos. La correcta escritura de los datos

será posible siempre y cuando la velocidad de escritura a disco sea mayor a la velocidad de adquisición (v_{adq}) definida por

$$v_{adq} = n_{CH} * bins * f_{laser} * 2bytes. \tag{2.22}$$

Teniendo en cuenta valores típicos de frecuencia de láser (10 kHz) y cantidad de muestras (5000) por disparo, es posible estimar una velocidad de adquisición de 190 Mb/s para un solo canal ($n_{ch} = 1$). Típicamente la velocidad de escritura de un disco rígido no supera los 130 Mb/s por lo que es necesario la utilización de un esquema de tipo RAID para lograr las velocidades de escritura requeridas. En nuestro caso se eligió un RAID10 con ocho discos rígidos de 4 Tb y con velocidad de escritura individual estimada en 120 Mb/s, con lo cual se estima una velocidad de escritura máxima poco menor a 480 Mb/s (cuatro veces la velocidad de escritura individual). La utilización de un RAID10 permite duplicar los datos con el fin de obtener una copia de seguridad en caso de falla en alguno de los discos.

2.4.3. Armado del equipo de campo

A continuación, se muestra el armado del equipo de campo que se realizó en un módulo tipo rack con el fin de evitar la entrada de polvo en los componentes que conforman el equipo y mejorar la organización de los cables eléctricos, de señal y fibra óptica (2.12). En la Figura 2.13 se muestra un diagrama del equipo de campo, donde las flechas negras indican cables de señal y comunicación, y las naranjas los cables de fibra óptica.

Figura 2.12: equipo DVS de campo.

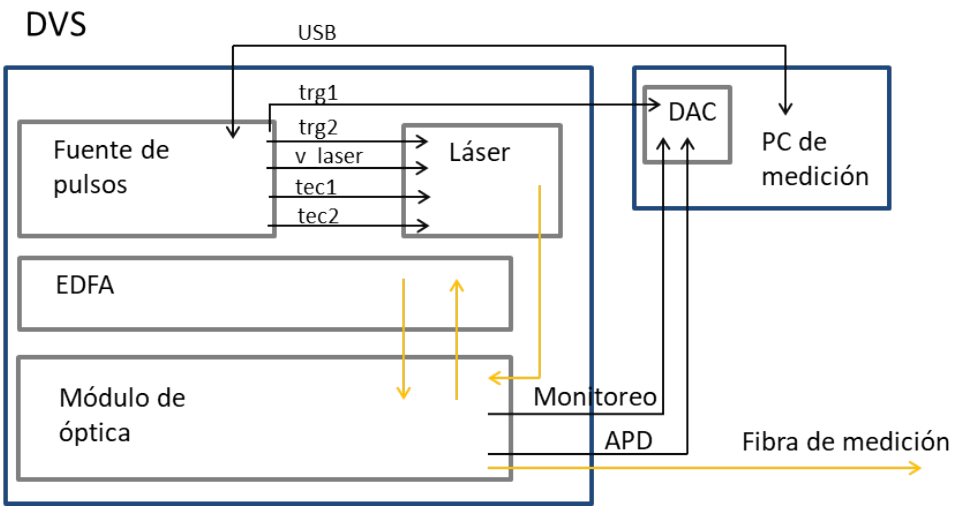
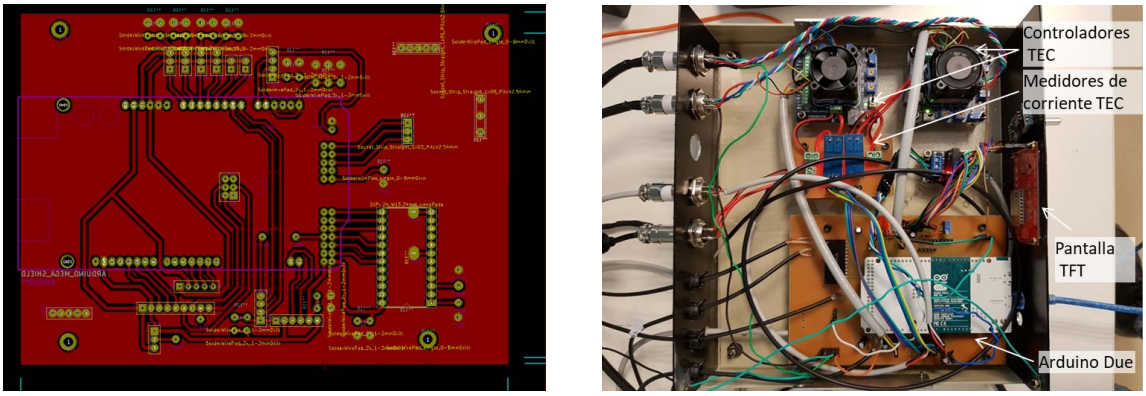


Figura 2.13: esquema del equipo DVS.

Fuente de pulsos

La fuente de pulsos controla los siguientes parámetros del láser: frecuencia de repetición, corriente pico de la fuente de corriente, duración del pulso, temperatura interna del encapsulado y temperatura externa. La temperatura interna se controla mediante un calentador termoeléctrico dispuesto dentro del encapsulado del láser, mientras que la temperatura externa controla la temperatura de un bloque de aluminio donde se apoya el encapsulado. Este último se dispone para reducir la diferencia de temperatura entre el láser y el ambiente, siendo que la amplitud térmica dentro del tráiler de medición puede ser superior a 20 °C dependiendo el lugar de medición y época del año. Todos estos parámetros son elegidos por el usuario mediante una interfaz de control en la PC de medición, la cual se comunica por el puerto USB con un Arduino Due. Este controlador es el utilizado tanto para el control de los parámetros arriba mencionados, como para la medición de magnitudes relevantes como ser temperatura o niveles de corrientes de los controladores TEC. En la Figura 2.14 se muestra una imagen del diseño de la placa PCB donde se monta la Arduino, el chip generador de pulsos y las salidas digitales utilizadas para el disparo del láser y las entradas analógicas para la medición de las señales de temperatura y corriente (a). Al lado (b) se muestra la fuente de pulsos ya armada con la Arduino montada y con los controladores de temperatura para los TEC. En la parte posterior se disponen los cables de comunicación con la placa digitalizadora y el láser, y en la parte delantera se muestra el cable de comunicación USB, una pantalla TFT y un encoder utilizado para el menú en caso de control interno.



(a) (b)

Figura 2.14: a) Diseño de plaqueta PCB de la fuente de pulsos. b) Interior de la fuente de pulsos ya armada.

En la Figura 2.15 se muestra una captura de pantalla de la interfaz de control de la fuente de pulsos desarrollada en Python. En ésta se muestran todos los parámetros de control y monitoreo los cuales pueden ser guardados en un archivo de texto a medida que transcurre la medición.

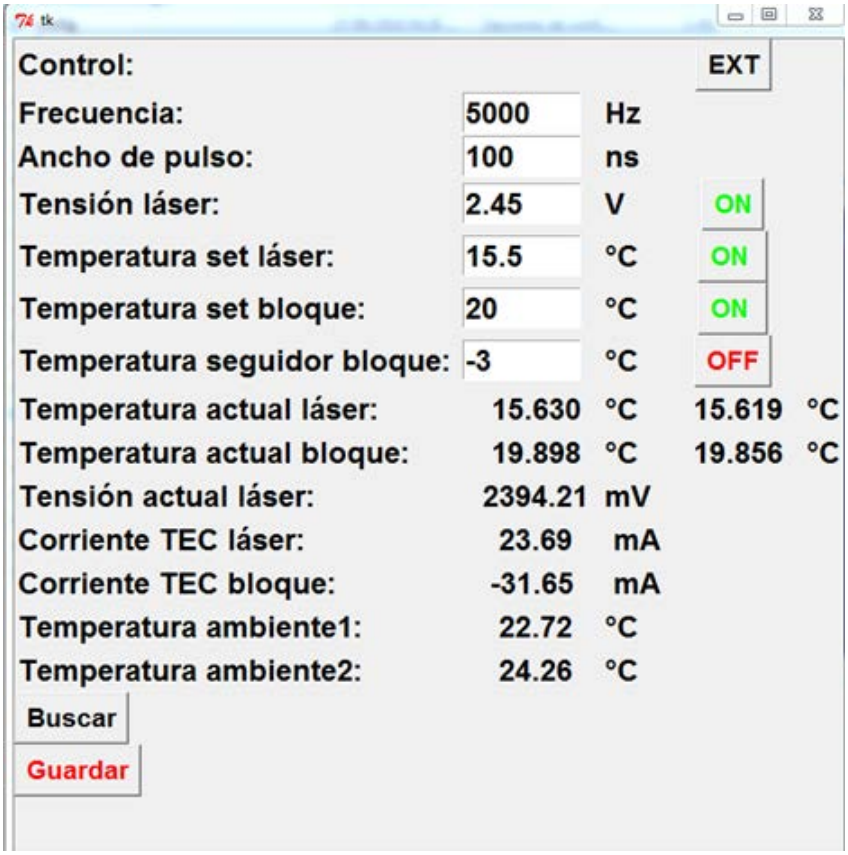
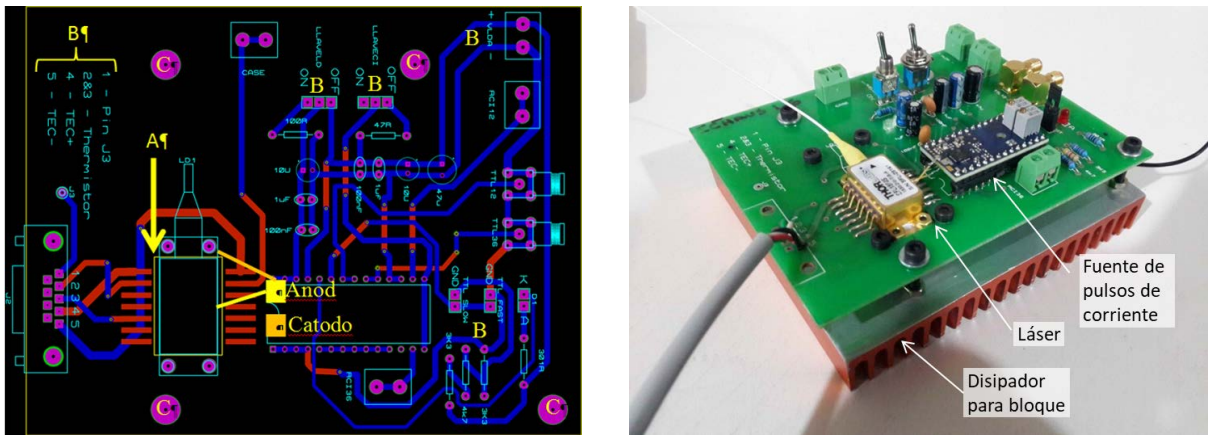


Figura 2.15: interfaz de control de la fuente de pulsos.

Láser

En la Figura 2.16 se muestra el diseño de la placa donde se dispone el láser y la fuente de corriente (a) y también se muestra la plaqueta ya montada con el láser, la fuente de corriente y

los distintos componentes electrónicos (b). El láser, el cual se suelda sobre la placa PCB, está en contacto en su parte inferior con el bloque de aluminio que permite regular su temperatura externa. El bloque se calienta y enfría con un TEC el cual está en contacto con el disipador que se observa en la imagen y sobre el cual se monta la placa PCB.



(a) (b)

Figura 2.16: a) Diseño de la plaqueta PCB donde se encuentra la fuente de corriente y donde se monta el láser b) Plaqueta ya armada con el láser montado y los pines ánodo-cátodo ya soldados sobre las pistas de la fuente de corriente.

Módulo de óptica

El esquema del módulo donde se encuentran los componentes de óptica se muestra en la Figura 2.17. Aquí se muestra el diagrama de los componentes al igual que en el esquema de la Figura 2.9 pero en este caso se detallan los empalmes realizados entre componentes y cómo estos fueron dispuestos en los casettes apilables. La utilización de estos casettes permite optimizar el espacio, fijar los componentes y, principalmente, facilitar la sustitución de cada uno de ellos en caso de rotura. En la Figura 2.18 se muestra una imagen del interior del módulo de óptica.

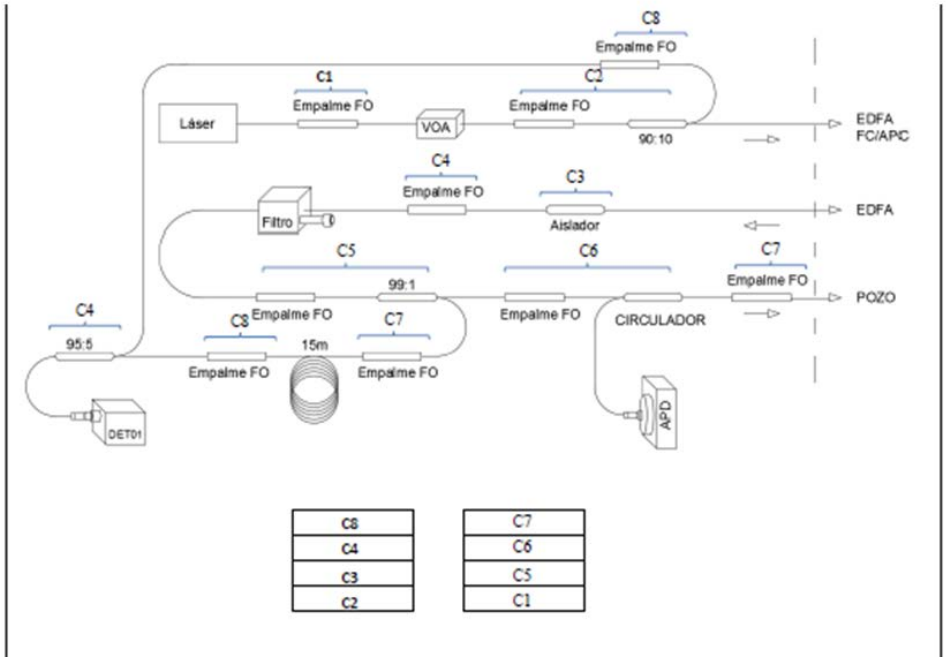


Figura 2.17: Esquema del módulo de óptica del DVS.

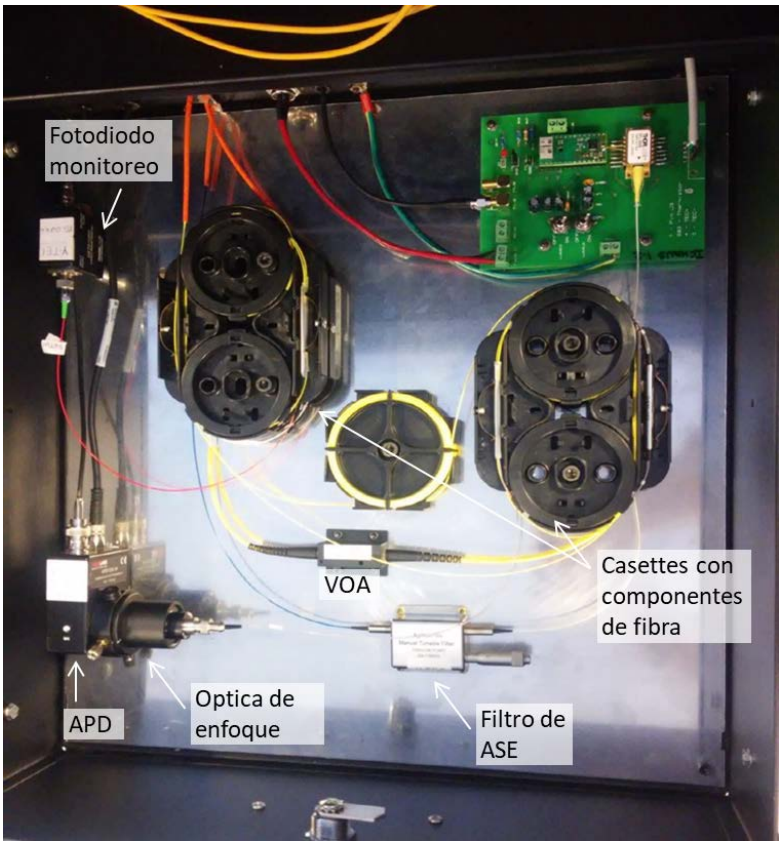


Figura 2.18: módulo de óptica del DVS.

Multiplexor de fibra óptica

Para poder realizar mediciones en varios pozos (o varios canales) sin necesidad de utilizar la misma cantidad de equipos y en caso de utilizar un sólo equipo, para evitar conectar la salida del equipo de medición al canal de interés cada vez que se requiera, se decidió utilizar un multiplexor de fibra óptica de cuatro canales controlado desde la PC. De esta manera, al conectar la salida del equipo al canal de entrada del multiplexor, y las salidas de éste a los tendidos de los pozos (o canales), se evita tener que cambiar el pozo de medición manualmente, permitiendo la operación remota del equipo. La elección del multiplexor estuvo enfocada en dos especificaciones más relevantes entre otras, que son las pérdidas por inserción (*insertion loss*) y las pérdidas por reflexión (*return loss*). La primera indica las pérdidas que sufre la señal luego de atravesar el multiplexor (en ambas direcciones de la fibra), y la segunda indica el nivel de reflexión que se observa en la misma fibra de entrada, y ambas son medidas respecto a la señal de entrada en dB.

Las pérdidas por inserción reducen el umbral tolerable de energía de los pulsos antes de observar no linealidades en la señal de retrodispersión, dado que si bien la pérdida de energía de los pulsos observada durante el pasaje del pulso por el multiplexor puede ser compensada aumentando la potencia pico del pulso, la señal de retrodispersión también sufre una pérdida al pasar en el otro sentido reduciendo los niveles de señal. Por otro lado, las pérdidas por reflexión reducen la máxima potencia pico que se puede introducir en la fibra dado que las reflexiones generadas en las interfaces del multiplexor pueden dañar los APD.

En la Figura 2.19 se muestra el multiplexor monomodo, utilizado en el equipo DVS, montado en un gabinete y con conectores FC/APC para minimizar las reflexiones en los mismos. El dispositivo es alimentado con una fuente externa y controlado mediante el puerto USB con un programa en escrito en Python.

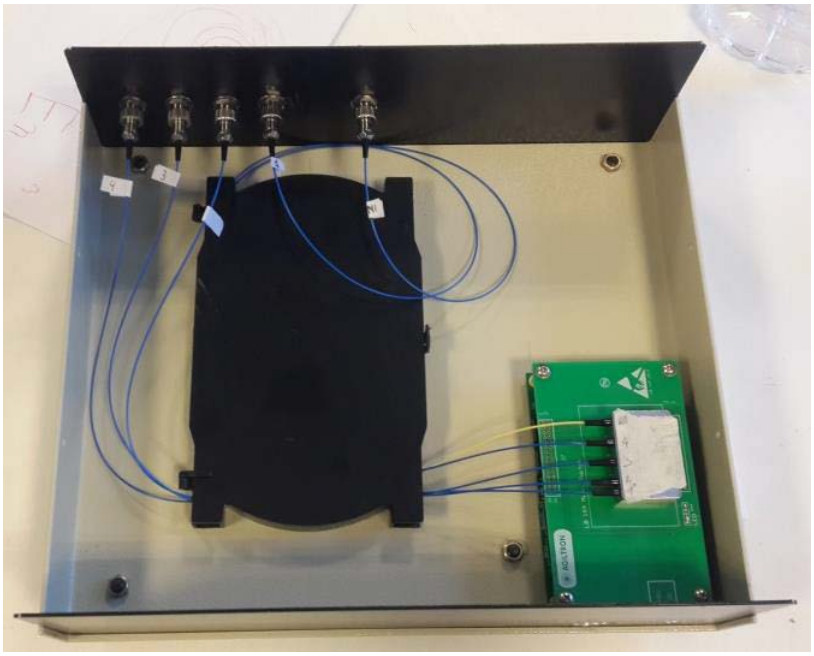


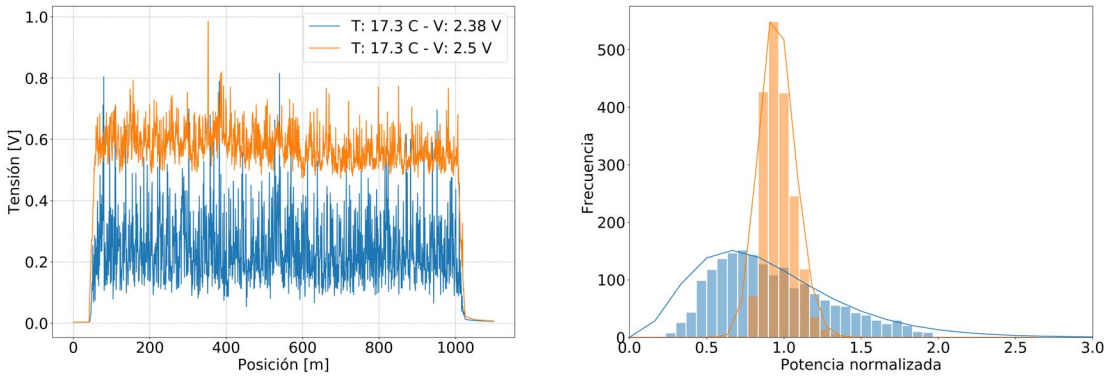
Figura 2.19: multiplexor en gabinete y caja de empalmes donde se ubican los empalmes de los conectores de entrada y salida.

2.5. Caracterización y puesta a punto del equipo

La puesta a punto del equipo consiste en hallar los parámetros del DVS que maximizan la sensibilidad del sensor y minimizan los niveles de ruido del fotodiodo utilizado para medir la señal de retrodispersión. Para ello se utilizó la fuente de pulsos y se realizó un barrido en tensión (2.35 V a 2.65 V) y temperatura del láser (14.8 °C a 17.8 °C), con un ancho de pulso fijo y para una temperatura externa (o de bloque) constante en 20 °C. Para minimizar las fuentes de ruido externas que pudieran afectar las mediciones, la fibra de medición se aisló en una caja acústica y térmica.

2.5.1. Sensibilidad

Como se dijo en secciones anteriores, la sensibilidad del DVS está relacionada con la amplitud de modulación de la señal de restrodispersión, cuya distribución de potencia corresponde a una función gamma. Se había mostrado también, cómo el ancho de dicha distribución dependía de la cantidad de grados de libertad del sistema, donde se incluían los estados de polarización y la cantidad de modos o frecuencias de la luz retrodispersada. También se mostró cómo el fenómeno de interacción no lineal entre el pulso viajante y la fibra llamado automodulación de fase (SPM) ensancha el espectro de frecuencias del pulso provocando una disminución de la modulación de la señal de retrodispersión a medida que el pulso viaja a través de la fibra. A modo de ejemplo, en la Figura 2.20a se muestran las curvas de retrodispersión para dos temperaturas de láser distintas, donde se observa cómo la amplitud de modulación es mayor para el caso de 2.38 V respecto a 2.5 V. Al lado (Figura 2.20b) se muestran los histogramas de potencias normalizados de las curvas de retrodispersión y el correspondiente ajuste utilizando la función gamma de la que se hizo mención anteriormente (Ec. 2.7).



(a) (b)

Figura 2.20: a) Señal de BS para un ancho de pulso de 200 ns y para distintos niveles de tensión láser. b) Distribución de potencia normalizada. De los ajustes realizados se obtienen valores de N iguales a 4 (azul) y 70 (naranja).

A continuación, se muestra el mapa de sensibilidad a partir de calcular el ancho de los histogramas de potencias para todos los valores del barrido (Figura 2.21). En el mapa se observa cómo para valores más bajos de tensión se obtienen los mejores valores de sensibilidad.

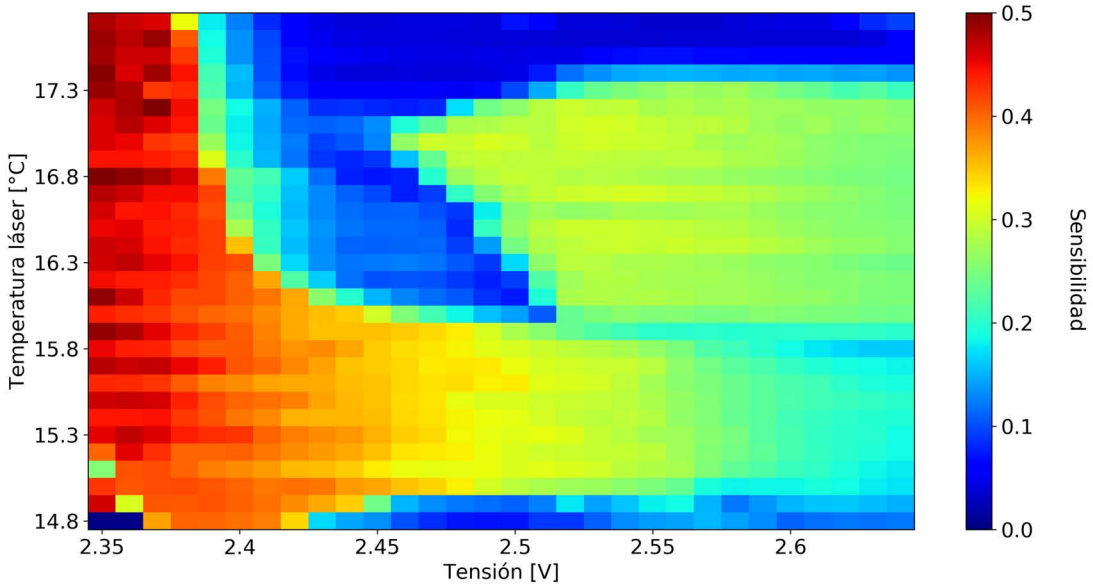


Figura 2.21: mapa de sensibilidad para barrido de parámetros de láser.

2.5.2. Nivel de ruido

Las fuentes de ruido en la señal de retrodispersión, más allá de las perturbaciones externas que se quieren medir, son de distinta naturaleza, siendo las principales:

1. Ruido en la energía: ruido en la señal de retrodispersión debido a dispersión en la energía de los pulsos antes y después de la amplificación. Éste se origina por variaciones en la corriente suministrada por la fuente de pulsos y a fluctuaciones introducidas por el EDFA.

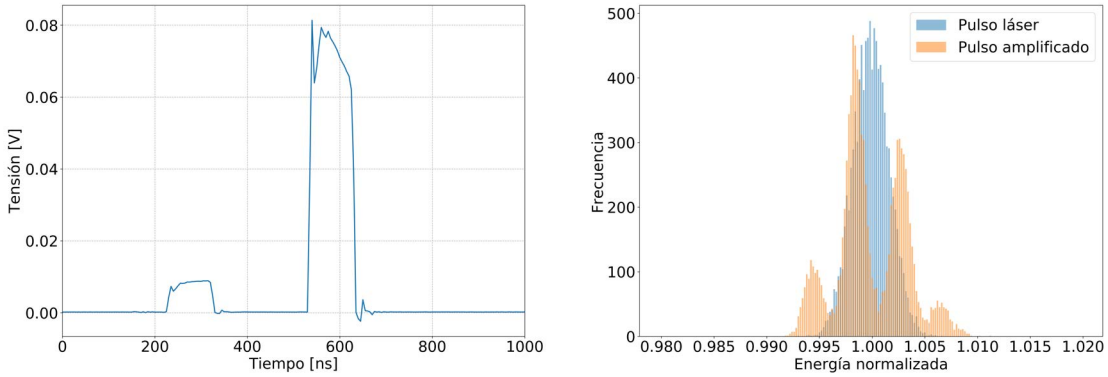
2. Ruido en longitud de onda: ruido en longitud de onda debido a fluctuaciones en la corriente de los pulsos suministrada por la fuente de pulsos y debido al ruido de temperatura de estabilización de la fuente TEC. Los cambios en la longitud de onda originan cambios en el patrón de intensidades de la señal de retrodispersión.

3. Ruido de detección y adquisición: ruido estadístico introducido por el APD y el ruido introducido por la placa.

Mientras que la primera fuente de ruido es fácilmente descartable, mediante la normalización de la señal con la energía de los pulsos luego de la amplificación, la segunda no puede ser descartada puesto que la relación entre los cambios de energía de los pulsos y el patrón de intensidades no es lineal. En cuanto al ruido relativo introducido por el APD, éste será mayor cuanto menor sea el nivel de señal, por eso al momento de considerar esta fuente de ruido se hará a partir de normalizarlo con el ruido teórico o esperado haciendo uso de la fórmula de relación a ruido del detector APD (Ec. B.8). Esto es conveniente puesto que es posible luego aumentar los niveles de señal en el APD (y por lo tanto aumentar la SNR de la señal) ya sea con el filtro de ASE sintonizable luego del EDFA o con la corriente de los láseres de bombeo del mismo. De esta manera, se obtiene una mejora de la SNR de la señal sin modificar los niveles de tensión y temperatura del láser que optimizan el sensor, tanto en niveles de ruido como de sensibilidad.

Ruido en la energía de los pulsos amplificados

A continuación, se muestran los perfiles de los pulsos láser antes y después de la amplificación medidos con el fotodiodo de monitoreo del DVS, y para un caso particular de tensión y temperatura del láser (Figura 2.22a). Mientras el primer pulso del gráfico corresponde al perfil del láser antes de la amplificación, el segundo corresponde al perfil del pulso amplificado. A fin de estimar el ruido en la señal de retrodispersión originadas en las variaciones en la energía de los pulsos, se considera la energía de los pulsos por cada disparo del láser entendida como la integral del perfil de los pulsos antes y después de la amplificación. En la misma Figura 2.22b se muestra la distribución de energía de los pulsos antes y después de la amplificación, donde se observa un aumento en los niveles de ruido luego de la amplificación (notar el ensanchamiento de las distribuciones). Aún así, los niveles de SNR antes y después de la amplificación son de 500 y 300, respectivamente, los cuales son superiores a los esperados en el detector.



(a) (b)

Figura 2.22: a) Perfil de pulsos antes y después de la amplificación. b) Distribución de energía normalizada de los pulsos antes y después de la amplificación. Con SNR de 500 y 300 respectivamente.

Una vez obtenido el valor de energía de los pulsos amplificados por cada disparo del láser, se procede a normalizar la señal de retrodispersión por esos valores a fin de eliminar la contribución del ruido de la energía de los pulsos en la señal de retrodispersión. Realizando ésto, cabe destacar que la mejora en los niveles de ruido de la señal de retrodispersión son limitados teniendo en cuenta que se obtienen relaciones señal a ruido (SNR) en la energía de los pulsos de hasta 300, mientras que se esperan SNR del orden de 25 a 50 por el ruido del APD (en los niveles de señal típicos del APD).

Ruido en la señal de retrodispersión

Para la medición del ruido en la señal de retrodispersión se considera un segundo de medición con una frecuencia de láser 10 kHz y se mide la dispersión de la señal para cada posición. Teniendo en cuenta la variación de la intensidad de la señal de retrodispersión debido a la modulación misma originada por la utilización de fuentes de alta coherencia, es posible graficar el ruido en función del nivel de señal, y estimar cuánto se desvía del ruido teórico del APD. En el gráfico de la Figura 2.23 se muestra la relación señal a ruido de la medición de retrodispersión para dos condiciones de tensión y temperatura de láser diferente, y normalizados por la energía de los pulsos amplificados. Mientras en el primer caso (a) la señal es inferior a los valores teóricos, en el segundo caso los valores de SNR están en el orden de los esperados para esos niveles de

señal en el APD (b). Esto estaría indicando que en el segundo caso estamos trabajando en el límite de los niveles de ruido del detector, mientras que en el primer caso los niveles de ruido relativo son más altos más allá que se logre aumentar los niveles de señal.

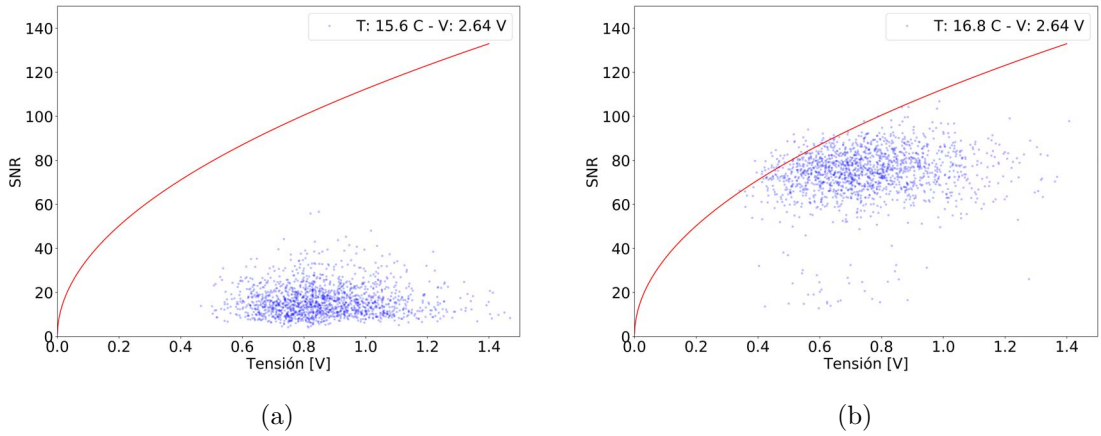


Figura 2.23: dos casos de temperatura y tensión del láser para los cuales la SNR de la señal de retrodispersión está por debajo de la teórica (a) y está en el orden de la teórica (b).

Teniendo en cuenta estas consideraciones se puede realizar el mapa de ruido para el barrido de tensión y temperatura del láser, obteniendo la imagen de la Figura 2.24 . El mapa se construye a partir de considerar el cociente entre el promedio de la SNR medida y la SNR teórica para cada punto del barrido.

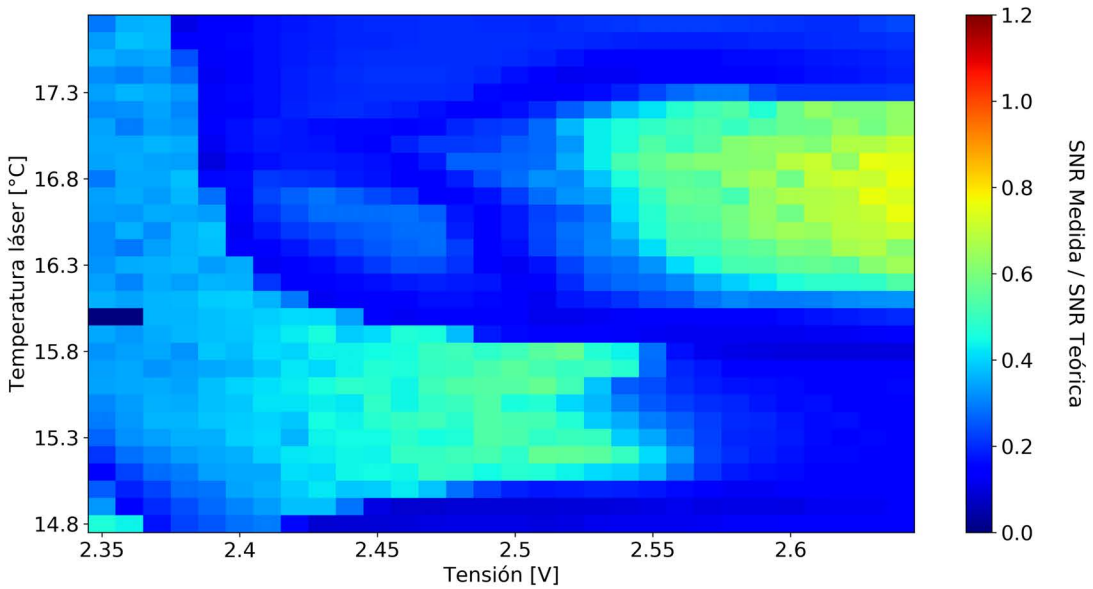


Figura 2.24: mapa de ruido en el espacio tensión y temperatura del láser.

2.5.3. Elección de los parámetros del láser

Como se dijo en el inicio de esta sección, los parámetros ideales de tensión y temperatura del láser son aquellos que maximizan la sensibilidad del instrumento y disminuyen los niveles de

ruido de la señal (2.15). Teniendo en cuenta los mapas de sensibilidad y ruido de las Figuras 2.21 y 2.24 respectivamente, observamos que donde se encuentran los mejores niveles de sensibilidad no se encuentran los niveles de ruido más bajo y viceversa. Para determinar los mejores niveles de operación se considera entonces el producto entre las dos magnitudes (Sensibilidad y SNR), obteniendo el mapa de la Figura 2.25 . Si bien esta magnitud no puede ser considerada excluyente para la elección de los parámetros, en la práctica se encontró de utilidad para la elección de la temperatura y tensión del láser. Teniendo en cuenta estos factores, la operación del láser se estableció en el rango de los 2.45 V a 2.50 V y 15.6 °C a 15.8 °C.

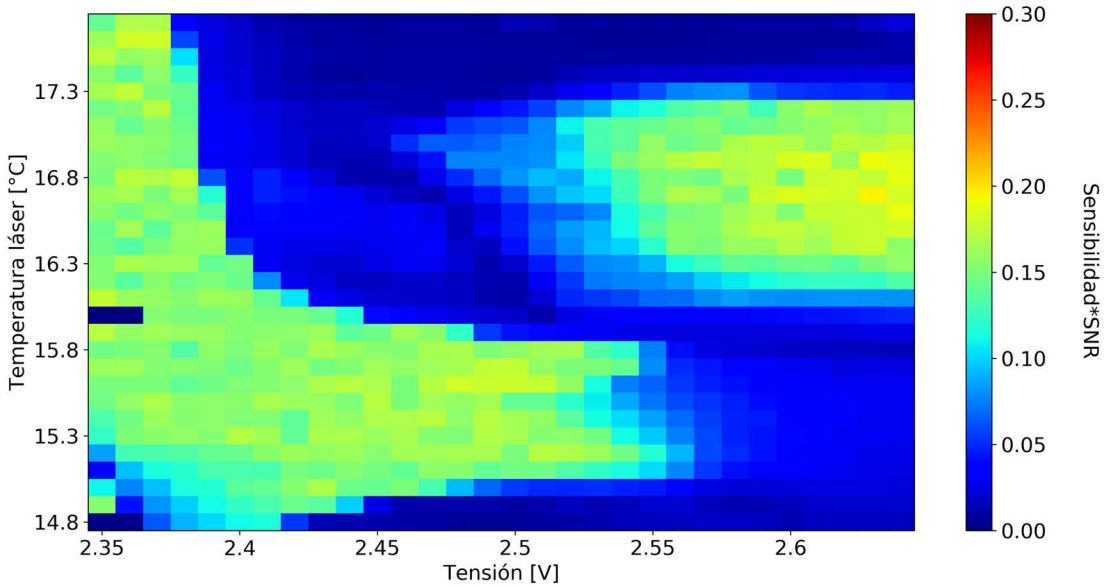


Figura 2.25: mapa de SNR*Sensibilidad en función de la tensión y temperatura del láser utilizado para determinar los parámetros óptimos de operación del láser.

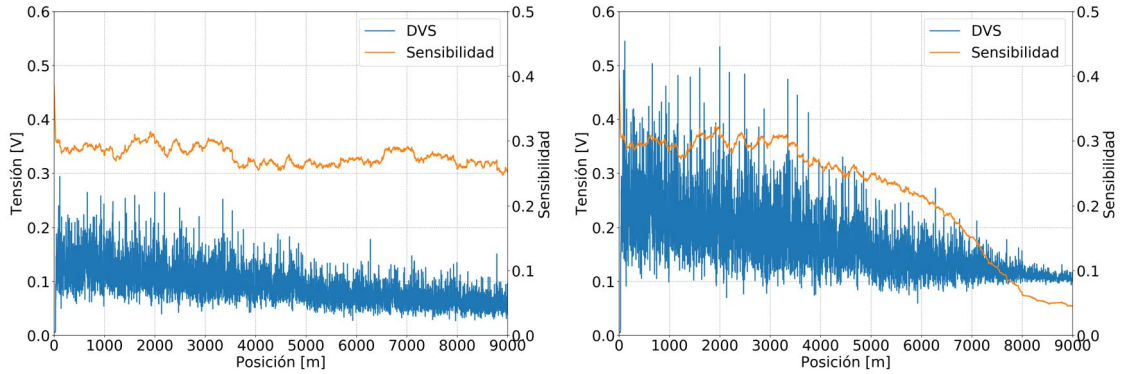
2.5.4. Nivel de señal

En cuanto al nivel de señal, que depende de los niveles de energía de los pulsos, éste se regulará con el filtro pasabanda sintonizable a la salida del EDFA o con la corriente de bombeo de los láseres del EDFA. Teniendo en cuenta los efectos no lineales de SPM, los cuales disminuyen la modulación de la señal de retrodispersión a medida que el pulso viaja a través de la fibra, se elegirán niveles de señales máximos tales que estos efectos no sean visibles. En la Figura 2.26 se muestran dos señales de retrodispersión obtenidas para distintos niveles de potencia pico del pulso (y mismo ancho de pulso). Para el caso de mayor nivel de señal se observa cómo la modulación de la señal disminuye a partir de los 4000 m, reduciendo la sensibilidad del sensor. Para establecer el nivel de señal se propone un filtro de ventana móvil que da cuenta de la sensibilidad y que tiene la siguiente expresión

$$F(z(n)) = \frac{\sigma(z(n))_b}{\overline{z(n)}_b}, \tag{2.23}$$

donde $\sigma(z(n))_b$ es la desviación estándar de la señal de retrodispersión en b muestras (o *bins*). Una vez definida esta magnitud, se ajusta el nivel de señal hasta que $F(z(n))$ sea constante en todo el largo de la fibra. En la Figura 2.26 se muestran los filtros de sensibilidad aplicados a las señales de retrodispesión donde se observa para el primer caso un nivel de sensibilidad

constante a lo largo de la fibra, mientras para el segundo caso se observa una disminución de la sensibilidad para los kilómetros finales.



(a) (b)

Figura 2.26: efecto de la automodulación de fase (SPM) en la señal de retrodispersión para dos niveles de potencia pico de pulso de entrada. a) No se observan los efectos de SPM y la sensibilidad es constante. b) La sensibilidad decrece en los últimos metros de fibra, donde los efectos de ensanchamiento espectral debido a SPM son evidentes.

2.6. Software de adquisición

2.6.1. Requerimientos

Los requerimientos fundamentales del software consisten en:

1. Asegurar la correcta adquisición de las señales provenientes de los dos fotodiodos utilizados para el monitoreo de los pulsos láser y la medición de la señal de retrodispersión. Con esto se entiende que la adquisición no debe perder datos, es decir, que todos los disparos del láser deben ser adquiridos.

2. Asegurar el correcto guardado del dato crudo en discos rígidos correspondiente a los dos canales de medición. Para ello es necesario (en primera instancia) que la velocidad de adquisición sea inferior a la velocidad de guardado, como se dijo anteriormente.

3. Realizar correctamente el procesamiento de los datos en tiempo real, el guardado y la visualización de los mismos asegurando que no haya pérdida de los datos y minimizando el tiempo de retardo entre la adquisición de las señales y el procesamiento y visualización de los datos procesados.

2.6.2. Esquema de adquisición

El esquema de adquisición, procesamiento y visualización de los datos se muestra en la Figura 2.27. La placa digitalizadora está encargada de la adquisición de la señal de los fotodiodos de monitoreo y de la señal de retrodispersión. El buffer interno de la placa es dividido en dos partes iguales y funciona como un buffer circular, el cual es transferido al buffer en la memoria RAM por DMA (*Direct Memory Access*), cada vez que uno de los buffers es llenado. El buffer en la RAM también es circular pero de tamaño mayor (hasta 100), y es utilizado por los distintos hilos de ejecución para los diversos procesamiento de los cuales se hablará con detalle más adelante:

escritura a disco del dato crudo, cálculo de la STD, monitoreo de los pulsos, modo osciloscopio, y obtención del espectro de potencias. El resultado del procesamiento de cada uno de estos hilos (salvo el de escritura del dato crudo) es visualizado en tiempo real a través de una interfaz gráfica de usuario (GUI).

Mientras que la adquisición y el procesamiento de los datos son realizados en lenguaje de programación C, la visualización del dato procesado mediante la interfaz de usuario es efectuada con herramientas de programación en Python. Los espacios de memoria donde se ubican los resultados del procesamiento de cada hilo son compartidos a los correspondientes hilos de visualización en Python mediante un *pipe*.

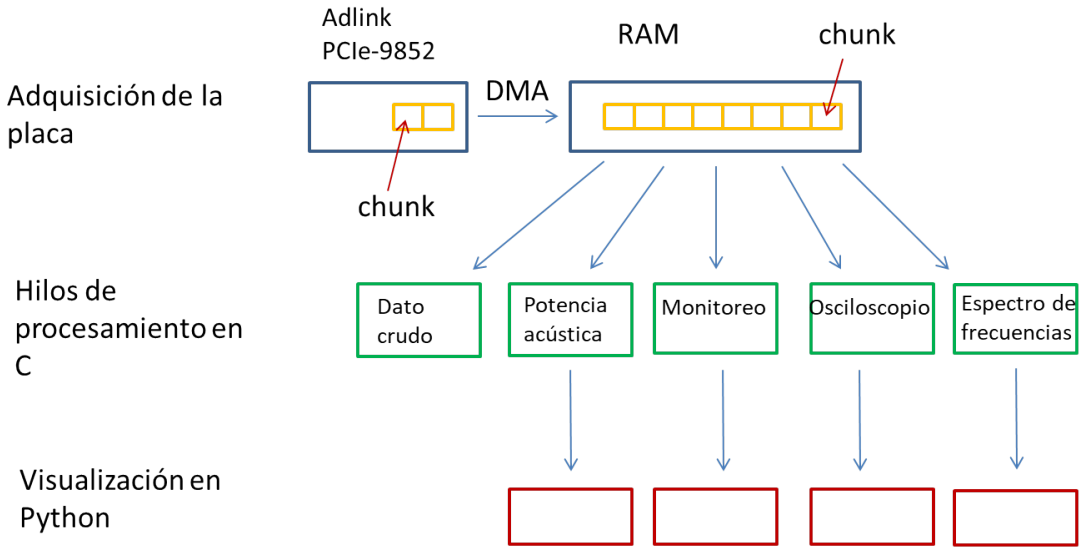


Figura 2.27: esquema de adquisición y procesamiento del equipo DVS. La adquisición es realizada por la placa digitalizadora, la cual copia los datos del buffer interno de la placa al buffer circular ubicado en la memoria RAM. Los hilos de procesamiento acceden al dato crudo del buffer para realizar distintas tareas de procesamiento.

2.6.3. Adquisición de la placa digitalizadora

El esquema de adquisición adoptado finalmente consiste en hacer uso del buffer interno de la placa digitalizadora, dividiéndolo en dos partes iguales y haciendo de él un buffer circular. El tamaño de cada uno de estos espacios de memoria es típicamente la correspondiente a la adquisición de un segundo de medición, y que corresponde a la cantidad de datos utilizados para realizar el procesamiento en tiempo real. Cada uno de estos espacios de memoria, denominados *chunk*, tiene entonces un tamaño igual a

$$chunk = n_{CH} * bins * shots_{chunk} * 2bytes, \tag{2.24}$$

donde n_{CH} es la cantidad de canales de medición, $bins$ la cantidad de muestras por disparo y por canal, $shots_{chunk}$ son la cantidad de disparos por chunk. Los dos bytes son debido a que la placa, al adquirir con una resolución de 14 bits, utiliza un formato 2 bytes por dato.

Además del buffer interno de la placa, se define un buffer circular más grande de alrededor 100 chunks en la memoria RAM en el cual se copian las mediciones provenientes del buffer interno de la placa. Este nuevo buffer, será aquel que utilicen todos los hilos del programa para realizar tanto el copiado de los datos al disco rígido como el procesamiento de los datos. Cada vez que la placa adquiere un chunk y lo almacena en uno de los espacios de su buffer interno, se

ejecuta una función de *callback* en la cual se realiza el copiado por DMA del chunk adquirido desde el buffer interno al buffer ubicado en la RAM. El copiado de datos por DMA, que es una característica de la placa digitalizadora, asegura el copiado de los datos en la RAM sin hacer uso del procesador reduciendo al mínimo la posibilidad de *overrun* o sobreescritura de los datos en el buffer interno de la placa.

La prueba para confirmar el correcto funcionamiento del esquema de adquisición consistió en asegurar la adquisición de todos los disparos del láser. Para ello se envió una cantidad conocida de disparos a la placa y se verificó que la cantidad de datos adquiridos fuera la correspondiente a esa cantidad. A modo de ejemplo, al utilizar un chunk de 1000 disparos y luego de enviar 10000 disparos se verificó la ejecución del *callback* unas 10 veces. Si se hubiera verificado pérdida de datos (o disparos) el *callback* se habría ejecutado 9 veces o menos. Este es el caso observado en esquemas de adquisición más simples como ser la ejecución del *callback* por cada disparo (sin utilizar el buffer interno), o la utilización del buffer interno con un único chunk. En el primer caso se observó la pérdida de disparos puesto que el procesador no puede asegurar la ejecución del *callback* a la frecuencia de disparo del láser (típicamente 10 kHz). Mientras que en el segundo caso, el tiempo empleado por la placa para el vaciado de los datos desde el buffer interno a la RAM, si bien es mínimo, no puede ser utilizado para la adquisición, pudiéndose observar pérdida de disparos.

2.6.4. Ordenamiento de los datos

El ordenamiento de los datos en un chunk del buffer se muestra en el esquema de la Figura 2.28 donde, los datos se disponen de manera secuencial a medida que se adquieren. Es decir que los datos se agrupan en bloques de $n_{CH} * bins$ correspondientes a la medición de un *shot* o disparo. A este ordenamiento de los datos le corresponde una representación matricial de la adquisición que permite visualizar de manera más ilustrativa la adquisición. Cabe destacar que esta es solo una representación, y que el ordenamiento de los datos no es realizado en tiempo real ya que en varios casos el tiempo empleado para realizar el mismo puede ser superior al tiempo en adquirirlos, en especial si no se paraleliza esta operación.

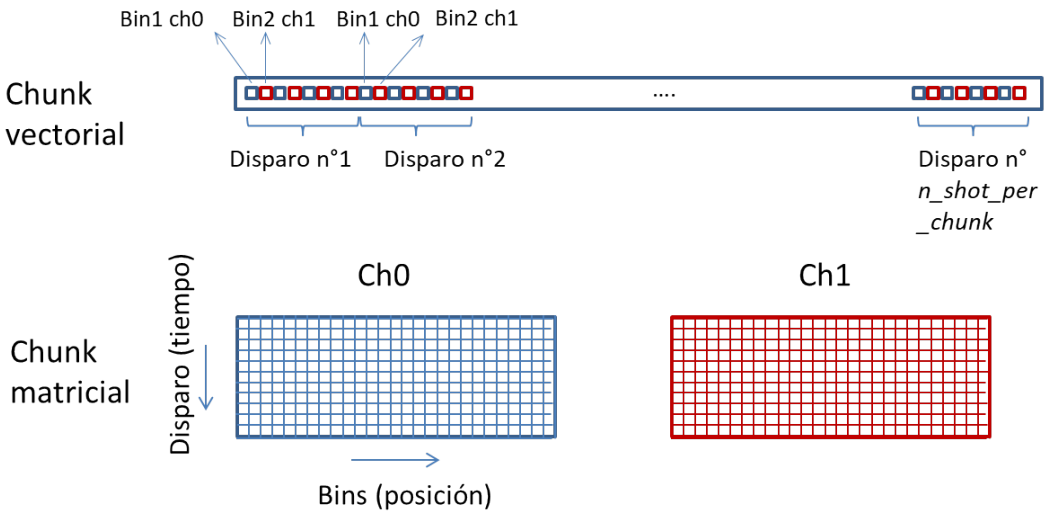


Figura 2.28: ordenamiento de los datos en la adquisición con la placa digitalizadora. El ordenamiento vectorial es el real , el ordenamiento matrical es sólo una representación para simplificar la visualización.

2.6.5. Procesamiento en tiempo real de los datos

El problema de adquisición y procesamiento en tiempo real que se quiere resolver se enmarca el problema del productor-consumidor [56], así conocido en el ámbito de la computación. Este problema se verifica cuando dos procesos comporten un buffer de un tamaño finito, el cual es llenado por el proceso productor y vaciado por el proceso consumidor. La resolución se basa en asegurar el correcto llenado y vaciado del buffer, y dado que el la memoria es finita, asegurar que el vaciado se realice a una velocidad igual o mayor al llenado con el fin de que el buffer no rebalse (es decir, que no se pierdan datos). Si se tiene en cuenta el esquema de la Figura 2.27, el llenado del buffer circular de la RAM por parte de la placa de adquisición hace las veces del proceso productor, y los distintos tipos de procesamiento que se alimentan de los datos volcados en la RAM hacen las veces de los procesos consumidores.

Cada uno de los procesamientos se ejecutan en un hilo (o *thread*) haciendo uso de las herramientas de multiprocesamiento disponibles en C en el sistema operativo Windows. La comunicación entre los *threads* de procesamientos y la adquisición se realiza con variables específicas como ser semáforos o variables de .ªcceso mútuo"que permiten el acceso ordenado a variables compartidas entre los hilos. A continuación se describirán las distintas herramientas computacionales utilizadas para la resolución del problema.

Los semáforos funcionan cómo contadores con un índice asociado que puede incrementarse en una unidad en un hilo y disminuir en una unidad en otro hilo de ejecución. Cada vez que un chunk del buffer interno de la placa se copia en el buffer de la RAM, se incrementan los contadores de todos los semáforos asociados a cada hilo. Mientras que cada vez que se termina de ejecutar el procesamiento de un chunk en un hilo determinado, el contador del semáforo asociado disminuye en una unidad. Por lo tanto el índice asociado a cada contador de un semáforo indica la cantidad de chunks pendientes que deben ser procesados por el hilo. Si el contador de un semáforo se incrementa indefinidamente, entonces la velocidad promedio de procesamiento en ese hilo es menor a la velocidad de adquisición de la placa. Específicamente, cuando el contador es igual al número de chunks del buffer se verifica el overrun, pues para poder continuar la adquisición es necesario borrar datos del buffer que aún no hayan sido procesados. Este hecho indica que no es posible procesar en tiempo real las mediciones adquiridas y, por lo tanto, es necesario aumentar la velocidad de procesamiento de ese hilo.

A continuación, se hará una descripción de los distintos hilos de procesamiento y se hará una breve mención a las optimizaciones en el código que se realizaron a fin de evitar el overrun. Por último, cabe destacar que cada vez que pudiera verificarse el overrun, en cualquiera de los hilos, la adquisición es finalizada.

Escritura de dato crudo

Uno de los hilos de procesamiento es la escritura del dato crudo en el disco rígido. La posibilidad de overrun viene dada siempre y cuando la velocidad de adquisición sea mayor a la velocidad de escritura de los discos, por lo que es necesaria una correcta elección del hardware. Cómo se dijo anteriormente, para asegurar la correcta escritura del dato crudo a las máximas velocidades de adquisición se utilizó un esquema en RAID10 con 8 discos rígidos, con los cuales se logra una copia de seguridad de los datos en caso de falla en un disco y velocidades de escritura superiores a 400 Mb/s. Por otra parte, el software de adquisición permite elegir la escritura de un solo canal y además un área de interés, relajando de ser necesario los requerimientos en el hardware dedicado a la escritura de los datos. El ordenamiento de los datos es el mismo a de la adquisición (ver representación vectorial del esquema de la Figura 2.28) y el formato de escritura es binario.

Osciloscopio

El hilo osciloscopio muestra el dato crudo sin procesar como si fuera la pantalla de un osciloscopio, donde se muestran unas pocas curvas (típicamente de 10 a 20 por chunk de medición) correspondientes a los dos canales de medición (Figura 2.29). Es utilizado generalmente para estimar los niveles de ruido de las señales y también para ajustar el nivel de energía de los pulsos amplificados, a fin de minimizar los efectos no lineales en fibra que reducen la amplitud de modulación. Para ello se considera la señal de retrodispersión y se calcula la desviación estándar de la misma con una ventana móvil de un número fijo de muestras (o *bins*) normalizada por el valor medio de la señal en la ventana, que resulta ser el filtro ya mencionado (2.23). Teniendo en cuenta que el ancho de la distribución de potencias es una medida de la sensibilidad del instrumento, se ajusta el nivel de energía de los pulsos amplificados hasta obtener una curva de desviación constante. Esto indica que los efectos no lineales son despreciables y que la sensibilidad de la fibra es la misma en todo su largo.

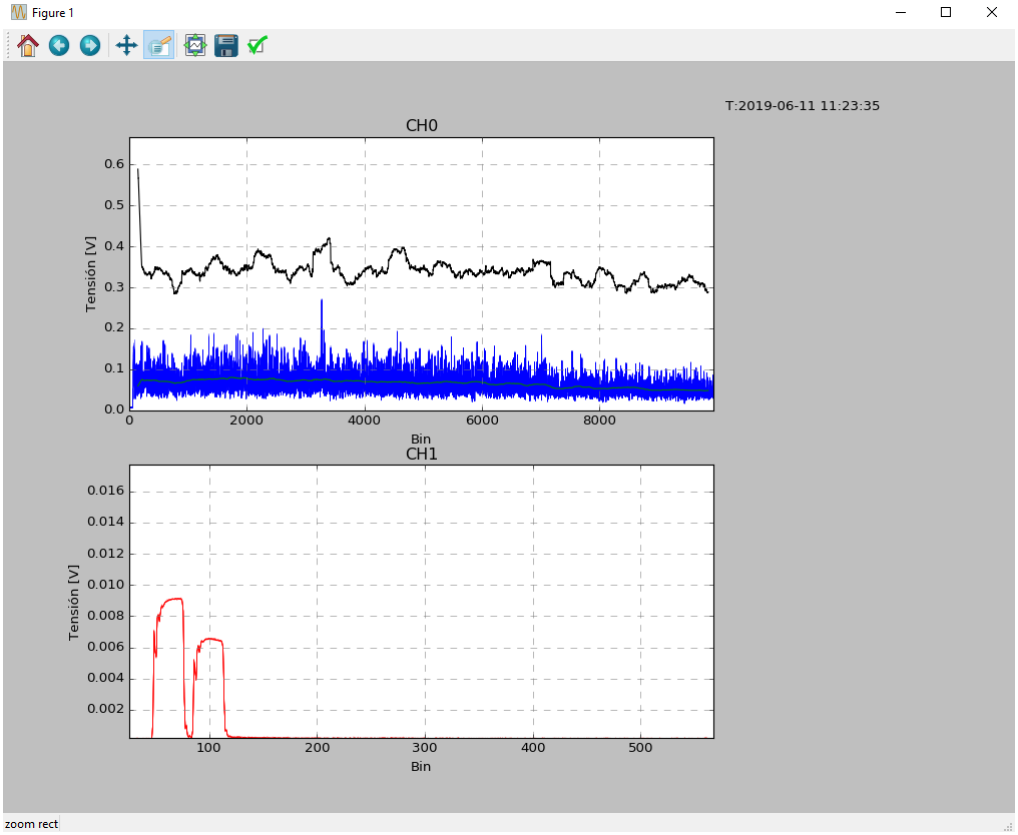


Figura 2.29: interfaz del osciloscopio donde se muestra el dato crudo sin procesar de los dos canales de medición. En el canal 0 se muestra la señal de retrodispersión y el filtro aplicado para estudiar la sensibilidad en la fibra. En el canal 1 se muestra la señal de monitoreo de los pulsos antes y después de la amplificación.

Parámetros de monitoreo

Los parámetros de monitoreo consisten en la medición de la energía de los pulsos, entendida como la integral de los perfiles antes y después de la amplificación, tal como se mostró en la sección de puesta a punto del equipo. Además de los niveles medios de energía se monitorea las variaciones en la energía y sus correspondientes distribuciones en un chunk de medición

(típicamente, un segundo de medición). Los valores de energía se guardan en un archivo de monitoreo en formato binario. Cabe destacar que, si bien los valores de energía guardados y mostrados en pantalla no tienen unidades, es posible la calibración de las mediciones en energía previa calibración en potencia del fotodiodo de monitoreo. En la Figura 2.30 se muestra la interfaz de monitoreo de los pulsos.

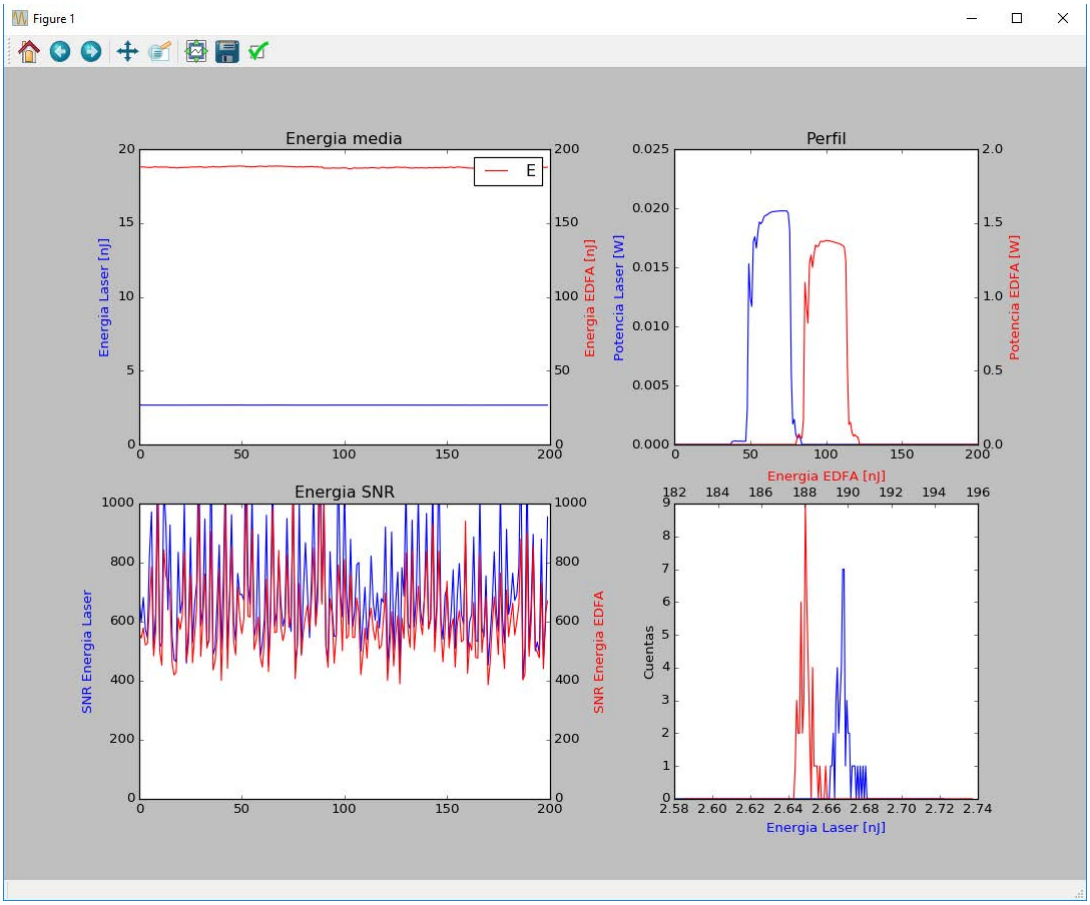


Figura 2.30: interfaz de los parámetros de monitoreo de los pulsos antes (azul) y después de la amplificación (rojo). En la interfaz se muestra: la energía de los pulsos, el perfil en potencia de los pulsos una vez realizada la calibración del fotodiodo de monitoreo, la estabilidad de la energía de los pulsos, y el histograma de energía de los pulsos.

Actividad acústica

La STD se aplica por cada posición de la fibra, es decir para todas las columnas de la matriz de mediciones si se toma en cuenta la representación matricial de la adquisición. Luego de aplicar un filtro de media por cada una de la posiciones para reducir el ruido del instrumento, se utiliza la fórmula de la STD mostrada previamente cuando se definió la potencia acústica a partir de la señal de retrodispersión (Ec. 2.10). El principal desafío en este caso consiste en realizar el filtro de media de m muestras lo suficientemente rápido para asegurar que la velocidad de procesamiento sea mayor a la de adquisición. Teniendo en cuenta la representación matricial de la medición, en primer lugar se calcula el filtro de media para cada columna j (posición) y para la primera fila $i = 0$ (disparo) a partir de sumar la señal de las m filas sucesivas. Luego el algoritmo calcula el filtro correspondiente a la fila i, a partir de sumar la señal de la $i + m$ muestra y restar la señal de $i - 1$ muestra al valor hallado anteriormente (por cada posición).

Así sucesivamente hasta llegar hasta la última fila. De esta manera, se minimiza el acceso a memoria de los datos, puesto que cada uno de ellos se lee una única vez. Además, teniendo en cuenta que el ordenamiento original de los datos es el vectorial, y que por lo tanto los datos de una misma posición j (o columna) no ocupan espacios contiguos de memoria, la memoria caché del procesador no es aprovechada, haciendo necesario la implementación del algoritmo arriba mencionado. En la Figura 2.31 se muestra la interfaz de STD en tiempo real realizada en Python, donde se permite realizar zoom, cambiar los límites de la escala de color y poner marcadores en las posiciones de interés.

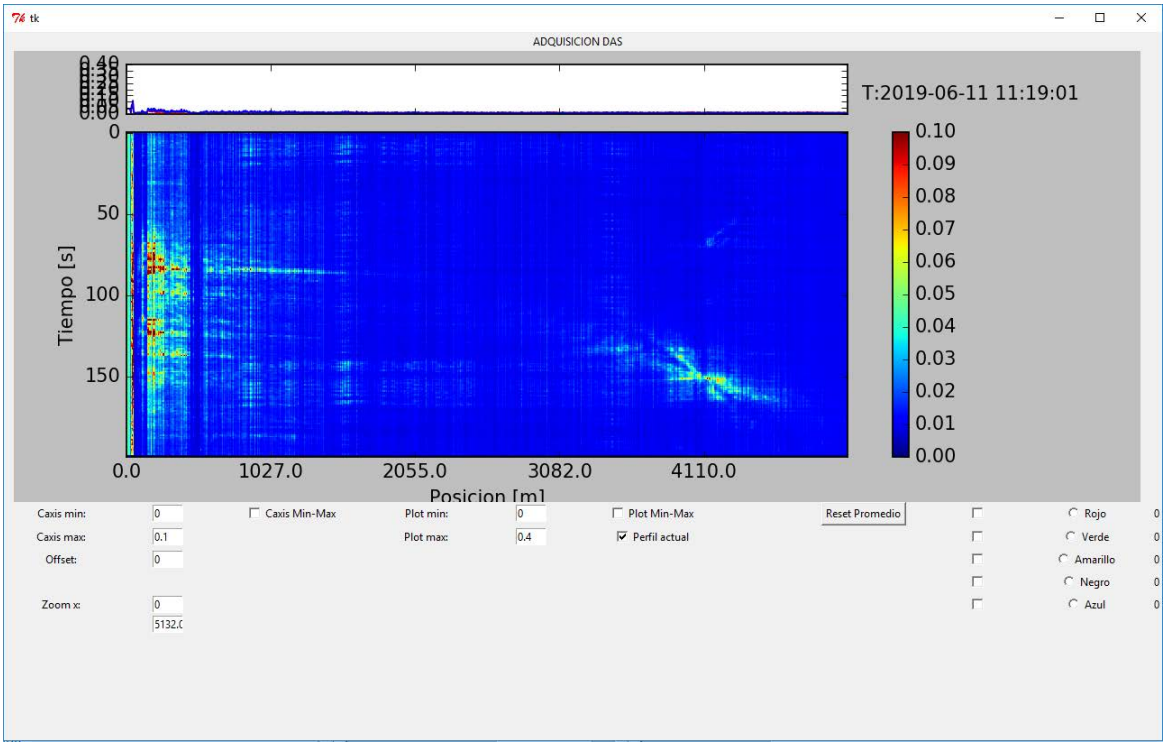


Figura 2.31: interfaz de la STD que permite realizar zoom en la zona de interés y colocar indicadores sobre los gráficos. La posición en metros es el eje x, y el tiempo en segundos en el eje y. En este caso se muestra una captura de pantalla durante una medición en Villa Mercedes (pcia. de San Luís).

Espectro en frecuencias

La descomposición espectral de la señal de retrodispersión se realizó utilizando el algoritmo FFT de la librería FFTW [57]. El espectro de frecuencias se realiza para cada posición, es decir para cada columna en la representación matricial, obteniendo como resultado una matriz donde las columnas indican la posición y las filas las frecuencias. La librería FFTW permite elegir tanto el ordenamiento de entrada de los datos, como el ordenamiento de salida de la FFT. De esta manera se elige un ordenamiento vectorial en donde la FFT de cada posición es puesta consecutivamente a lo largo del vector. Además teniendo en cuenta que el algoritmo es altamente paralelizable, la librería permite la ejecución del mismo en *multithreading* permitiendo que la velocidad de cómputo sea mayor que la velocidad de adquisición. Una vez calculado el valor absoluto de la FFT, puesto que estamos interesados en la potencia de la señal y no en su fase, el vector es enviado por un pipe a Python para su visualización en representación matricial. Teniendo en cuenta que la velocidad de actualización por pantalla pudiera no ser suficiente dependiendo del tamaño de la matriz, existe la posibilidad de realizar el promedio de varias

matrices de potencia espectral. De esta forma se relaja la frecuencia de muestreo de la matriz y se reduce el ruido de la FFT. En la Figura 2.32 se muestra una captura de pantalla de la GUI de visualización de descomposición espectral de la señal acústica.

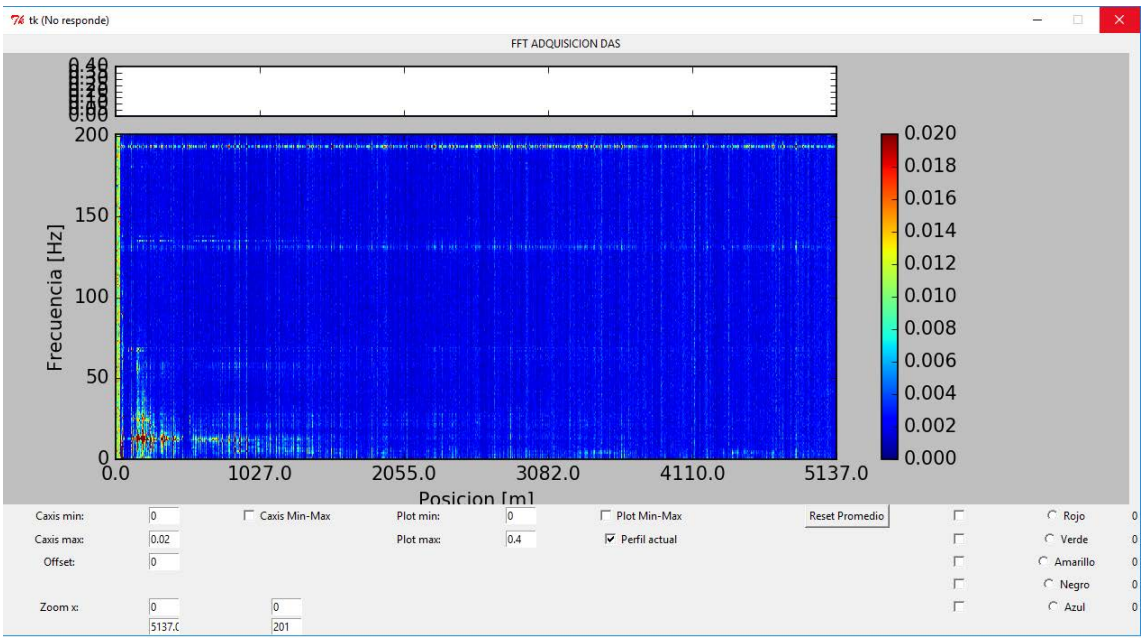


Figura 2.32: interfaz de la descomposición espectral de la señal del DVS.

Por otro lado, haciendo uso de la FFT calculada es posible calcular la amplitud acústica por bandas de frecuencias $STD_{\Delta f}$ de la que se hizo mención más arriba (Ec. 2.17). Las bandas de frecuencias (máximo tres) son definidas por el usuario en la GUI, luego la $STD_{\Delta f}$ es calculada en C, y el resultado es mostrado en la GUI. La interacción entre C y Python es realizada por un pipe que permite la comunicación en ambas direcciones. En la Figura 2.33 se muestra la GUI que muestra la potencia acústica por bandas de frecuencias.

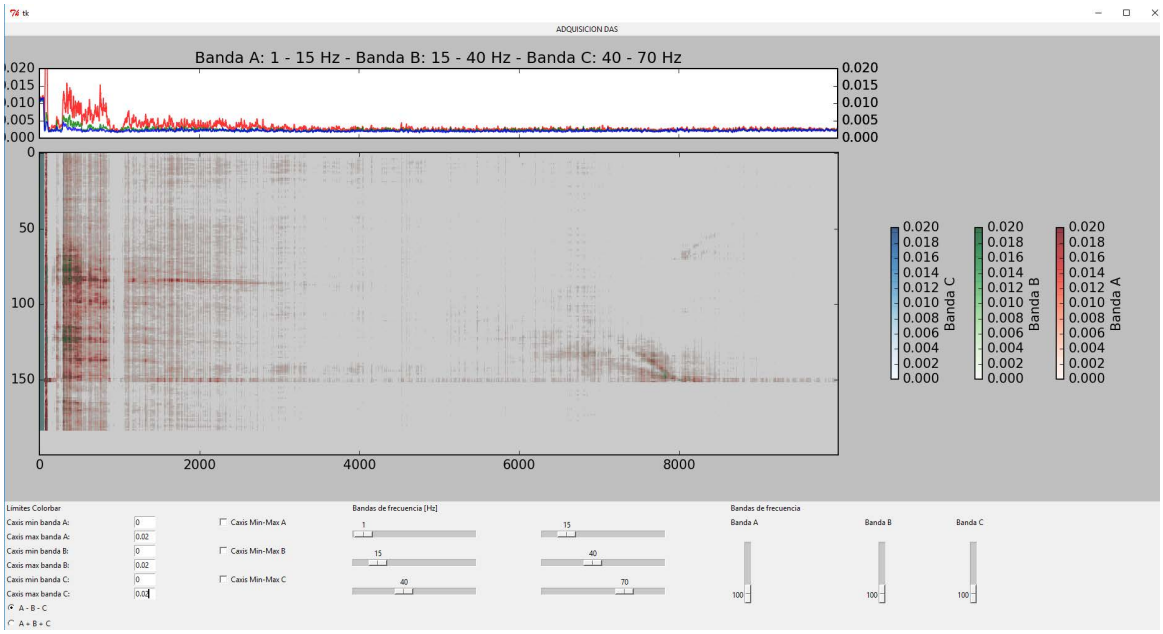


Figura 2.33: interfaz con gráfico tipo cascada de la potencia acústica por bandas definidas por el usuario.

Capítulo 3

Operación de campo

3.1. Introducción

En este Capítulo se expondrán los procedimientos para la instalación de la fibra óptica en pozos productores de hidrocarburos e inyectores cuyo diseño, instrumentación, coordinación con las empresas operadoras y de servicios, e implementación estuvo a cargo del personal del Laboratorio de Sensores Fotónicos (LSF). En particular, se mostrará el procedimiento efectuado para la instalación de la fibra óptica en los pozos inyectores del yacimiento de Grimbeek (Comodoro Rivadavia, Chubut), el cual no difiere en forma significativa de la instalación en pozos productores.

3.2. Tendido de fibra

3.2.1. Resumen

En la Figura 3.1 se muestra un esquema de las etapas del tendido de la fibra óptica desde el trailer de medición hasta el pozo, de las cuales se realizará una breve descripción a continuación:

1. Trailer de medición: aquí se instalan los equipos de medición de fibra óptica DVS y DTS, cada uno con su PC de medición. El trailer consta de suministro energético trifásico provisto por la red o por un generador eléctrico dispuesto fuera del trailer para el funcionamiento de los equipos de medición, del equipo de aire acondicionado y las luces.

2. Tendido de superficie: permite conectar los equipos de medición con la caja de aislación mediante un cable de fibra óptica provisto de un recubrimiento especial el cual evita el desgaste del tendido por factores ambientales, como ser la exposición a los rayos UV o al desgaste debido a mordeduras de roedores.

3. Caja de aislación: este es un elemento de seguridad exigido por la operadora para evitar las pérdidas que pudieran originarse en superficie en caso que el capilar de acero donde se alojan las fibras ópticas sufriera una rotura dentro del pozo. En este caso la diferencia de presión existente entre los dos extremos del capilar (uno dentro del pozo en donde se produce la rotura y el otro en boca de pozo a presión atmosférica) provocaría no sólo fugas de fluido del pozo en superficie, sino también riesgos hacia las instalaciones y las personas en boca de pozo debido al golpe originado por la diferencia de presión.

4. Boca de pozo: aquí se realiza el sellado del capilar con el pozo y la sujeción del mismo para evitar que el tendido caiga hacia el fondo del pozo.

5. Terminación de la fibra: instalación de todos los elementos de terminación del capilar utilizados para evitar reflexiones en la fibra y la sujeción de la barra de peso al capilar utilizada para favorecer la bajada de la herramienta.

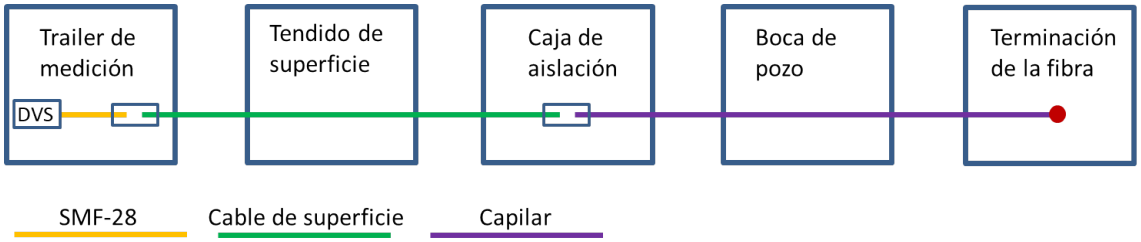


Figura 3.1: diagrama de las distintas etapas en el tendido de fibra óptica desde el equipo ubicado en el trailer de medición al pozo. La salida del equipo tiene fibra SMF-28, la cual se empalma al cable de superficie dentro del trailer. En la caja de aislación se empalman el cable de superficie con el capilar utilizado para la medición en el pozo. En el fondo del pozo se realiza el empalme de las fibras del capilar con la fibra sin núcleo *coreless* para evitar reflexiones en el DVS.

3.2.2. El pozo antes de la intervención

En la Figura 3.2 se muestra una imagen de un pozo inyector antes de la instalación del capilar, donde se observa el pozo y la entrada de inyección de fluido proveniente de la planta de inyección.

Figura 3.2: imagen de un pozo inyector del yacimiento de Grimbeek (Chubut) antes de la instalación del capilar de fibra óptica. Por la manguera circula el fluido de inyección proveniente de la planta de inyección.

A continuación, se detallarán las distintas etapas del tendido (ver Figura 3.1) de la fibra óptica desde el trailer de medición hasta el fondo del pozo, comenzando por esta última. Cabe destacar que el orden elegido permite visualizar más simplemente el tendido, pero no corresponde a un orden cronológico en la instalación de los distintos componentes y procedimientos que se realizaron para la instalación de la fibra.

3.2.3. La fibra en el pozo

Capilar

Para la elección del capilar se debieron tener en cuenta distintos factores a fin de satisfacer las exigencias operativas del pozo en donde se realiza la instalación. En la Figura 3.3 se muestran las características técnicas del capilar elegido, el cual tiene un diámetro de 1/8" y contiene dos fibras monomodo y dos fibra multimodo, utilizadas por los equipos DVS y DTS, respectivamente. El material elegido es acero inoxidable a fin de minimizar los efectos de la corrosión producida por los fluidos del pozo a los metales. Además, el rango de temperatura de operación debe contener la máxima temperatura en el pozo, que en el caso de pozos de 3000 m de profundidad llega hasta 130 °C en el fondo. El capilar contiene dentro un gel absorbente de hidrógeno, para evitar el desgaste de la fibra originado por la interacción con el hidrógeno, fenómeno que es favorecido cuando se opera a temperaturas mayores a 100 °C [58]. El capilar debe soportar las altas presiones que se encuentran dentro del pozo, las cuales pueden superar los 500 kg/m^3 en las partes más profundas (y para los pozos productores que se pretende medir). Además el capilar debe ser capaz de resistir los esfuerzos de tracción que se generan por el propio peso, el peso de la barra de peso dispuesta al final del capilar, el empuje ejercido por el fluido del pozo a la barra de peso, y las fuerzas aplicadas al capilar en la operaciones de extracción de la fibra del pozo.

Specification DNS-11769

Mechanical / Physical Details				
Approximate Weight	31.8	kg/km	21.4	lbs/1000 ft
Nominal Overall Diameter	3.18	mm	0.125	in
Tensile Strength	3,035	N	682.3	lbs
Modulus of Elasticity	19,686	kg/mm²	27,999	kpsi
Yield Strength	2,601	N	584.8	lbs
Strain @ Yield	0.429	%	0.429	%
Coefficient of Thermal Expansion	1.73E-05	m/m℃	9.60E-06	in/in℉
Hydrostatic Pressure	145.7	MPa	21,127	psi
Working Pressure	127.4	MPa	18,474	psi
Minimum Temperature Rating	-40	℃	-40	℉
Maximum Temperature Rating	150	℃	302	℉

Specification values are calculated using nominal mechanical properties and dimensions and are intended to be used as a reference only. Normal variation exists between calculated and actual values. It is the responsibility of the user to apply appropriate safety factors.

Figura 3.3: especifícaciones técnicas y mecánicas del capilar de 1/8" utilizado para la medición con fibra óptica de la marca AFL.

Terminación de la fibra

Teniendo en cuenta la alta sensibilidad de los fotodetectores utilizados en el equipo DVS es necesario eliminar la reflexión que pudiera originarse en la interfaz vidrio-aire al final de la fibra (es decir, el extremo que finaliza en el fondo de pozo). Una de las opciones es realizar un corte transversal en el final de la fibra, lo cual atenúa la intensidad del pulso reflejado. Otra opción consiste en calentar la punta de la fibra generando un bola esférica al final de la misma que

atenúa la reflexión especular (procedimiento que está contemplado en algunas empalmadoras de fibra comerciales). En nuestro caso se optó por la utilización de un tramo de fibra sin núcleo (*coreless*) de unos 15 cm de largo, la cual cuenta con un recubrimiento especial que favorece la transmisión y pérdida de la luz a través de su superficie. Al utilizar esta terminación, la interfaz fibra-coreless, al tratarse de materiales con similares índices de refracción, presenta un nivel de reflexión bajo. Respecto a la segunda reflexión observada en la interfaz coreless-aire, ésta es pequeña debido a que la luz incidente ya fue mayormente dispersada durante el recorrido del pulso en la fibra sin núcleo. En la Figura 3.4 se muestra una demostración de la fibra coreless realizada por el fabricante (Thorlabs).

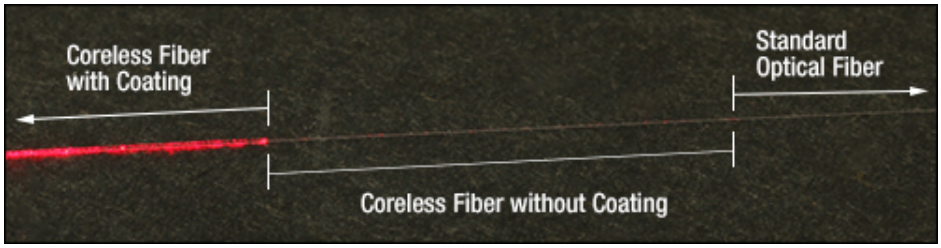


Figura 3.4: demostración del funcionamiento de la fibra sin núcleo realizada por el fabricante Thorlabs y utilizada como terminación de la fibra en el fondo del pozo. La iluminación de la fibra coreless indica que ésta no funciona como guía de onda y por lo tanto la luz se dispersa al atravesarla.

Protector de fibra

Para evitar que el fluido del pozo entre en contacto con las fibra, provocando su daño, y con el extremo libre del capilar, lo cual podría generar fugas en superficie debido a la diferencia de presión existente entre el interior del pozo y la atmosférica, es necesario realizar un protector de fibra a fin de mantener estanco el extremo libre de la fibra. Además, este protector debe ser capaz se soportar el peso de la barra que se coloca por debajo del mismo y que es utilizada para facilitar el descenso del capilar. Bajo estas premisas se diseñó el protector de fibra, que consiste en un caño de acero inoxidable de $^1/_2$" de diámetro interno el cual es sellado en la parte inferior por un tapón roscado y en la parte superior dispone de un *fitting* de $^1/_2$" a $^1/_8$" (es decir el diámetro del capilar). La rosca de $^1/_2$" se conecta a la parte superior del tubo protector, mientras el capilar se pasa a través del fitting. El agarre del tubo protector de fibra y el capilar se hace utilizando una virola, la cual está dispuesta entre la tuerca y el fitting y que al ajustarse de manera adecuada, provoca la deformación de la misma logrando el agarre y sellado entre el capilar y el tubo protector. En la Figura 3.5 se muestra el tubo protector de fibra, el cual se cuelga del capilar y es sostenido por el conjunto fitting-virola.

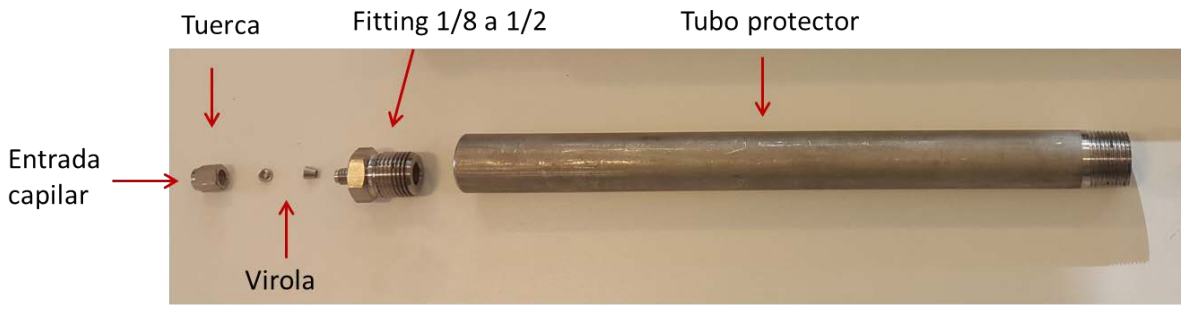


Figura 3.5: tubo protector utilizado para aislar el extremo de la fibra que se encuentra en el fondo del pozo. El sistema tuerca-virola-fitting es utilizado para sellar la entrada del capilar por el fitting, y soportar el peso de la barra.

Barra de peso

En el extremo inferior del tubo protector se enrosca un rotatorio, y a su vez a este la barra de peso que funciona como plomada para facilitar el descenso de la fibra a través del caño del pozo, tanto de los pozos inyectores como productores. En el primer caso se debe notar que la operación se realiza a pozo cerrado, es decir, que no hay inyección en el pozo, y por lo tanto la barra de peso, además de facilitar la bajada, es utilizada para evitar que se formen bucles de capilar dentro del tubo y para vencer la viscosidad del fluido utilizado para la inyección. Para los pozos productores la operación generalmente se realiza a pozo abierto, por lo tanto el cálculo del peso de la barra debe tener en cuenta el empuje que el fluido en ascenso realiza sobre la barra. El rotatorio se coloca para evitar que los giros que pueda sufrir la barra de peso durante la bajada se transfieran al capilar y pueda dañarlo al aplicarle fuerzas de torsión. Además, en la parte superior de la barra, y por afuera del tubo protector, se dispone un *rope-socket*. Éste consiste simplemente en un tubo cilindrico de metal que, además de proteger el protector de fibra, tiene una sección de diámetro menor para que la barra de peso pueda ser pescada (o rescatada), con una herramienta especial, en caso que se corte el capilar y la barra quede apoyada en el fondo del pozo. En la Figura 3.6 se muestra el diseño del conjunto barra de peso, giratorio, *rope-socket* y tubo protector.

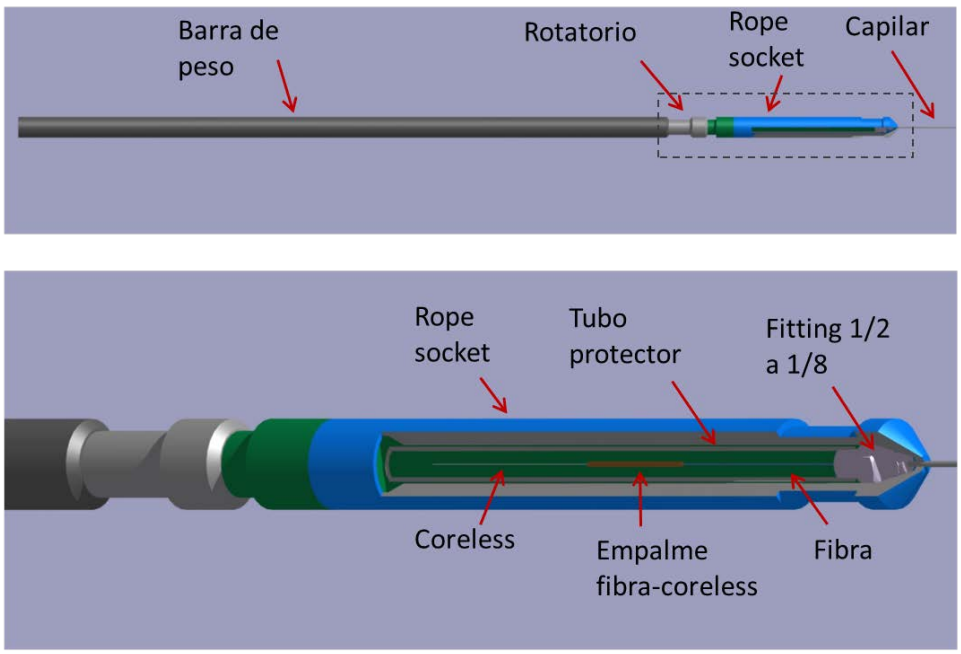


Figura 3.6: dibujo de las distintas partes que componen la terminación del capilar: barra de peso, rotatorio, rope socket y tubo protector. También se muestra detalle del tubo protector donde se encuentra la terminación de la fibra realizada con la fibra coreless. Esquema tomado de informes de certificación correspondientes al convenio Tolket-YTEC.

3.2.4. La fibra en boca de pozo

En esta sección se describirán los elementos añadidos a las instalaciones en boca de pozo los cuales cumplen distintas funciones. En la Figura 3.7 se muestra una imagen de un pozo inyector con los elementos de la instalación luego de la bajada de la fibra óptica. La BOP (*Blow Out Preventor*) es una válvula que sella la salida del capilar dispuesta en la parte superior del pozo, por donde se introduce el capilar en la operación de bajada. El sujetador es un dispositivo utilizado para sujetar el capilar y evitar que el tendido de fibra caiga al fondo del pozo. El cuello de cisne se dispone para evitar quiebres en el capilar y curvas estrechas que puedan introducir pérdidas por curvatura en la fibra óptica.

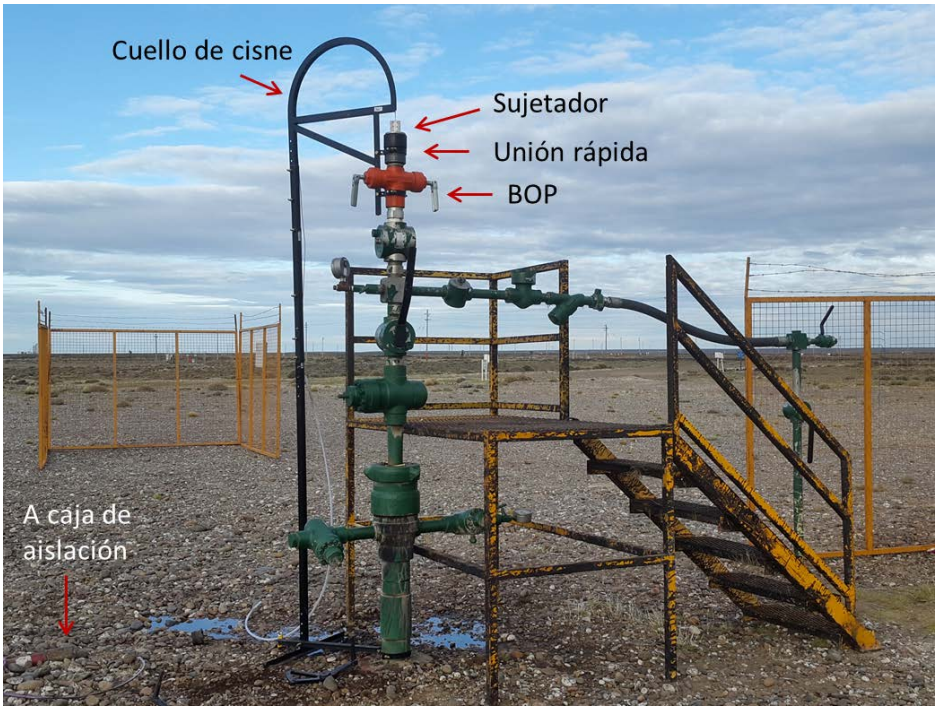


Figura 3.7: pozo inyector con la instalación permanente de fibra óptica. La BOP sella la entrada del capilar en el pozo, la unión rápida es utilizada en la maniobra de bajada de la fibra, el sujetador impide la caída del capilar en el pozo, y el cuello de cisne asegura que el capilar no se quiebre ni realice curvas estrechas.

BOP

La BOP (Figura 3.8) está hecha de acero mecanizado y tiene forma de cruz con rosca en la parte inferior y superior, para su conexión con el pozo y con el lubricador, el cual es utilizado en la maniobra de bajada de la fibra. Consta de dos dos brazos, los cuales permiten cerrar la válvula y sellar el capilar. Cada brazo acciona un pistón, el cual además de disponer del sello tiene una guía en forma de "V"para el centrado del capilar dentro de la BOP. La característica más importante de la BOP es su capacidad de sellado y ésta está especificada para ciertos rangos de presión, los cuales deben abarcar la presión en boca de pozo del pozo donde se instala. La BOP además cuenta con una válvula *bypass*, la cual es accionada mediante las dos tuercas exagonales ubicadas en el centro del cuerpo.

Figura 3.8: imagen de la BOP de la marca Tulsa utilizada para sellar la entrada del capilar en el pozo. Los dos brazos del pistón se enroscan para sellar el capilar.

Sujetador

Teniendo en cuenta que el sello de la BOP soporta hasta 5 kg de peso sin deslizar, fue necesario diseñar un dispositivo que permitiera sujetar el capilar y soportar el peso del capilar en el pozo, de la barra de peso y de la fuerza de empuje de la columna de fluido sobre la barra. En la Figura 3.9 se muestra una representación del sujetador apoyado sobre la base del mismo utilizada para hacer tope en la media unión rápida (dispuesta arriba de BOP). La sujeción se logra al hacer pasar el capilar en la canaleta del sujetador y ajustando los seis tornillos de sujeción.

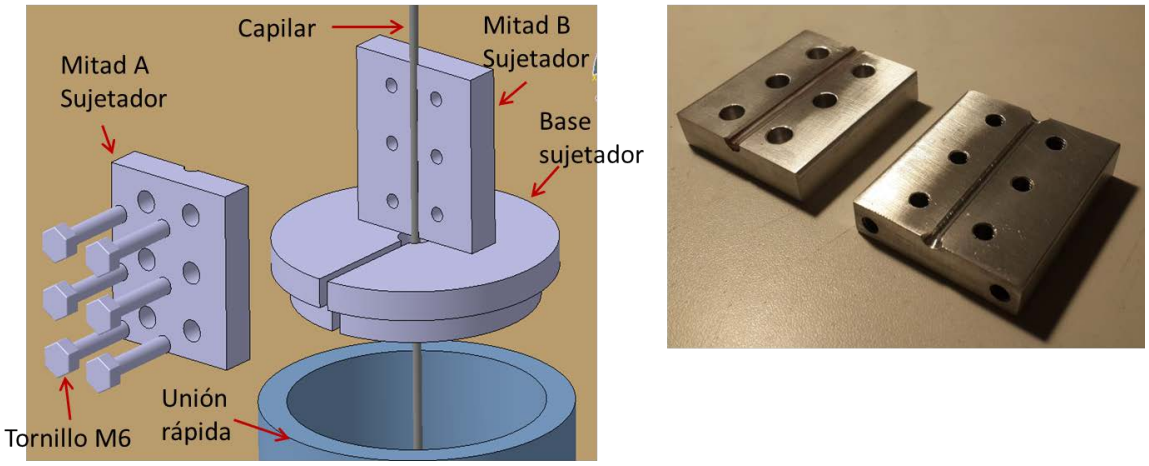


Figura 3.9: dibujo del sujetador utilizado para sostener el peso del capilar y la barra de peso dentro del pozo, el cual apoya en la unión rápida. Al lado, imagen del sujetador. Imagen tomada de informes de certificación correspondientes al convenio Tolket-YTEC.

3.2.5. Caja de aislación

Como se dijo anteriormente, una exigencia de la operadora fue desvincular el pozo de la superficie. Con este concepto se entiende evitar que una rotura del capilar dentro del pozo pudiera ocasionar una fuga de fluido del pozo debido a la diferencia de presión existente entre el pozo y la presión atmosférica. Para ello se diseño, testeó e implementó una caja de aislación que sirvió para vincular el capilar con el tendido de superficie, y con la capacidad de contener una fuga a través del capilar en los rangos de presión operativas del pozo. En la Figura 3.10 se muestra una imagen de la caja de aislación utilizada para vincular de manera segura el capilar proveniente del pozo y el cable de superficie proveniente del trailer de medición. La caja es una cámara aislante, conformada por un caño donde se alojan los empalmes entre las fibras del capilar que provienen del pozo y las fibras del sello aislador que se conectan con el cable de superficie afuera de la caja de aislación. El sello aislador consiste en un tramo de capilar de 20 cm de largo, al cual se le retiró el gel absorbente, y se la rellenó con una resina epoxi que al fraguar funciona como sello aislante y es capaz, a diferencia del gel absorbente, de soportar la presión del pozo en caso que se verifique una rotura del capilar dentro del mismo (luego se hará una mención a la prueba de sellado y presión). Ambos tramos de capilar, provenientes del pozo y del sello, se ajustan a la cámara mediante un fitting de 1/8" a 1/2" y se sellan mediante el ajuste de una virola, es decir, utilizando el mismo principio de sellado efectuado en la sujeción del capilar con el tubo protector en el extremo opuesto del capilar (fondo de pozo). Las fibras provenientes del otro extremo del sello, las cuales se empalman con el cable de superficie, lo hacen en una caja de empalmes ubicada al costado de la caja de aislación.

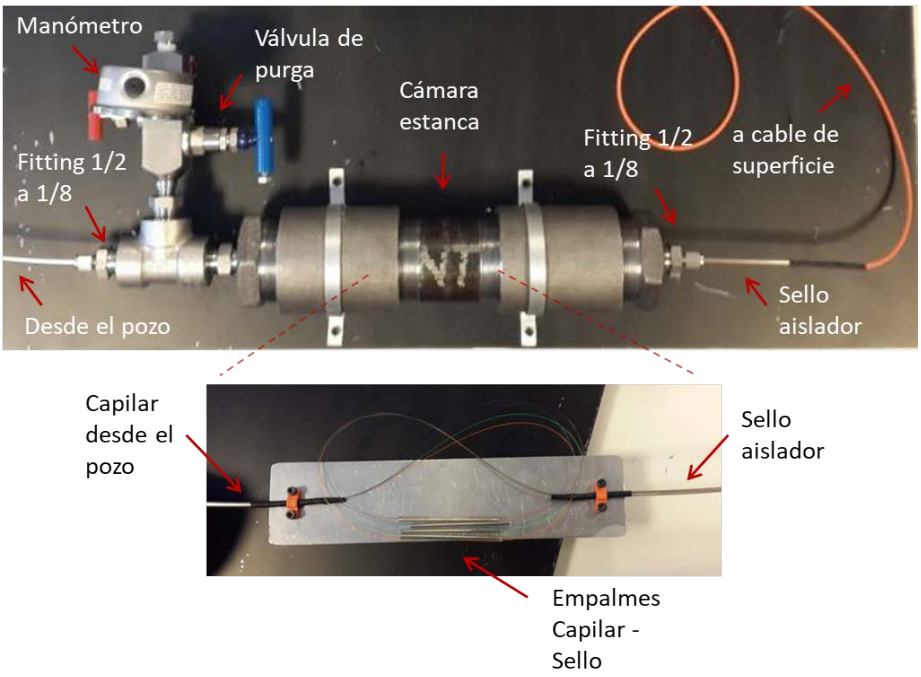


Figura 3.10: imagen de la caja de aislación utilizada como elemento de seguridad para evitar accidentes (derrames o el golpe de presión) que pudieran ocasionarse por la rotura del capilar dentro del pozo. La entrada a la caja es el capilar proveniente del pozo y la salida es el sello aislador por donde pasan las fibras que luego se unen al tendido de superficie. Se muestra también los empalmes de las cuatro fibras del capilar con las cuatro del sello que se alojan dentro de la caja de aislación. La curvas de las fibras son necesarias a fin de evitar pérdidas por doblamiento.

Para la prueba de presión del sello se utilizó una bomba hidráulica manual a la que se le colocó un manómetro para el monitoreo de la presión de trabajo. Una vez conectada la salida de la bomba al sello, éste se colocó en una cámara de seguridad consistente en un tubo de acero de sección rectangular con un extremo cerrado. El mismo fue llenado con arena a unos 35 cm de altura y sellado para evitar de la misma, la cual es utilizada como disipador de energía cinética en caso que alguna parte del sello falle durante la prueba. El extremo de la bomba con el sello se ajustó a la cámara de seguridad mediante una omega. La prueba consistió en aumentar de forma progresiva la presión hasta llegar a los 300 kg/cm^2 sin observarse pérdidas en el sello. En la Figura 3.11 se muestra una imagen del dispositivo de prueba (a), el detalle del agarre de la punta de la bomba a la cámara de seguridad (b) y la lectura del manómetro (c).

(a)

(b)

(c)

Figura 3.11: a) Prueba hidráulica del sello utilizado en la caja de aislación. b) El sello se dispone dentro de una cámara de seguridad para evitar accidentes en caso de falla en el sello. c) La bomba tiene un manómetro para medir la presión aplicada al sello.

3.2.6. Tendido de superficie

El tendido del cable de superficie desde la caja de paso, donde se aloja la caja de aislación, hasta el trailer de medición se realizó con un cable de superficie, el cual cuenta un recubrimiento especial para evitar el desgaste que pueda sufrir por mordedura de roedores y por factores ambientales (gran amplitud térmica y exposición a los rayos UV). El cable, además, se pasó a través de un tendido de tubos de acero para evitar que se dañe por la circulación de maquinaria pesada y vehículos, que es usual en la locación. El pasaje del cable de superficie a través del caño se realizó con un pasacable de más de 50 m de largo, para permitir llegar a las ventanas realizadas en el tendido del caño y dispuestas cada 50 m (cabe destacar que la distancia entre el trailer y las cajas de paso llegaba hasta 300 m para el pozo más alejado). En la Figura 3.12 se muestra el tendido del caño desde la caja de paso hacía el trailer de medición (a), en (b) se muestra el detalle de una ventana realizada en el caño de tendido utilizado para la operación del tendido del cable de superficie dentro del caño. En la Figura 3.13 el carretel con el cable de superficie y personal del laboratorio iniciando el pasaje del cable de superficie por dentro del caño.

(a) (b)

Figura 3.12: a) Caja de paso donde se ubica la caja de aislación próxima a la ubicación del pozo b) tubing utilizado para proteger el tendido de superficie, y ventana utilizada para realizar el pasaje del cable de superficie a través del caño.

Figura 3.13: Personal del LSF preparando un extremo del cable de superficie para realizar el pasaje del mismo a través del caño de superficie, el cual une el trailer de medición y la caja de paso.

3.2.7. Trailer de medición

La última etapa del tendido es el trailer donde se disponen los equipos de medición con sus respectivas computadoras. En la Figura 3.14 se muestra una imagen del trailer ya instalado, donde es posible notar el ingreso de los tendidos de superficie desde la parte inferior. Cómo puede observarse, el trailer se apoya sobre cuatro columnas instaladas con el fin de facilitar el ingreso a la cabina en caso de acumulación de nieve en épocas invernales. El caño amarillo adosado al exterior del trailer sostiene la RTU (Unidad de Tansmisión Externa, por sus siglas en inglés) utilizada para la comunicación externa del trailer, ya sea para visualizar las mediciones en tiempo real y para el control de los equipos desde el laboratorio.

Figura 3.14: trailer de medición.

3.3. Procedimientos para la instalación de la fibra óptica en pozo

3.3.1. Resumen

Hasta el momento se describieron las distintas etapas en el tendido de la fibra óptica desde el trailer de medición hasta el fondo de pozo, y se hizo mención a los elementos que conforman la instalación permanente de fibra óptica. A continuación, se describirán los procedimientos de instalación de la fibra óptica en un pozo, haciendo mención a los aspectos operativos y de seguridad esenciales para el trabajo en campo.

El procedimiento de bajada de capilar de fibra óptica no dista mucho del procedimiento de bajada de herramientas con alambre en lugar de capilar. A este tipo de intervenciones en los pozos se las denomina slickline, y son utilizadas para el bajado de sensores como ser PLT o memorias de datos, para tareas de mantenimiento como la eliminación de cera, sarro o arenas, o la empaquetadura de un pozo. Las diferencias más relevantes entre ambos procedimientos es que el capilar no debe ser doblado estrechamente ya sea para no debilitarlo, comprometiendo sus propiedades de resistencia a las fuerzas de tracción; ya sea por que dentro el capilar se encuentra la fibra óptica, la cual ante torceduras excesivas o quiebres puede dañarse irreversiblemente. Otra diferencia, es que, generalmente, las intervenciones de pozos que utilizan alambre tienen duración de pocas horas y, por lo tanto, no se preveé la instalación de elementos para uso permanente, como es el caso de la fibra óptica la cual puede dejarse por semanas y hasta meses. Por último, algunas tareas que conciernen el manejo de fibra óptica y que requieren la utilización de herramientas específicas, como ser la terminación de las fibras deben ser realizadas por personal específico. Teniendo en cuenta estas consideraciones, si bien algunas herramientas, maquinarias y personal para la operación fue provisto por empresas de servicios con experiencia en slickline, el diseño y dirección, y la ejecución de algunas tareas específicas de la operación fueron realizadas por personal del LSF.

Dentro de la operación de bajada e instalación de la fibra se pueden distinguir distintas etapas las cuales se enumeran cronológicamente si bien están relacionadas entre ellas:

1. Terminación de la fibra y barra de peso: consiste en la realización de las terminaciones de las fibras con la fibras sin núcleo (coreless), y la sujeción del rope-socket y barra de peso al capilar.

2. Vinculación al pozo: aquí se incluyen las operaciones de izado del lubricador con la barra de peso, la vinculación del lubricador al pozo, y la apertura del pozo.

3. Bajada de la fibra: esta es la operación de bajada del capilar y finaliza cuando la fibra llega hasta el fondo del pozo, por debajo de los punzados.

4. Instalación del sujetador: aquí se incluye el sellado con la BOP, y la instalación del sujetador para evitar la caída de la fibra.

5. Desvinculación del pozo: la bajada del lubricador y su desarme, y el corte del capilar en superficie.

6. Instalación de la caja de aislación: esta es la etapa de la vinculación del capilar al tendido de superficie en la caja de aislación.

3.3.2. Herramientas para la instalación

Camión de slickline

El camión de Slickline provisto por la empresa de servicios es utilizado en la operación de bajada de la fibra para el transporte del capilar, y para las maniobras de enrollado y desenrollado del capilar que suceden durante la instalación. En la parte trasera del camión se dispone un tambor donde se enrolla el alambre y que, en este caso, fue modificado para alojar el capilar. Antes de la operación es necesario realizar el traspaso del capilar desde el carretel de almacenaje al carretel del camión. En la Figura 3.15 se muestra un detalle del carretel en el proceso de carga del capilar al tambor dispuesto en el camión. En la imagen se muestra el devanador por donde pasa el capilar, el cual es utilizado para acomodar el capilar en el tambor y que es operado por personal de la empresa de servicios, al igual que el sentido y la velocidad de enrollamiento del tambor. Además, se muestra el contador utilizado para medir la longitud de capilar enrollado y desenrollado. El contador, que fue desarrollado por la empresa Tolket, funciona con un encoder y es capaz de medir en ambas direcciones, contabilizando la cantidad de metros reales que fueron sacados y puestos en el carretel. Este dispositivo será utilizado durante la bajada del capilar para contabilizar la cantidad de metros bajados en el pozo, y poder estimar en qué parte del pozo se encuentra la barra de peso.

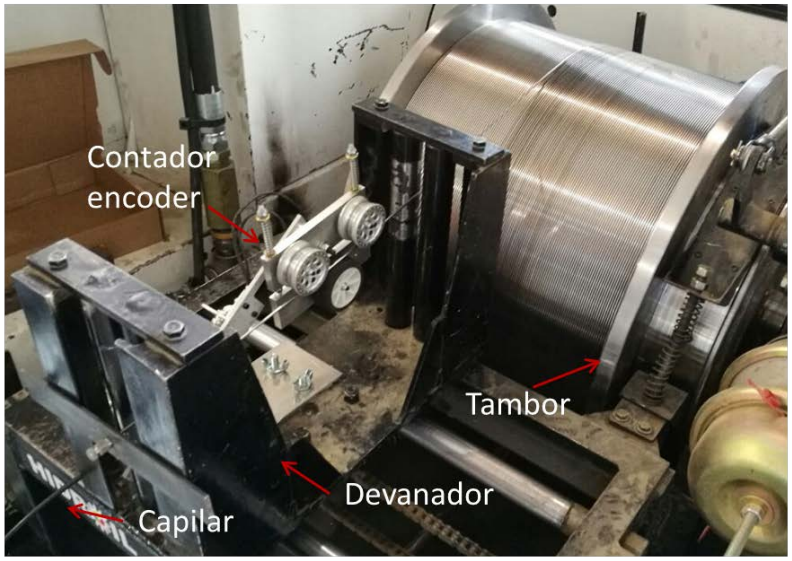


Figura 3.15: detalle de la parte trasera del camión de slickline, con el carretel de capilar, el devanador utilizado para el correcto enrollado (y desenrollado) del capilar, y el odómetro encoder para medir la metros de capilar enrollados y desenrollados.

Herramientas para la vinculación con el pozo

La diferencia de presión existente entre el pozo y la superficie hace inviable introducir el capilar con la barra de peso simplemente abriendo la válvula de servicio del pozo e introduciendo la herramienta. Para la intervención es necesaria la utilización de un lubricador, el cual consiste en una cámara hecha de un tubo de acero de sección vertical, el cual se adosa arriba del pozo, y tiene la función de alojar la barra de peso antes de empezar la bajada en un ambiente presurizado a la presión en boca de pozo. Una vez presurizado el lubricador, y asegurado que no existen pérdidas en él, es posible abrir el pozo mediante la válvula de servicio sin riesgo de sufrir accidentes, dado que la diferencia de presión entre el pozo y la cámara es nula.

A la parte superior del lubricador se le adosa el *stuffing box* por donde pasa el capilar o alambre el cual es sellado utilizando distintos O-ring de alta presión y un sello hidráulico activado desde la superficie, los cuales impiden la salida de fluido desde el lubricador hacia la superficie. Por arriba del stuffing box se dispone una polea con guía (polea de salida) utilizada para enviar el capilar hacia abajo. Para poder maniobrar el capilar se debió diseñar y construir una polea de diámetro suficiente para evitar dañar el capilar y la fibra que se encuentra dentro. El lubricador consta también de una purga utilizada para vaciar la cámara del fluido alojado dentro de él (líquido o gas, dependiendo del pozo), una vez terminada la operación y sellado el pozo con la BOP, o una vez cerrado con la válvula de servicio en caso que se retire la herramienta. La vinculación con la BOP se hace utilizando una unión rápida.

Para desviar el capilar hacia el tambor del camión de Slickline se utiliza una polea de desvío, la cual se apoya en un caballete construido ad hoc, el cual evita que el capilar se torcione cuando no existe tensión en él. Esta polea está sujeta a un indicador de peso hidráulico (conocido en la jerga como Martin Decker, por su fabricante) que mide la tensión del capilar y es continuamente monitoreado por el operador del slickline, el cual debe evitar que la tensión en el capilar supere los niveles máximos especificados por el fabricante. En la Figura 3.16 se muestra un esquema del lubricador ya montado en la parte superior del pozo, arriba de la BOP con sello.

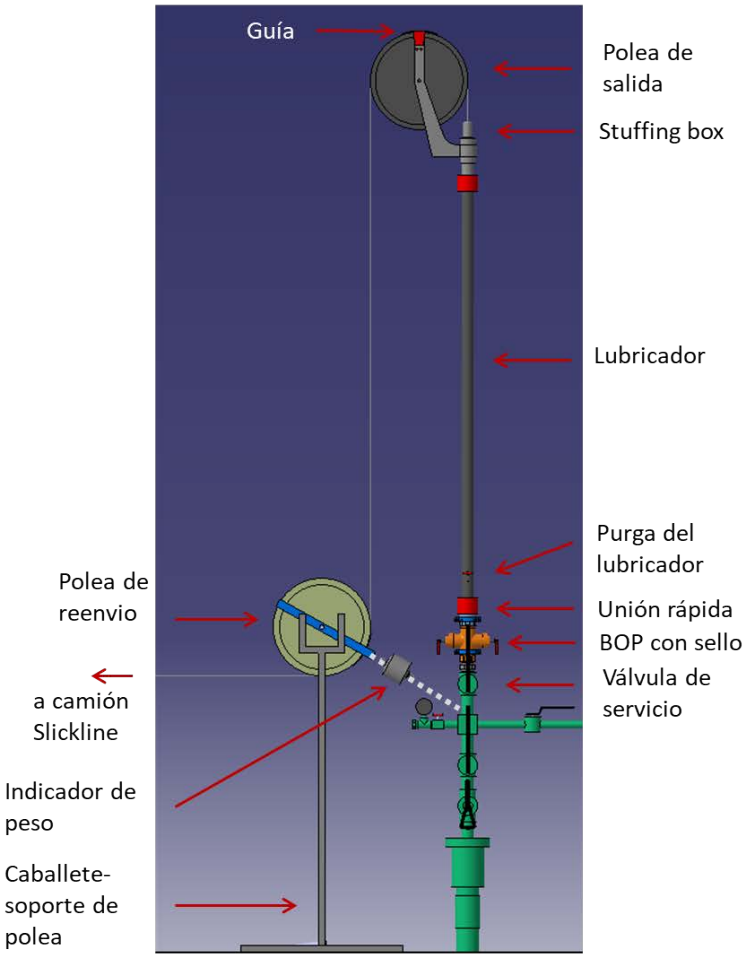


Figura 3.16: Dibujo de la intervención del pozo durante la operación de Slickline de bajada de capilar. El lubricador es utilizado para alojar la barra de peso antes del descenso de la barra y para sellar el capilar durante la operación de descenso. Imagen tomada de informes de certificación correspondientes al convenio Tolket-YTEC.

Herramientas y equipamiento para fibra óptica

El equipamiento requerido para la operación de la fibra óptica fue provisto por el LSF y entre éstos se encuentran pinzas pelacables, fusionadora o empalmadora, la cuchilla de corte para fibra (*cleaver*), protectores de empalmes (manguitos), fibra sin núcleo (coreless) para la terminación, alcohol y demás insumos para el limpiado. Para cortar el capilar de acero se utilizaron tanto cierras de mano como limas para el suavizado de los bordes. Además, se diseñaron y fabricaron distintos soportes para facilitar tanto el corte del capilar como el empalme de las fibras en campo, lo cual resultó de gran ayuda teniendo en cuenta las condiciones desfavorables de polvo y, muchas veces, a las bajas temperaturas.

3.3.3. Instalación de la fibra óptica

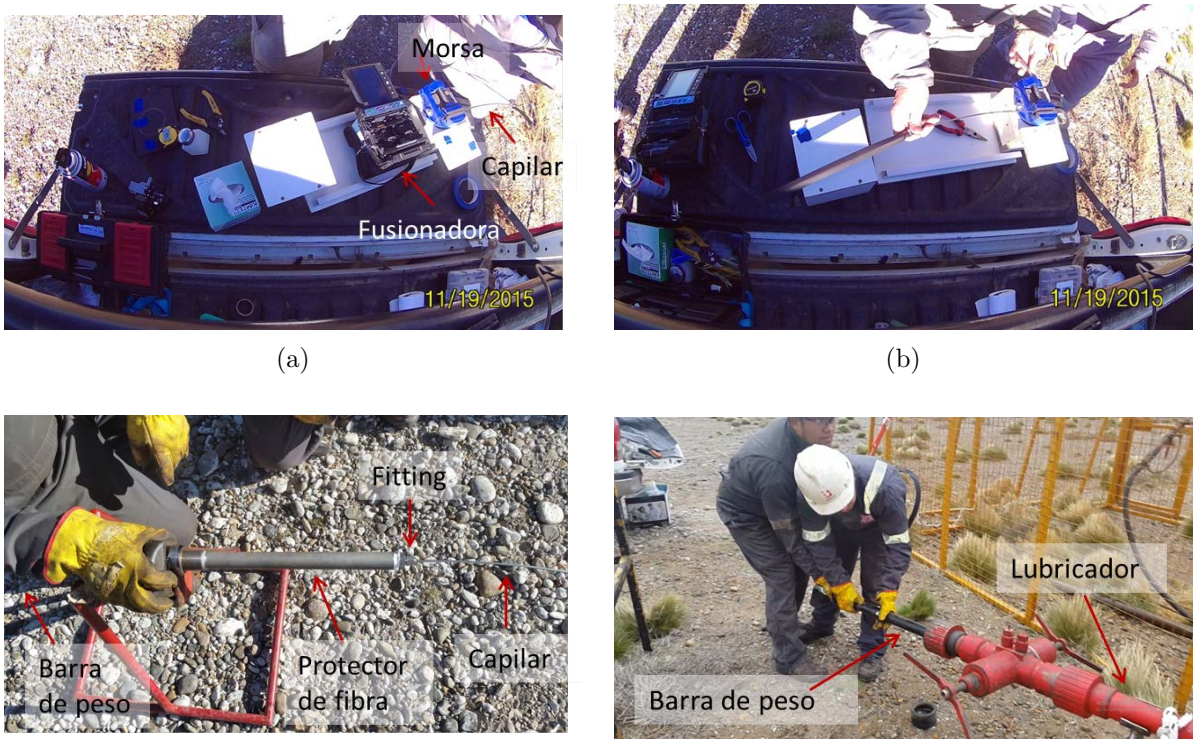
Una vez presentado el tendido de fibra óptica en todo el recorrido desde el trailer hasta el fondo de pozo, y mostradas las herramientas utilizadas en la operación de bajada, es el momento de mostrar los procedimientos llevados a cabo para su instalación. A continuación, se seguirá el

mismo orden mostrado al inicio de esta sección.

Terminación de la fibra y barra de peso

Antes de realizar la terminación de la fibra y el ajuste de la barra de peso al final del capilar, es necesario pasar el extremo libre del capilar (el cual está enrollado en el carretel del camión de slickline) por el agujero del stuffing box del lubricador. De manera de que, luego de finalizada la terminación, sea posible izar el lubricador con la barra de peso dentro de él.

En la Figura 3.17 se muestran cuatro instantes del proceso de terminación de la fibra, los cuales se describen brevemente. Cada una de las fibras del capilar son terminadas utilizando fibra sin núcleo (coreless) para evitar las reflexiones en el equipo de medición (a). Una vez completadas las terminaciones de las cuatro fibras, éstas se protegen con un termocontraible (b). Estas se colocan dentro del tubo protector de fibra, el cual se ajusta al capilar utilizando un fitting de 1/8" a 1/2" y se sella con el par tuerca-virola (c). La barra de peso se ajusta al tubo protector de fibra y el rope-socket (el cual no se muestra) se ajusta a la barra cubriendo el tubo protector. La barra de peso con la terminación de fibra es introducida dentro del lubricador para comenzar la etapa de izado del lubricador (d).



(a) (b) (c) (d)

Figura 3.17: a) Herramientas para realizar el empalme entre la fibra de medición y la fibra coreless. b) Las terminaciones ya fueron realizadas y se alojan dentro del tubo protector. c) La barra de peso ya fue enroscada al tubo protector y resta ajustar la tuerca del fitting para el sellado de la entrada del capilar al tubo protector. d) Realizado el ajuste de la tuerca y el fitting, y dispuesto rope socket se introduce la barra de peso en el lubricador para luego comenzar con el izado del mismo.

Vinculación al pozo

En la Figura 3.18 se muestran las etapas de vinculación del lubricador al pozo, donde primeramente se introduce la barra de peso dentro del lubricador y se coloca una tapa para evitar que caiga durante el izado (a). Luego, se inicia el izado del lubricador con una pluma dispuesta en la inmediaciones y ayudada por los operarios para que el lubricador quede vertical para evitar movimientos bruscos que puedan dañar el capilar (b). Luego se presenta el lubricador por encima de la BOP, y se quita la tapa para que la barra de peso quede libre a la vez que el operario en el camión tensa el capilar para que la barra no caiga abruptamente (c). Por último, se vincula el lubricador al pozo ajustándose a la BOP mediante la unión rápida (d).

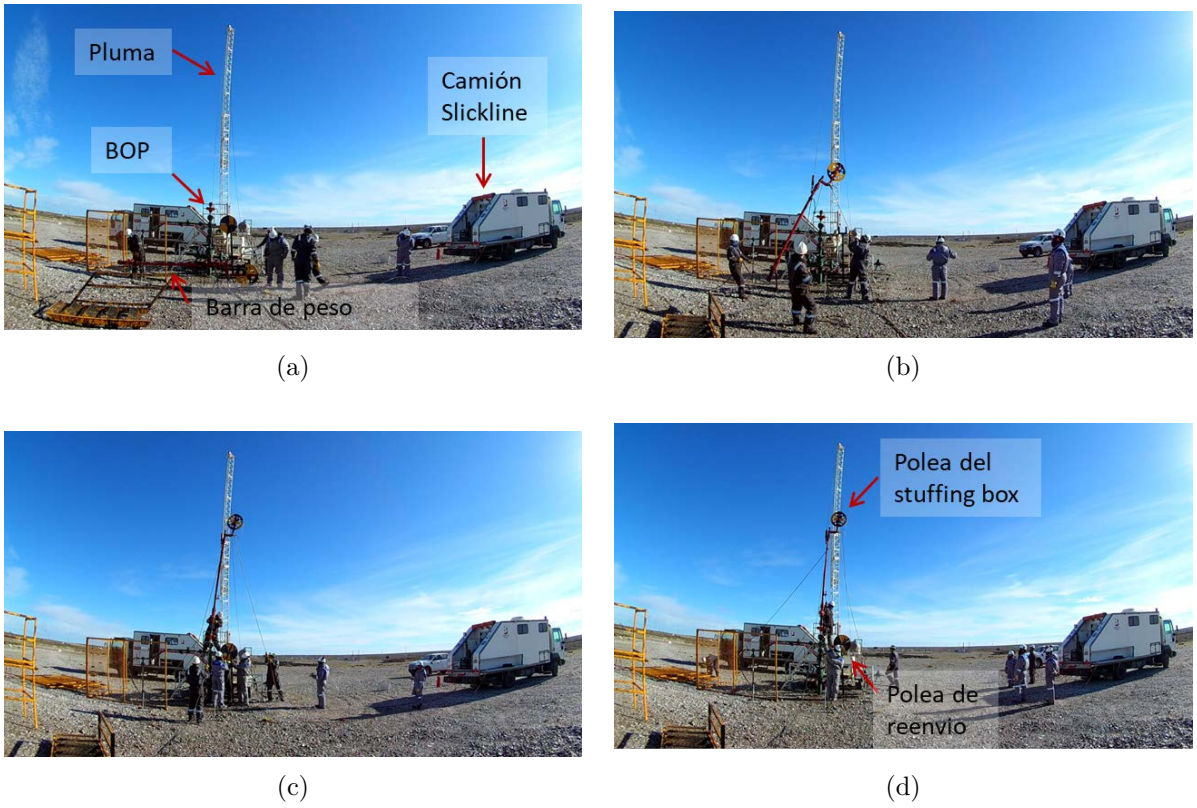
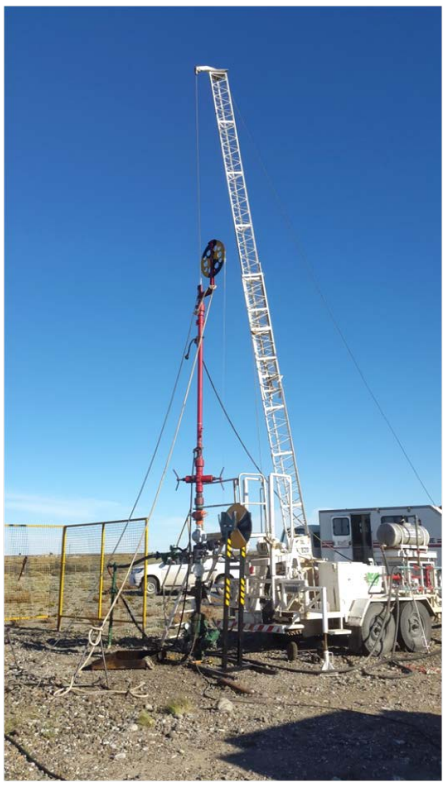


Figura 3.18: a) Instantes antes del izado del lubricador con la barra de peso. b) Izado del lubricador. c) Lubricador presentado arriba de la boca de pozo antes de la vinculación con el pozo. d) Lubricador vinculado al pozo.

Bajada de la fibra

Luego de la vinculación al pozo es necesario presurizar el lubricador, a fin de evitar que el golpe generado por la diferencia de presión entre el pozo y la atmosférica, pueda romper las instalaciones una vez abierto el pozo. Para ello se introduce líquido al lubricador mediante una bomba hasta lograr presurizar la cámara. La purga de aire en el lubricador se realiza por el sello del stuffing box, donde una vez que llega el líquido presurizador es cerrado herméticamente sobre el capilar.

Realizado este paso, se está en condiciones de abrir el pozo mediante la válvula de servicio del mismo y comenzar con la bajada de la fibra (Figura 3.19). En primer lugar se muestran las herramientas para la bajada de la fibra dispuestas en el pozo y las dos poleas utilizadas para direccionar el capilar desde el camión de slickline al tope del lubricador (a). También se muestra



(a)

(b)

(c)

Figura 3.19: a) Operación durante la bajada del capilar. b) Capilar desenrollándose del carretel durante la bajada c) Personal de la empresa de servicios controlando la bajada de la fibra.

el encoder contador utilizado como odómetro dispuesto luego del carretel con capilar (b). Por último se muestra un instante de la operación desde la cabina del personal encargado en la bajada del capilar (c). Aquí se observan el indicador de peso (utilizado para medir la tensión del capilar en la polea de reenvío) y el controlador del encoder, el cual debe ser puesto a cero antes de comenzar el descenso de la barra de peso (d).

Instalación del sujetador

Una vez que la barra de peso desciende por debajo del punzado más profundo y, por lo tanto, se tiene posibilidad de abarcar en la medición todos los punzados del pozo, se interrumpe la bajada de la fibra. Para ello es necesario contar desde antes con el esquema del pozo donde se indica la profundidad de los punzados, y se debe contar con la medición de un odómetro (en nuestro caso el encoder contador) para conocer la profundidad donde se encuentra la barra.

Llegados a la profundidad deseada, el primer paso es cerrar la BOP con el fin de sellar el capilar entre el pozo y la superficie. En este momento se puede desvincular el lubricador de la BOP con el fin de colocar el sujetador, el cual es utilizado para impedir que capilar y barra de peso caigan hacia el fondo del pozo. En esta parte de la operación es necesaria la coordinación del operario de la pluma el cual debe subir el lubricador unos 30 cm, y el operario del carretel de capilar que debe lograr mantenerlo tenso y que no caiga por el peso de la barra. Logrado esto, se está en condiciones de instalar el sujetador en el capilar con su correspondiente base, la cual apoya sobre la unión rápida dispuesta arriba de la BOP. En la Figura 3.20 se muestra al personal de YTEC momentos antes de realizar la instalación, con las herramientas y elementos de seguridad necesarios (a). Se muestra también el momento en que se están ajustando los

tornillos del sujetador mientras se sostiene el lubricador para que éste no golpeé al capilar (b).

(a) (b)

Figura 3.20: a) Personal de Y-TEC con las herramientas para la instalación del sujetador y los elementos de seguridad. b) Instalación del sujetador una vez finalizada la bajada del capilar y sellado el capilar en boca de pozo con la BOP.

Desvinculación del pozo

Finalizada la instalación del sujetador, se retira el lubricador con el procedimiento inverso utilizado durante el izado, y con el debido cuidado para no dañar el capilar. Una vez dispuesto el lubricador sobre los caballetes en superficie, se procede a cortar el capilar en una longitud suficiente para llegar desde el pozo hasta la caja de paso donde se instalará la caja de aislación. Una vez cortado el capilar se instala un tapón en el extremo libre, de forma de evitar derrames en caso que se hubiera roto el capilar dentro del pozo. Luego, se finaliza la instalación del capilar en el pozo colocando los cuellos de cisnes, utilizados para evitar el quiebre del capilar en superficie. En la Figura 3.21 se muestra un detalle del sujetador instalado (a). También se muestra el pozo luego de la intervención con el cuello de cisne ya instalado, y el capilar protegido dentro de una manguera (b).

(a) (b)

Figura 3.21: a) Sujetador instalado en el capilar y apoyado sobre la unión rápida sosteniendo el peso del capilar y la barra de peso dentro del pozo. b) Instalación permanente de fibra en pozo inyector finalizada.

Instalación de la caja de aislación

Una vez finalizada la intervención en el pozo se procede a armar la caja de aislación, la cual es utilizada para empalmar el capilar con el tendido de superficie, y permite desvincular el pozo con la superficie en caso de verificarse una rotura del capilar dentro del pozo. En la Figura 3.22 se muestra la caja de aislación en el proceso de armado en campo, donde el capilar proveniente del pozo ya fue presentado dentro de la caja. En este punto resta todavía realizar los empalmes entre el sello y el capilar, los cuales se alojan dentro de la caja, y los empalmes entre las fibras del otro extremo del sello y el cable de superficie, los cuales se dispondrán en la caja de empalmes (por fuera de la caja de aislación). Una vez finalizada la instalación del tendido de fibra, y conectados los equipos a los cables de los distintos pozos, ya se está en condiciones de medir.

Figura 3.22: imagen tomada durante la operación de armado de la caja de aislación.

3.4. Puesta en profundidad

Por último, se expone el procedimiento de puesta en profundidad de la fibra, es decir a la conversión de tiempo a posición (o profundidad) de la señal adquirida con el DVS. Como se había visto en la sección dedicada al equipo, la conversión está dada por la relación (2.2)

$$t = \frac{2}{v_g} z = \frac{2n}{c} z \tag{3.1}$$

Teniendo en cuenta el tramo existente entre la salida del equipo y la boca de pozo, es conveniente situar el cero de la medición en la boca de pozo y para ello basta un corrimiento en el eje z. Sin embargo, esto no basta para realizar una correcta conversión y esto se debe a que el capilar dentro del pozo no cae en forma vertical hacia el fondo del pozo, sino que lo hace de forma elicoidal adhiriéndose a las paredes del mismo. Si se tiene en cuenta la relación antes mencionada (2.2), es necesario encontrar el índice de refracción efectivo que mejor ajuste la posición de la fibra dentro del pozo. Para ello, se propuso un mismo índice de refracción efectivo a lo largo de todo el pozo, es decir se suposo que la relación entre metro lineal de capilar dentro del tubo y estirado se conserva a lo largo de todo el tendido. Teniendo en cuenta estas consideraciones el índice de refracción efectivo (n_{eff}) se obtiene a partir de asignar dos posiciones conocidas en el pozo a las correspondientes posiciones en unidades de *bins* en la medición de la STD, y está dado por

$$n_{eff} = \frac{c(bin_b - bin_a)/f_{DAC}}{2(z_b - z_a)}, \tag{3.2}$$

donde z_b y z_a son dos posiciones conocidas del pozo y bin_b y bin_a son los *bins* correspondientes en la medición de la STD.

En este caso, para la obtención del índice de refracción efectivo se utilizó la posición de la boca de pozo (0 m) y del packer que se encuentra entre el tubing y el casing (3320 m). En la Figura 3.23 se muestra una medición de la STD de 30 minutos del pozo P-5. En la imagen se

observa claramente la posición de la boca de pozo (*bin* 335) y del packer (*bin* 3607), en donde los patrones acústicos que ascienden cambian su velocidad debido al cambio de sección del tubo.

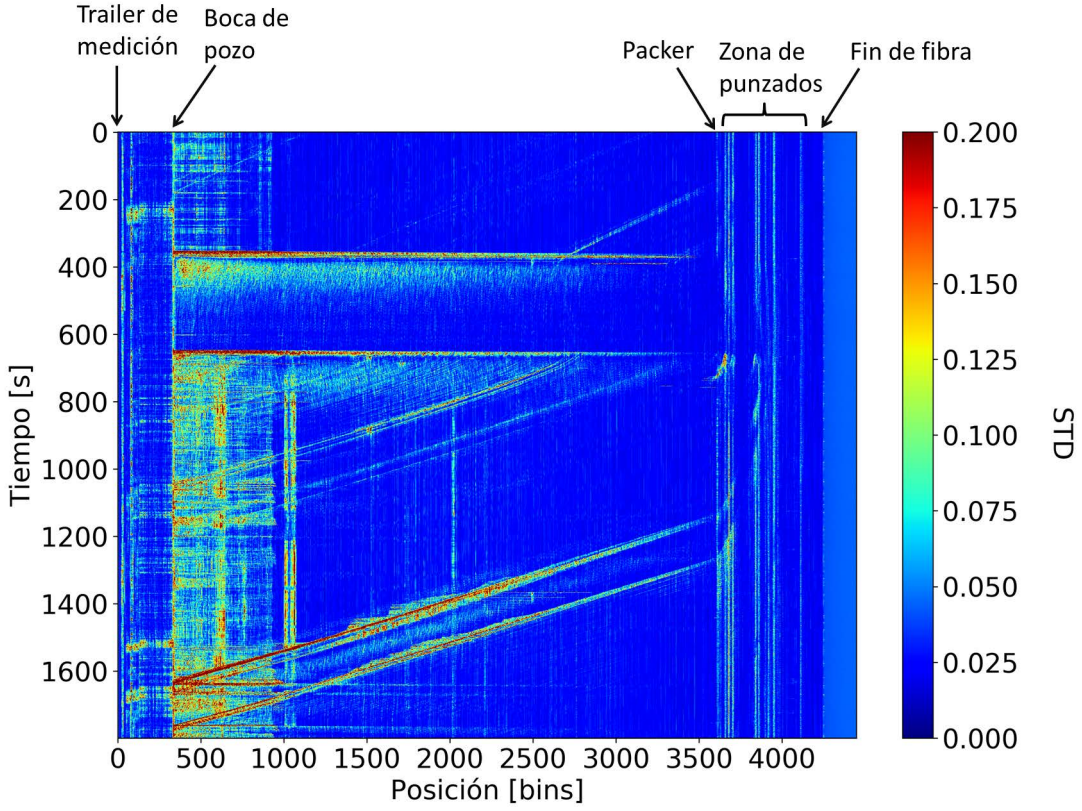


Figura 3.23: medición de la STD en ejes de posición en muestras (bins) y tiempo, antes de la puesta en profundidad para la medición en un pozo productor en el yacimiento de EFO.

Utilizando estos dos puntos en la fórmula (3.2) se obtiene un índice de refracción efectivo de $n_{eff} = 1{,}481$ el cual es 0.9 % mayor al reportado por el fabricante (1.468). Es decir que cada metro lineal de fibra corresponde a 99 cm dentro del pozo. Si bien esta diferencia es pequeña, cabe destacar que el efecto es acumulativo y que, por lo tanto, en un pozo de 4000 metros el error en el desplazamiento en el fondo del pozo es superior a los 35 m.

En la Figura 3.24 se muestra la misma medición una vez realizada la puesta en profundidad, en donde el cero corresponde a la boca de pozo.

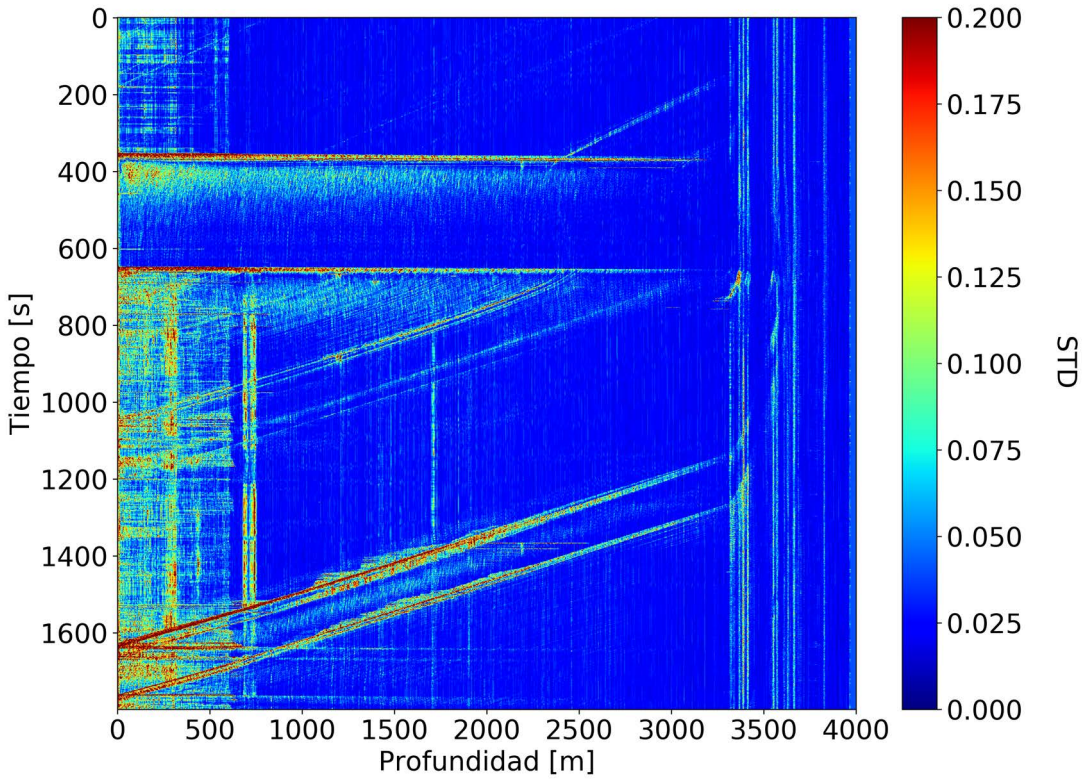


Figura 3.24: medición de la STD en ejes de posición en metros y tiempo, luego de la puesta en profundidad para la medición en un pozo productor en el yacimiento de EFO. Esta fue realizada a partir de conocer la posición del packer en el pozo.

Capítulo 4

Mediciones de campo

4.1. Introducción

En esta sección se expondrán los resultados de la mediciones realizadas en un pozo productor de tight gas en el yacimiento de Estación Fernández Oro (EFO), en pozos inyectores en el yacimiento de Grimbeek (Chubut) y, por último, en un poliducto en Villa Mercedes (San Luís) en vistas de la utilización del DVS para la implementación de un sistema de prevención de daños en ductos.

La medición en EFO se realizó en el contexto del piloto de cambio de orificios de estrangulamiento en un pozo productor de petróleo y gas, y el DVS se utilizó para estimar el caudal de producción total en el tubing a partir de la medición de la velocidad de patrones acústicos ascendentes asociados a slugs de líquido. La capacidad de observar estos patrones no sólo confirmó el régimen de flujo tapón (o slug), sino que también gracias a los datos del separador permitió validar las mediciones de caudal obtenidas con el DVS para los distintos tamaños de orificios empleados. Una vez validado el método de medición de caudal total, éste se utilizó para la estimación del perfil de producción en la zona de punzados, lo cual constituye una información de sumo interés puesto que no es posible obtener esta medición con las herramientas utilizadas en superficie. Los resultados tienen buena correlación con la medición realizada con un PLT, la cual fue realizada en los primeros días del piloto de medición y, por lo tanto, las estimaciones realizadas con el DVS resultan una herramienta complementaria a los datos del separador y PLT para la compresión de la dinámica de producción de los pozos del yacimiento de EFO.

Las mediciones en el yacimiento de Grimbeek se enmarcan dentro del piloto de cambio de fluido de inyección realizado por YPF en cuatro pozos. En este caso, el DVS y el DTS fueron utilizados para detectar y realizar el seguimiento de la interfase entre los fluidos de inyección (agua y agua con polímero), y permitieron estimar los perfiles de inyección en la zona de punzados. Si bien la detección en un caso está basada en la medición de la diferencia de temperatura de ambos fluidos de inyección (DTS), y por el otro lado en la medición de la turbulencia generada en la interfase debido a distintas propiedades físicas de los fluidos (DVS), las mediciones resultaron consistentes entre sí. La validación de la herramienta para la medición del perfil de inyección resulta de gran importancia pues constituye una nueva herramienta de diagnóstico (además del PLT) para los pozos inyectores del yacimiento.

Por último, se hará mención a las pruebas realizadas en un tramo de poliducto en la localidad de Villa Mercedes (Pcia. de San Luis) para la detección de posibles amenazas a la integridad de los ductos, y la posible utilización del sensor DVS para la instalación de un sistema de prevención de daños. Las mediciones fueron realizadas aprovechando el tendido de fibra óptica utilizada por YPF para la comunicación entre las estaciones de bombeo que se encuentran a lo largo del tendido del poliducto. La experiencia estuvo centrada en la detección de maquinaria

pesada, en especial una retroexcavadora, la cual por su habitual utilización para trabajos de nivelación y remoción de tierra constituye una amenaza a la integridad del ducto, resultando en graves perjuicios económicos y medioambientales.

4.2. Pozo productor de petróleo y gas tight

4.2.1. EFO

El yacimiento

El yacimiento Estación Fernández Oro (EFO) se encuentra entre las localidades de Allen y Fernández Oro en la provincia de Río Negro. Este yacimiento fue descubierto por YPF en 1969 y tuvo un intenso desarrollo hasta el año 1978 en las formaciones convencionales productoras de petróleo y gas. En el año 2007 se inicia el desarrollo de una formación *tight* obteniendo buenos resultados.

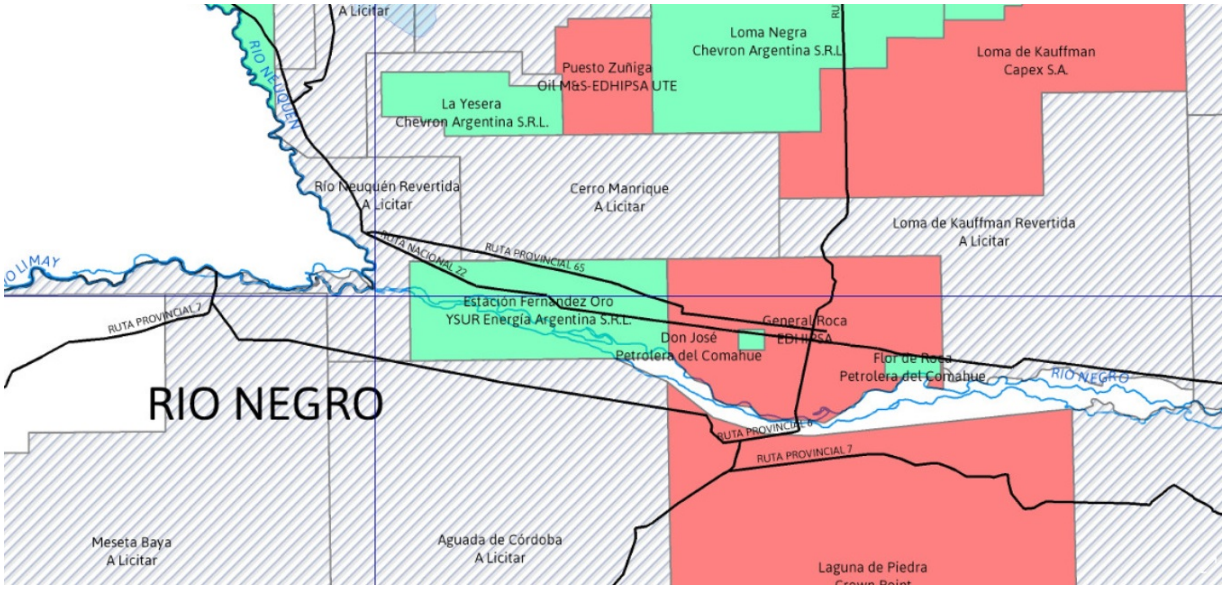


Figura 4.1: yacimiento Estación Fernandez Oro (EFO) operado por YSUR en la provincia de Rio Negro.

Con la información disponible al momento de los pozos *tight*, se entiende que el fluido producido es gas y condensado retrógrado (recordar el diagrama 1.3) coexistiendo con zonas que aportarían petróleo volátil, asociados a una gran variación de GOR (relación gas-petróleo, según la seigla en inglés). Se determinó asimismo una variación vertical del GOR, observado en el análisis de relaciones cromatográficas y en los datos de PVT, en donde además se obtuvo una presión de reservorio muy cercana la presión de rocío y burbuja según corresponda. También es importante mencionar que a medida que se expande el desarrollo del campo hacia zonas nuevas, se encontró una marcada variación del GOR inicial medido en superficie. Actualmente, existen rangos de GOR entre 400 y 9000 m^3/m^3 promedio en el primer mes de producción estable, y una densidad en superficie a 15 °C entre 40 y 70 API. Esta variación de GOR se encuentra asociado a las características estructurales de la roca madre desde donde se ha cargado la principal formación productiva (tight gas), dando como resultado que las zonas más profundas hayan podido generar un fluido de gas más seco y las más someras un gas más rico, de forma opuesta a lo usual.

Debido a la gran variación de fluidos previamente descripta, es de suma importancia poder determinar la producción y el tipo de fluido por etapa, de manera tal de optimizar la selección de las arenas a estimular, así como también el diseño de las fracturas hidráulicas. Para este fin se realizan mediciones con PLT, lo cual permite estimar la producción de gas por punzado, y con herramientas más costosas, también de líquido.

Objetivos del piloto

La medición con fibra óptica en el pozo A-5 (por razones de confidencialidad se asigna este nombre) se enmarca dentro de los objetivos de YPF de estudiar la respuesta del pozo ante los cambios de orificios de estrangulamiento. Como se dijo anteriormente, EFO es un yacimiento de gas y petróleo *tight* por lo que la producción de fluido se realiza luego de realizar la fractura hidráulica. En este contexto, el piloto busca estudiar la respuesta del pozo y los posibles daños que puedan originarse en el pozo debido a cambios bruscos de la presión de fondo de pozo originadas por el cambio de orificios en superficie. El daño puede estar asociado no solo al cierre total o parcial de las fractura hidraúlicas sino también por bloqueo de condensado, es decir la acumulación de líquido en fondo de pozo. Este último originado por una caída abrupta de la presión por debajo del punto de rocío, fenómeno que se observa en yacimientos de condensado retrógado a los que se hizo mención en el Capítulo 1.

En cuanto a nuestros objetivos, se propuso estudiar los alcances del equipo DVS para el diagnóstico del pozo, la posibilidad de detectar los punzados que aportan a la producción y en última instancia estimar el aporte de cada punzado en el caudal total. Además, teniendo en cuenta que esta fue una de las primeras mediciones del equipo realizadas en campo, se propuso estudiar la estabilidad del equipo en condiciones de operación por fuera del laboratorio, donde las amplitudes térmicas son mayores y el suministro de energía es menos estable.

Cronograma

La experiencia consistió en la medición con el DVS del pozo productor de gas y petróleo durante el cambio de orificios. A lo largo del piloto de medición se tuvo acceso a los datos del separador puesto en superficie, el cual registraba cada una hora los valores de presión en boca de pozo, y de caudales de agua, petróleo y gas. Además, se realizó una medición de PLT antes del cambio de orificios, con el que se obtuvo un perfil de velocidad del fluido, densidad, presión y temperatura en la zona de punzados. La medición con fibra óptica se inició una semana antes del primer cambio de orificios, y continuó a lo largo de todos los cambios hasta durante 5 días después del último cambio. Además de las mediciones con el DVS se realizaron mediciones de temperatura con fibra óptica con un DTS comercial. Para la experiencia se utilizó un capilar de 1/8" con dos fibras monomodo y dos fibras multimodo, las primeras utilizadas por el DVS y las segundas por el DTS. La operación de campo para la instalación de la fibra óptica en el pozo es similar a la descripta en el Capítulo 3. En la Figura 4.2 se muestra un resumen de las mediciones realizadas, donde se indican los intervalos de tiempo en los cuales se tienen mediciones. La ausencia de mediciones en el DVS en algunos intervalos de tiempo responde a varios factores, como ser cortes de energía suministrada por el generador del trailer o malfuncionamiento del equipo.

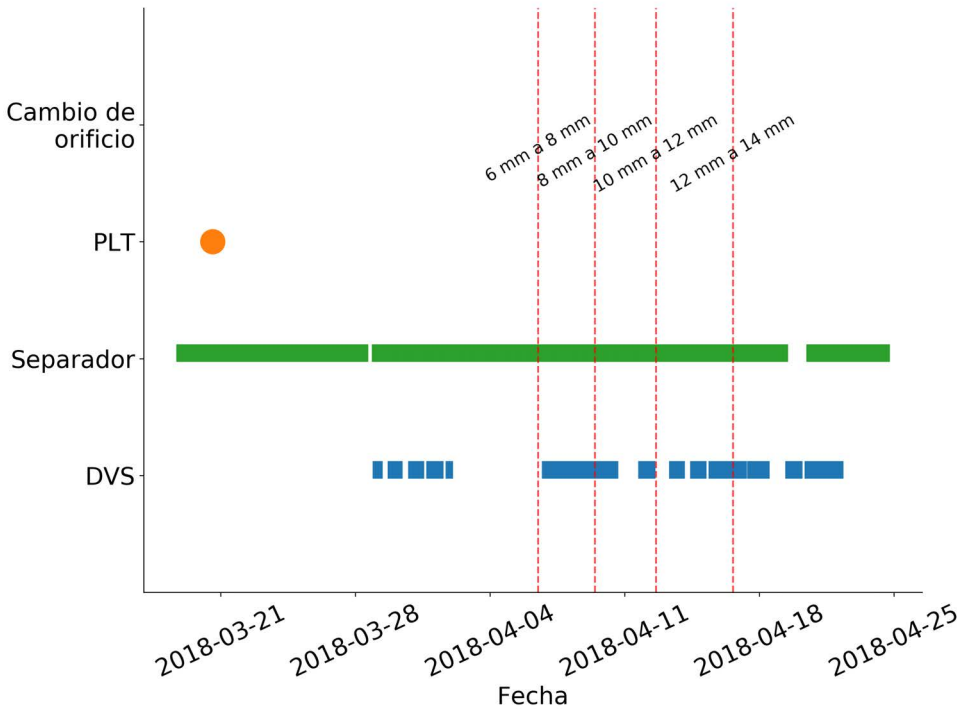


Figura 4.2: cronograma de medición en EFO. Se muestran los instantes de tiempo donde se tienen mediciones de PLT, separador y DVS. Las lineas verticales indican los cambios de orificio.

Esquema del pozo

En la Figura 4.3 se muestra un esquema de la zona de punzados del pozo productor A-5. El pozo consta de 8 etapas con cantidad variable de punzados en cada una de ellas. El diámetro de tubing es de 2 3/8" y el del casing 5 1/2". Si bien la zona de punzados es vertical, existe una inclinación máxima de 20 grados en la parte inferior del tubing desde, aproximadamente, los 1500 m hasta poco antes de llegar al packer que se encuentra a 3320 m.

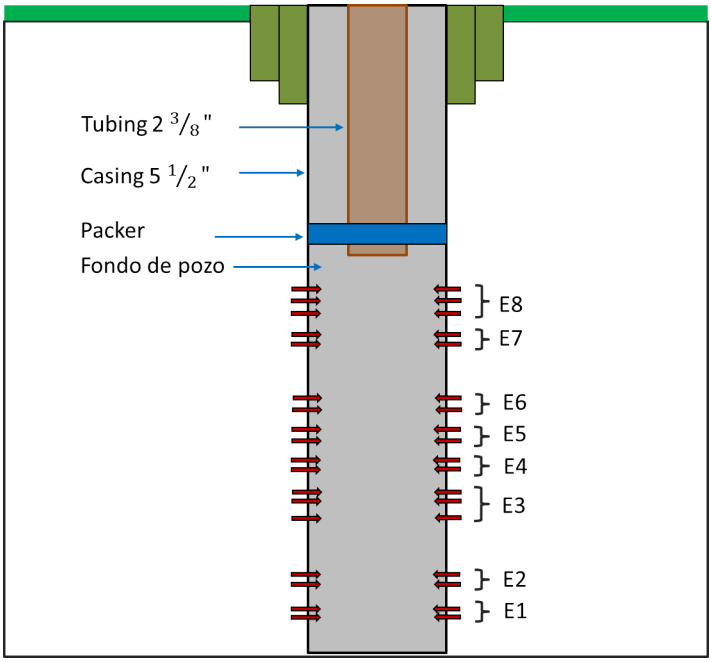


Figura 4.3: esquema del pozo A-5. El pozo tiene 8 etapas de punzados.

4.2.2. Mediciones preliminares

En esta primera parte se mostrarán los resultados de las mediciones realizadas con los instrumentos usuales empleados en el diagnóstico de los pozos de hidrocarburos. En un primer momento se mostrarán las curvas de presión en boca de pozo, y caudal de agua, gas, y petróleo obtenidas con el separador en superficie, y se expondrán los resultados y la interpretación del PLT realizado en los primeros momento del piloto para el orificio de 6 mm. También se mostrarán los factores volumétricos para todas las fases y las curvas de densidad en función de la presión, obtenidas del ensayo PVT realizado previamente para los fluidos producidos en el yacimiento. Una vez considerados los valores de presión en boca de pozo, los caudales de gas y líquido (agua y petróleo), y los factores volumétricos es posible estimar la presión en fondo de pozo, haciendo uso de la correlación de A.S. Kaya (la cual, además, fue adaptada por los ingenieros de reservorio de YPF específicamente para el yacimiento de EFO). De este análisis se mostrarán sólo los resultados, los cuales se obtienen a partir de predecir la presión en boca de pozo iterando la presión en fondo de pozo (y con ello los factores volumétricos y densidad de las fases). Se mostrará que la medición de presión en fondo de pozo obtenida con el PLT para el caso de 6 mm es predicha correctamente por la correlación, aumentando la confianza del cálculo de presión en fondo de pozo para los otros casos para los cuales no se contó con una medición directa. Por último, haciendo uso de la definición de los distintos regímenes de flujo en el espacio de velocidades del líquido y del gas propuesto por Ansari [5], se mostrará que el régimen de flujo esperado es de tipo tapón (o slug) que será confirmado más adelante por las mediciones del DVS.

Medición con separador

Las mediciones de presión y caudal en superficie fueron realizadas por el separador provisto por la empresa de servicios Flargent. En la Figura 4.4 se muestra la presión en boca de pozo y en la Figura 4.5 el caudal de agua, petróleo, y gas en condiciones normales de presión (1 atm) y temperatura (20 °C). En el primer gráfico se observa la caída de la presión en boca de pozo

y, contemporáneamente en el gráfico de caudales, se observa el aumento de caudal de cada una de la fases del fluido cada vez que aumenta el tamaño del orificio.

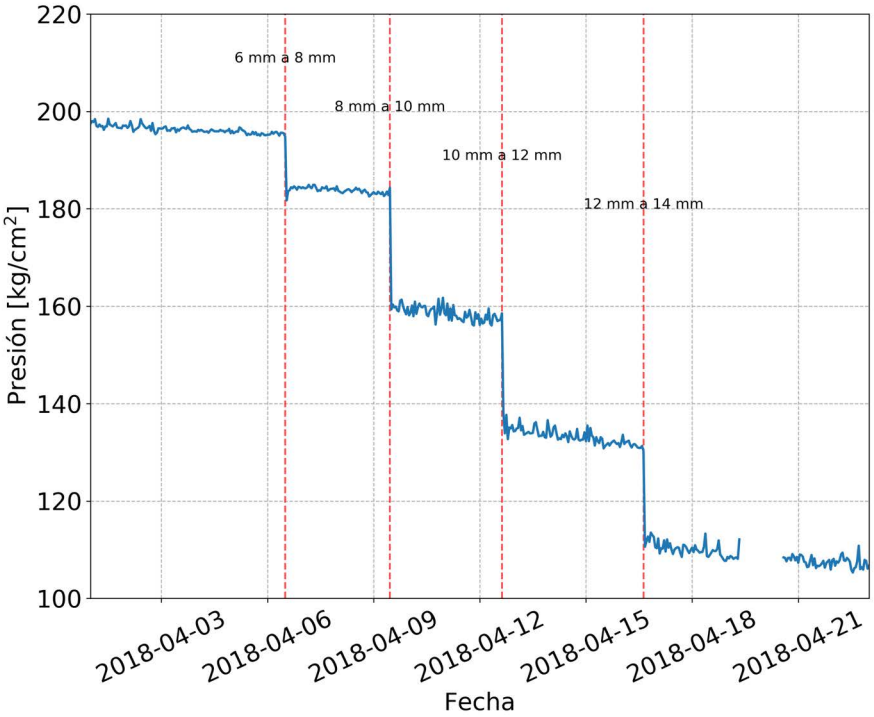


Figura 4.4: medición de presión en boca de pozo obtenida con el separador.

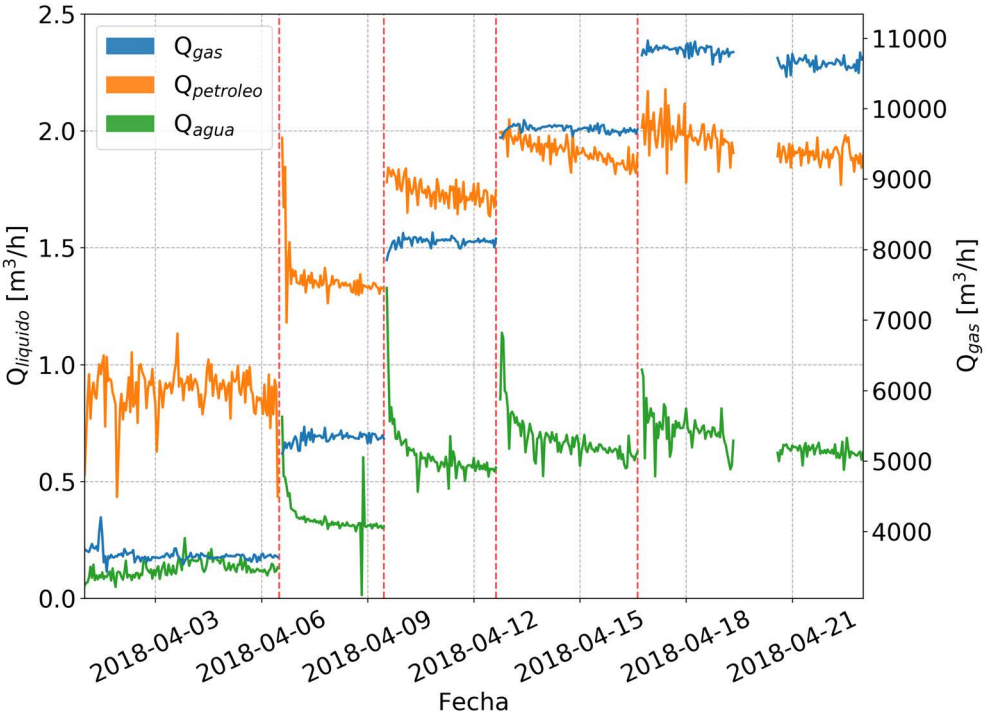


Figura 4.5: mediciones de caudal de gas, agua y petróleo en condiciones normales de temperatura y presión (CNPT) obtenidas con el separador.

Medición con el PLT

Como se mencionó en el Capítulo 1, la medición con el PLT permite obtener el perfil de densidad, velocidad del fluido, temperatura y presión en un pozo de hidrocarburos. En la Figura 4.6 se muestran los resultados del PLT realizado por la empresa de servicios DeltaP en los primeros días de medición luego de abierto el pozo y con el orificio de 6 mm. La interpretación de la medición provista por la empresa se focaliza en el aumento de la densidad en las zonas que comprenden las etapas 4 y 5 y, a su vez, en la disminución de la velocidad del fluido medido con el *spinner*. Estos dos hechos son compatibles con una preponderancia en la producción de líquido en esas etapas de punzados, lo cual es confirmado, además, por el descenso más lento de la temperatura en estas etapas lo cual es improbable con la producción de gas dada la menor capacidad calorífica del gas respecto a la del líquido. Por el contrario, en las demás etapas donde se observa un aumento de la velocidad del *spinner* es compatible con una producción mayormente de gas.

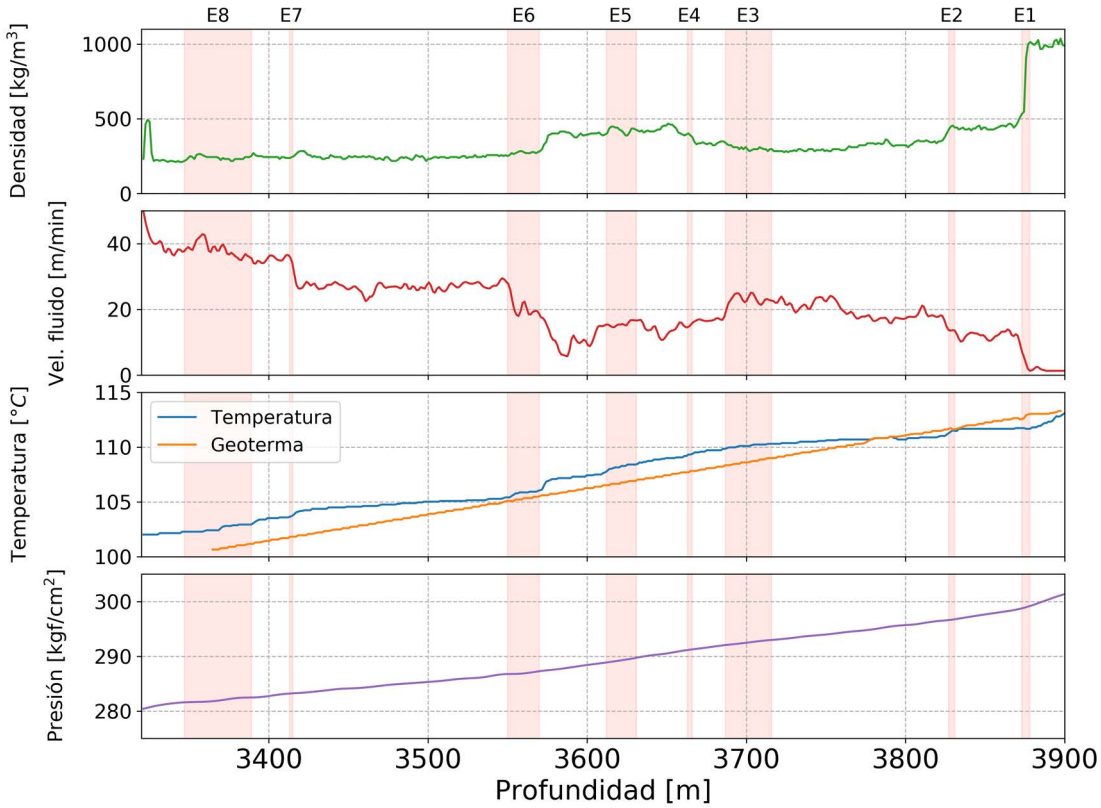


Figura 4.6: mediciones de densidad, velocidad del fluido, temperatura y presión medidas con el PLT para el orificio de 6 mm. El aumento de la densidad en las etapas 4 y 5 y la caída en la velocidad del fluido indica que el fluido producido es mayormente líquido.

Coeficientes volumétricos

A partir de los estudios PVT se obtienen los factores volumétricos y de densidad en función de la presión para el petróleo, agua y gas de EFO. Estos resultados son a temperatura constante y en el siguiente trabajo vamos a suponer despreciable la dependencia de la temperatura teniendo en cuenta que la mayor variabilidad viene dada por los altos gradientes de presión dentro del pozo. En la Figura 4.7 se muestran los factores volumétricos de las tres fases en función de la presión obtenidos a partir del análisis PVT de laboratorio realizado para los fluidos de los pozos de EFO, para valores de presión por debajo del punto rocío (entendiendo que el pozo está produciendo condensado retrógrado).

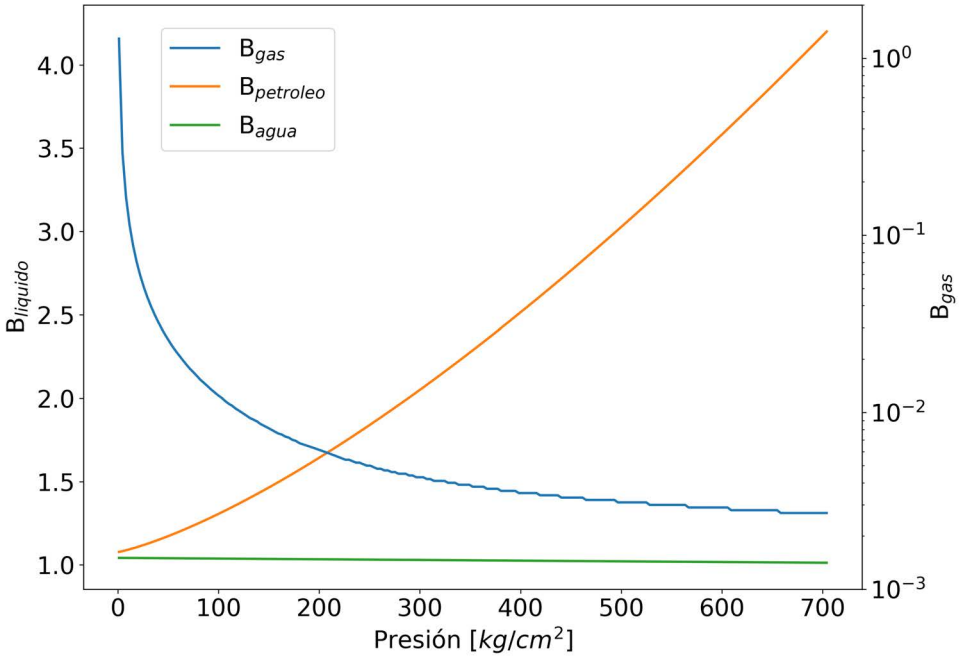


Figura 4.7: curvas de factores volumétricos para gas, petróleo, y agua obtenidas del ensayo PVT de laboratorio realizado para los fluidos de los yacimientos de EFO. Se desprecia la dependencia con la temperatura (se supone una temperatura de fondo de 110 °C).

Caída de presión

Como se dijo en el Capitulo 1, los coeficientes volumétricos permiten estimar los caudales en fondo de pozo a partir de las correspondientes mediciones realizadas en boca de pozo en condiciones normales de temperatura y presión (1.17). Antes es necesario estimar la caída de presión entre boca de pozo y fondo de pozo, entendida como la zona inmediatamente superior a los punzados (en el casing luego del packer), y para ello se hace uso de correlación de Kaya[4] mencionada en el Capitulo 1, la cual se encontró que tiene buena correspondencia con las mediciones puntuales realizadas en otros pozos del mismo yacimiento. En la Figura 4.8 se muestran los resultados de presión en fondo de pozo obtenidas a partir de la correlación mencionada y la medición de PLT, la cual fue realizada únicamente para el orificio de 6 mm. En el gráfico se observa cómo la medición del PLT y los resultados de la correlación utilizada son similares, aumentando la confianza en la predicción para los otros orificios (además de que el mismo procedimiento fue implementado en otros pozos de EFO con igual éxito).

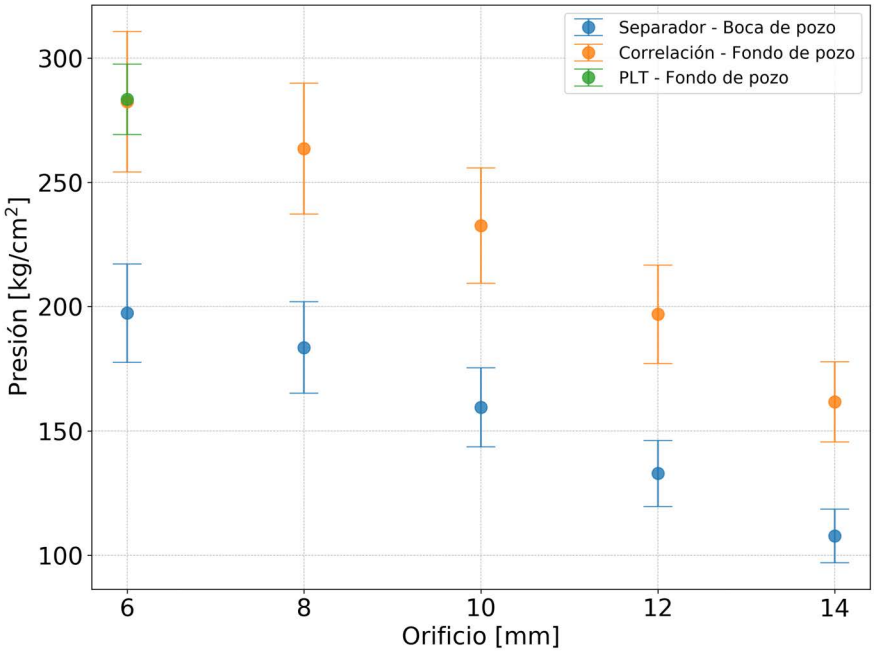


Figura 4.8: presión en fondo de pozo obtenida a partir de la correlación de Kaya [4] modificada para el yacimiento de EFO. Para el orificio de 6 mm se observa coincidencia con la medición del PLT.

Caudal en fondo de pozo

En la Figura 4.9 se muestran las mediciones de caudal de gas, petróleo y agua en el fondo de pozo obtenidos a partir de la fórmula que relaciona el caudal en boca y fondo de pozo (1.17). Para ello antes se obtuvo la presión estimada en fondo de pozo a partir de la correlación de Kaya y los factores de volumen de las tres fases correspondientes a esa medición de presión. El gráfico se obtuvo calculando el promedio de las mediciones del separador en un intervalo de tiempo alejado de cada cambio de orificio a fin de considerar el régimen estacionario de producción del pozo. Como puede observarse, el caudal volumétrico en el fondo del pozo corresponde mayormente al gas para todos los orificios, siendo del 90 % para el caso del orificio de 6 mm, y del 95 % para el caso de 14 mm.

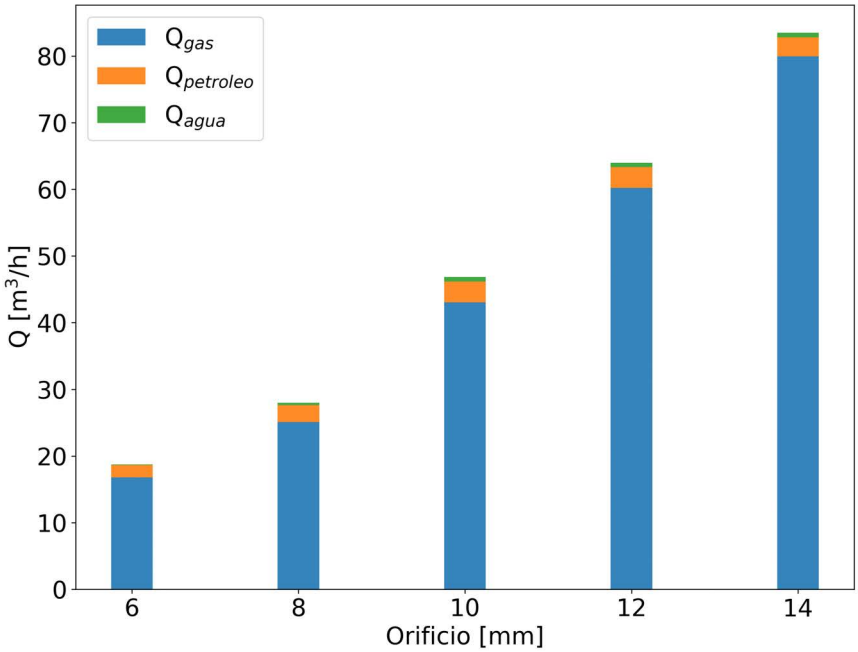


Figura 4.9: caudales de gas, petróleo y agua en fondo de pozo para los distintos tamaños de orificio. La medición corresponde al promedio de los datos del separador en un intervalo de tiempo de 6 horas, en el régimen estacionario de producción.

Densidad y caudal másico

En cuanto a la densidad, las curvas para el agua, petróleo y gas obtenidas del PVT se muestran en el gráfico de la Figura 4.10. Con estos coeficientes, y haciendo uso de los datos de caudal volumétrico provistos por el separador, se muestran las mediciones de caudal másico en el gráfico de la Figura 4.11.

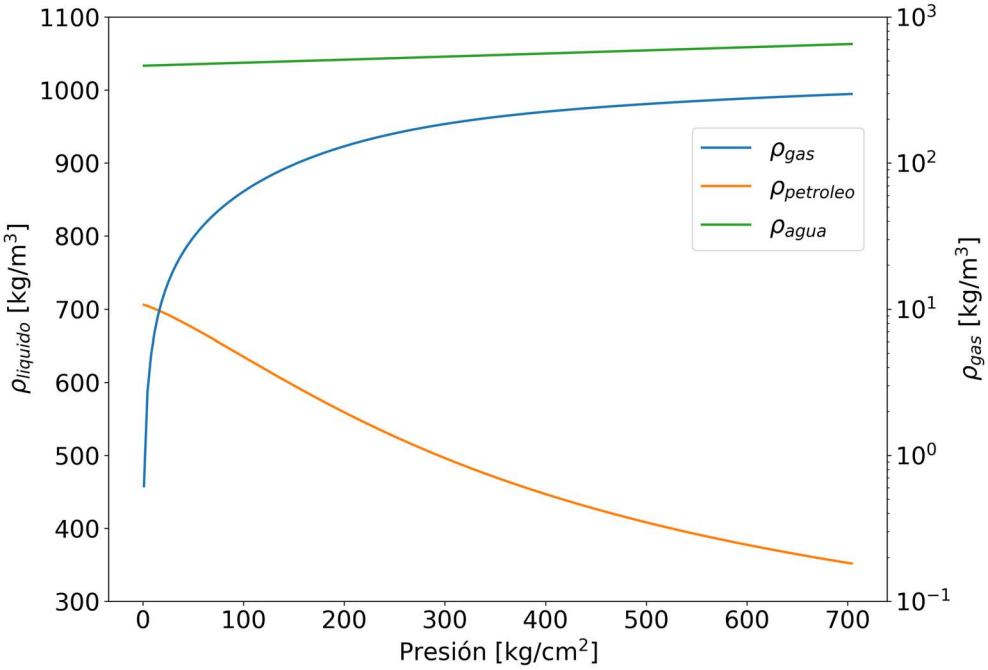


Figura 4.10: densidad del gas, petróleo y agua en función de la presión obtenidos del ensayo PVT de laboratorio. Se desprecia la dependencia con la temperatura (se supone una temperatura de fondo de 110 °C).

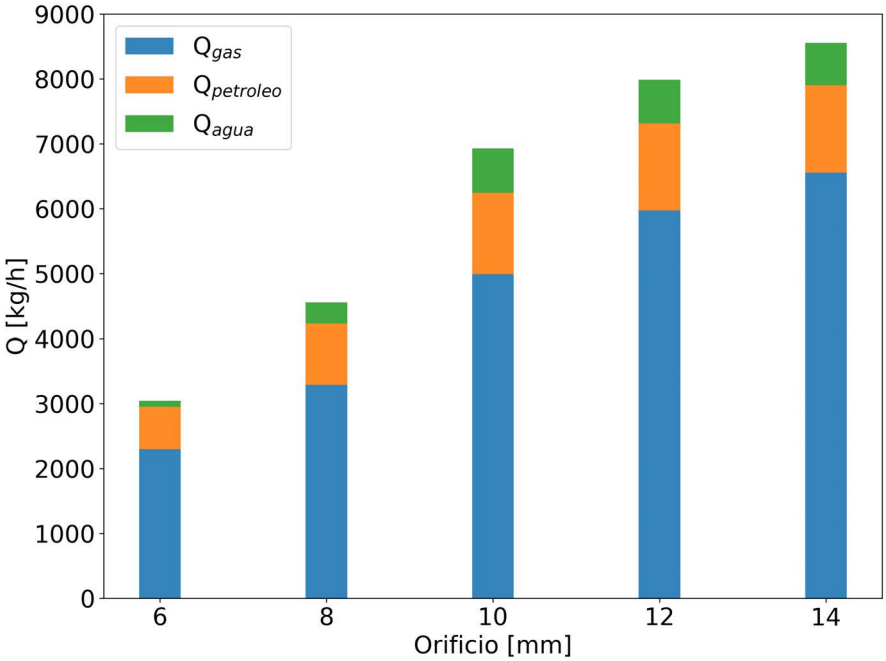


Figura 4.11: caudal másico en función del tamaño de orificio obtenido a partir de la medición de caudales del separador y la densidad de los fluidos.

Régimen de producción del pozo

Por último, se hará mención al régimen de producción del pozo del cual se hizo mención en el Capitulo 1. Utilizando las mediciones de caudal en boca y fondo de pozo descriptas en la sección anterior y utilizando las secciones del tubing y casing, es posible estimar las velocidades superficiales del líquido y gas obteniendo el gráfico de la Figura 4.12. Aquí se muestran los límites de la correlación de Ansari y las mediciones de velocidad superficial para los casos de orificios de 6 mm y 14 mm en el tubing (boca y fondo de pozo) y casing (fondo de pozo). En principio, el régimen de slug es esperable para todos los casos de orificios, teniendo en cuenta que las curvas correspondientes a los orificios intermedios se encuentran entre los dos extremos mostrados en el gráfico.

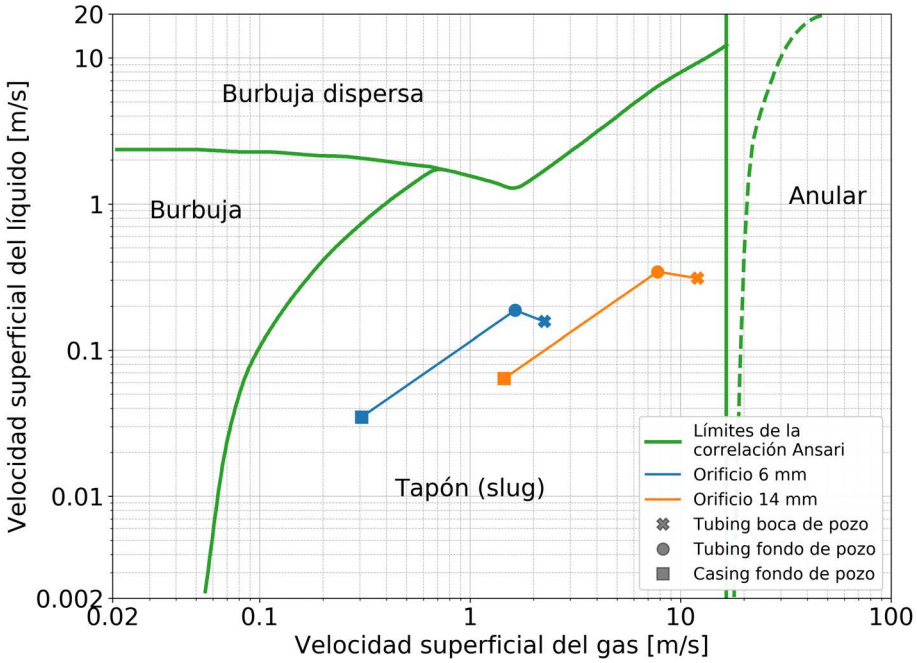


Figura 4.12: velocidad superficial del líquido en función de la velocidad superficial del gas para los orificios de 6 mm (azul) y 14 mm (naranja). Los puntos corresponden a las mediciones de velocidad en tubing (boca y fondo de pozo) y casing. En verde, las curvas límite para el régimen de producción de slug según la correlación de Ansari. Para todos los casos se espera producción en slugs.

4.2.3. Método de medición de velocidades de slugs con DVS

Teniendo en cuenta que los parámetros del pozo son compatibles con un régimen de producción de slug, en el cual todas las fases ascienden a la misma velocidad, se propone utilizar el DVS para la medición de velocidades de patrones acústicos asociados a los slugs para luego estimar el caudal total y el caudal por etapa de punzados. Para ello, antes de mostrar los resultados, se describirá el método de medición de patrones acústicos asociados a slugs, basado en la medición del retardo entre dos perfiles STD obtenidos en dos posiciones diferentes.

Medición de velocidades con GUI

Si se considera la STD correspondiente a 30 minutos de medición, obtenemos una imagen como la de la Figura 4.13. En ésta se observan patrones acústicos asociados a slugs de líquido que ascienden a través del tubing.

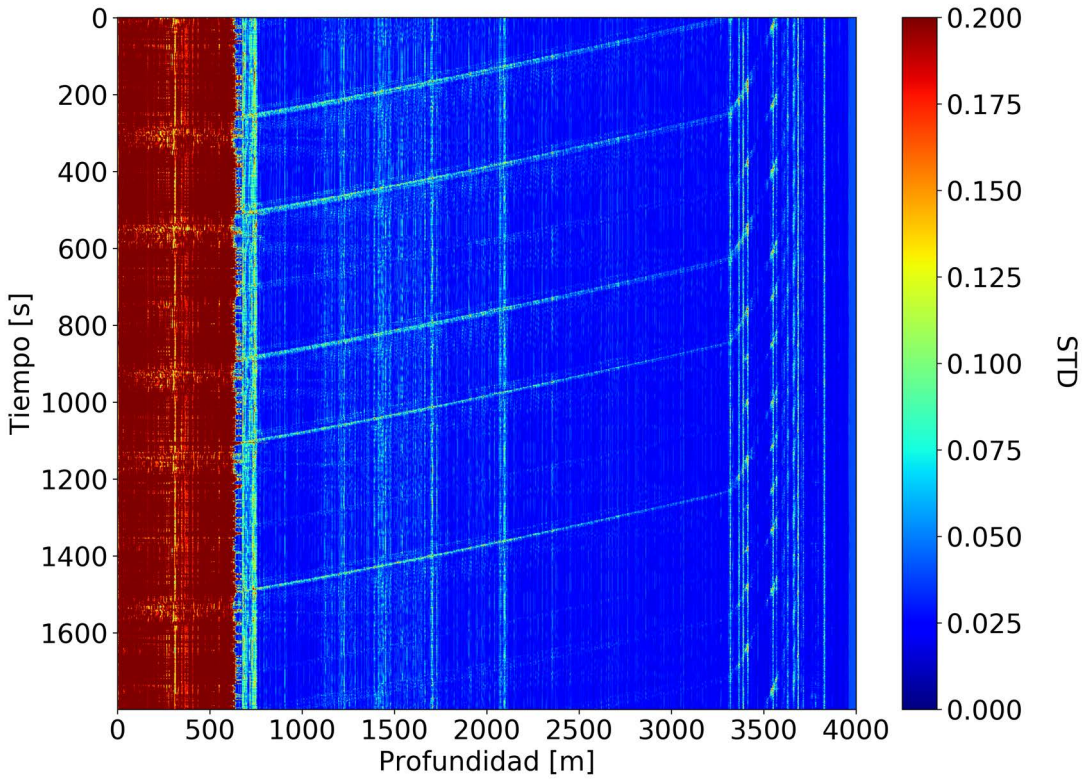


Figura 4.13: gráfico tipo cascada de la STD correspondiente a una medición de 30 minutos para el caso del orificio de 14 mm. Se observan los patrones acústicos que ascienden asociados a los slugs de líquido.

Para estimar la velocidad de estos patrones se utilizó, en un primer momento, una GUI hecha ad hoc que permitía elegir dos puntos sobre la imagen y obtener la velocidad a partir del cociente de la diferencia de la coordenadas de los dos puntos. Si bien este método permite obtener correctamente las velocidades de los slugs tiene algunas limitaciones. Entre éstas se encuentra que el método es tedioso para el usuario, insume mucho tiempo en caso que se quiera medir la velocidad en distintas posiciones del pozo, y además se tiene que tener especial cuidado en la carga de los datos para el posterior análisis prestando atención en el ordenamiento de los datos. Además, la medición de las velocidades, al realizarse sobre la imagen STD, depende del criterio del usuario para la elección de los dos puntos con los cuales se obtiene la velocidad.

Medición de velocidades con la correlación cruzada

Teniendo en cuenta estos inconvenientes, se propuso un método de medición de velocidades independiente del criterio del usuario y que pudiera aplicarse automáticamente sin utilizar una interfaz. Si se considera la señal de STD para dos posiciones fijas, z_a y z_b, se obtiene un gráfico como el de la Figura 4.14.

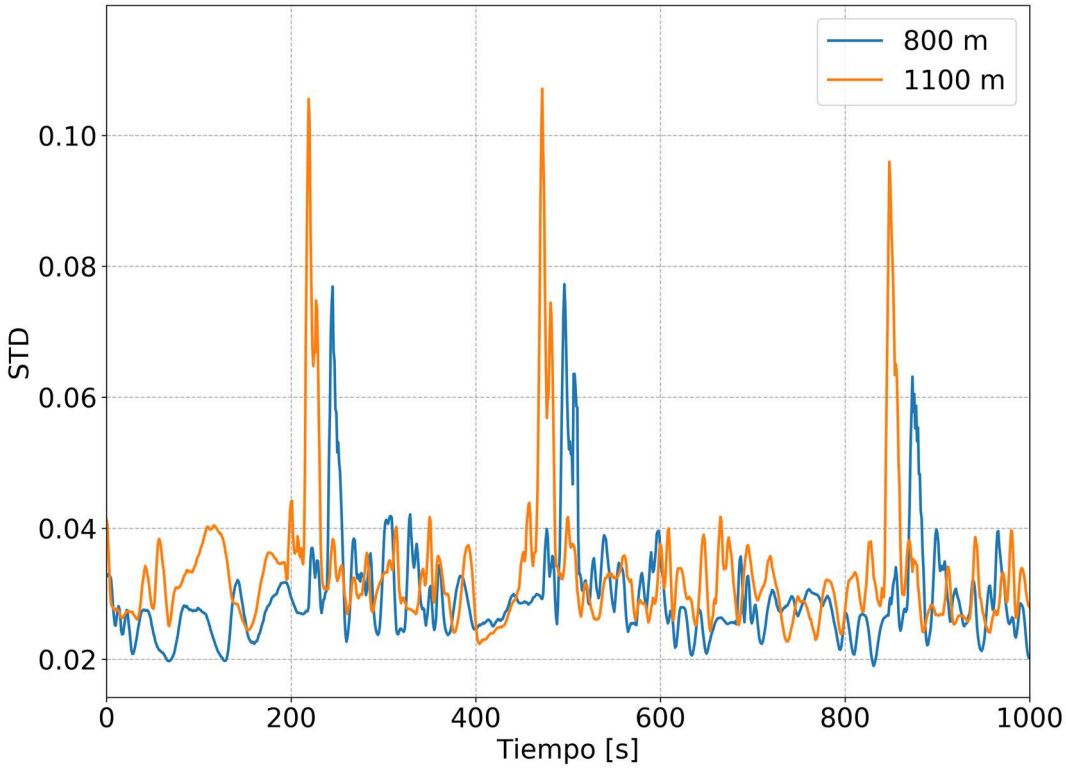


Figura 4.14: trazas de STD en función del tiempo para dos posiciones fijas en 800m y 1100m. Los picos corresponden a los slugs de líquido y el retardo entre la señales permite obtener la velocidad promedio de los mismos.

Los picos de las curvas corresponden al pasaje de los distintos slugs y la curvas parecen similares pero desplazadas por un tiempo t_{delay}, correspondiente al tiempo empleado por el slug en llegar de z_b a z_a. El método consiste entonces en medir la velocidad del slug (v_{slug}) a partir de

$$v_{slug} = \frac{z_b - z_a}{t_{delay}}. \tag{4.1}$$

Para obtener el t_{delay} se propone calcular la correlación cruzada entre las dos curvas, y estimar el tiempo de retardo como la posición del máximo de la curva de correlación. De esta manera, si la velocidad de los patrones acústicos es similar, se obtiene una medida de la velocidad promedio de los slugs considerados. En la Figura 4.15 se muestra la correlación cruzada de las curvas mostradas en el gráfico de la Figura 4.14, donde antes se substrajo el valor medio de cada una. Para desechar mediciones en las cuales los niveles de ruido de las curvas a correlacionar es alto, se propuso un criterio de rechazo que consiste en determinar el cociente entre el pico y el area bajo de la curva de correlación. En caso que este valor supere un umbral determinado por el usuario la medición no es tenida en cuenta. En cuanto al error asignado a la medición podría considerarse el ancho de la curva, pero eéste depende entre otros factores del nivel de ruido de las curvas. Por este motivo, para obtener el error de la medición se propuso medir la dispersion de la velocidad obtenida al desplazar unos pocos metros la posición de z_a y z_b. Esto es correcto en el caso que la velocidad de los slugs no varíe rápidamente, como ocurre en nuestro caso.

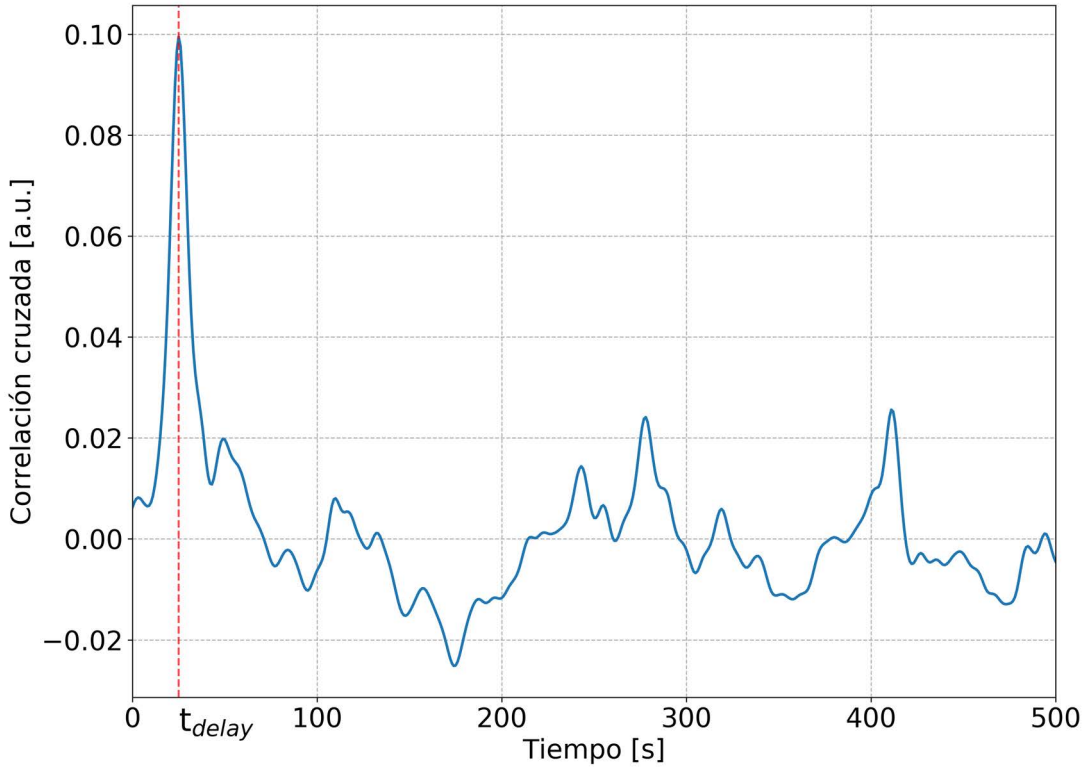


Figura 4.15: correlación cruzada de las curvas del gráfico anterior. El retardo entre ellas corresponde a la posición del máximo en la curva de correlación.

4.2.4. Método de medición de caudales por slugs

Teniendo en cuenta que es posible la medición de velocidades de patrones acústicos asociados a slugs se propuso estimar el caudal total de producción del pozo comparándolo con los datos del separador. Si se define el caudal total volumétrico (Q_{tot}) a partir de los caudales de petróleo (Q_{oil}), agua (Q_{water}), y gas (Q_{gas}), se obtiene

$$Q_{tot} = Q_{oil} + Q_{water} + Q_{gas}. \tag{4.2}$$

Ahora se supone que el slug de líquido funciona como tapón y que por lo tanto la mayor parte de la producción ocurre en promedio a una misma velocidad para las tres fases. Al asignar la misma velocidad de ascenso al petróleo, agua y gas, el caudal total medido con el DVS ($Q_{tot_{DVS}}$) queda definido por

$$Q_{tot_{DVS}} = Av_{slug}, \tag{4.3}$$

donde A es el área de la sección del caño en el cual se mide la velocidad del slug.

Es decir que, sabiendo la velocidad de los slugs, se puede estimar el caudal total pero no es posible conocer la proporción de las fases. A fin de comparar estas mediciones con los registros del separador se deben comparar las magnitudes de caudal en las mismas condiciones de presión y temperatura. Esto es debido a que los factores volumétricos del petróleo, agua y gas obtenidos del PVT dependen de estas dos factores y, por lo tanto, la velocidad de los slugs dependen de ellos.

Teniendo en cuenta que no fue posible estimar la velocidad de los slugs en boca de pozo siendo que la señal STD estaba saturada, se decidió comparar los caudales obtenidos con el DVS y con el separador en el fondo del pozo luego del cambio de sección de tubing a casing (antes de incurrir en la zona de punzados). Esta elección se debe, además, a que únicamente en esta posición fue posible obtener una medición de presión con el sensor del PLT (y únicamente para el orificio de 6 mm) la cual, como se vio, fue validada por la correlación utilizada para estimar la presión en el fondo de pozo (Figura 4.8) y gracias a la cual fue posible obtener los caudales (Figura 4.9).

Medición de caudales por punzados

Una vez que se confirmó que el método de medición de caudales por patrones acústicos tiene buena correlación con los datos del separador, se decidió estimar la contribución de las etapas de punzados al caudal total haciendo uso de la misma herramienta (medición conocida como perfil de producción). Para ello se debe considerar que la velocidad del slug a medida que atraviesa los punzados se incrementa únicamente si el punzado que deja atrás contribuye a la producción de fluido. Esto es correcto si se considera que las diferencias de presión en la zona entre punzados es despreciable. De esta manera se puede decir que el caudal acumulado inmediatamente luego del punzado i (donde $i = 0$ es el punzado situado a mayor profundidad) es

$$Acc(Q_{tot_i}) = v_i/v_{slug}, \tag{4.4}$$

donde $Acc(Q_{tot_i})$ es el caudal total acumulado hasta la etapa i, v_i es la velocidad del slug inmediatamente arriba del punzado i, y v_{slug} es la velocidad del slug por arriba de todos los punzados (es decir la velocidad hallada en la sección anterior).

Si se considera la fórmula para la obtención de la velocidad dada por la Ec. 4.1, entonces, se obtiene la siguiente relación en el caso que se elija la posición de punzados consecutivos para la obtención de las velocidades

$$v_i = \frac{z_i - z_{i-1}}{t_{delay_{i,i-1}}}, \tag{4.5}$$

donde z_i es la posición del i punzado, z_{i-1} es la posición del punzado anterior a i, y $t_{delay_{i,i-1}}$ el retardo entre las señales STD al considerar la posiciones z_i y z_{i-1}. Como se verá más adelante, la elección de posiciones correspondientes punzados consecutivos (y no posiciones inter punzados) se debe a que en estas posiciones el nivel de señal es mayor.

4.2.5. Medición con DVS

Consideraciones preliminares

Simultáneamente a la medición con el separador se realizó la medición con el DVS luego de haber instalado la fibra óptica en el pozo productor. Para elegir los parámetros de medición del equipo y de procesamiento de las señales obtenidas con el DVS, se decidió hacer hincapié en la detección de las perturbaciones mecánicas del capilar asociadas al ascenso de los slugs líquido, los cuales viajan a la misma velocidad que la columna de gas. Teniendo en cuenta la sección del tubing y los niveles de flujo medidos con el separador se obtiene una velocidad máxima en el tubing del orden de los 15m/s. Por lo tanto, si se considera una frecuencia de muestreo de la STD de 1Hz, se obtiene un desplazamiento máximo de slug de aproximadamente 15 metros que se encuentra en el orden de la resolución espacial del instrumento (de aproximadamente 7,5m). Esto es aceptable puesto que una mayor frecuencia de muestreo en la STD no mejoraría la resolución espacial del instrumento (dada en última instancia por el ancho de pulso) y aumentaría de

manera innecesaria la cantidad de datos que se deben guardar. Por el otro lado, una menor frecuencia se muestreo, si bien reduciría la cantidad de datos a guardar, terminaría reduciendo la resolución espacial del instrumento.

Parámetros de operación del DVS

Tomando en cuenta estas consideraciones, se fijaron la frecuencia de repetición del láser en 10kHz y un ancho de pulso de 75ns, equivalente a una resolución espacial aproximada de 7.5m. Además, se aplicó un filtro de media de 10 curvas de la señal de retrodispersión antes de calcular la STD a fin de reducir el ruido de la medición. Como se mencionó en la introducción al aplicar este filtro se está reduciendo el ancho de banda del instrumento en un factor 10 (Ec. 2.16) respecto a la frecuencia de repetición del láser, obteniendose un ancho de banda efectivo de 1kHz. Esto es aceptable dado que estamos interesados en la medición de perturbaciones mecánicas que se propagan en el pozo a la velocidad del fluido, y cuyo espectro es de baja frecuencia (inferior a los 100Hz). La frecuencia de adquisición de la placa digitalizadora (f_{DAC}) fue fijada en 100MHz.

4.2.6. Estudio cualitativo

En esta primera sección de resultados obtenidos con el DVS se hará un estudio cualitativo de la señal de la STD medida en el pozo. En primer lugar, se mostrará la presencia de patrones acústicos que ascienden por el tubing los cuales están asociados a slugs de líquido producido en la zona punzados. Luego, se hará hincapié en la zona de punzados donde se verá que la posición en donde la señal acústica es más intensa coincide con la posición esperada de los punzados. Por último, se mostrará el análisis de la intensidad acústica por punzado para los distintos tamaños de orificios.

Actividad acústica del pozo

Una vez realizada la puesta en profundidad, se puso especial interés en la zona de punzados a fin de observar la actividad acústica de cada uno ellos a partir de la observación de la STD. En la Figura 4.16 se muestra la STD de todo el pozo y en la parte superior se grafica el promedio de la señal en el tiempo, para una medición de 30 minutos y para el caso de un orificio de 14 mm. En el mismo gráfico se muestra la posición de los punzados reportados por YPF luego de la terminación del pozo, donde se observa que existe coincidencia con la posición asociada a la actividad acústica medida con el DVS. Esto puede verse más claramente en el gráfico de la Figura 4.17 el cual corresponde al detalle de la zona de punzados de la Figura 4.16. En las imágenes también se observan patrones acústicos que ascienden por el pozo los cuales pueden asociarse a slugs de líquido. Esto era esperable teniendo en cuenta los resultados de la correlación de Ansari que predecían un flujo compatible con una producción en el régimen de slug. Dicho comportamiento, además, será confirmado cuando se vea a continuación que la velocidad de los slugs es la misma que la de la columna de gas, y que por lo tanto la producción es mayormente estratificada. En las imágenes también es posible observar cómo estos slugs se originan mayormente en las etapas 3, 4, 5 y, a medida que ascienden, se aceleran hasta llegar al tubing (línea punteada), en donde se aceleran abruptamente debido al cambio de sección del casing al tubing. El hecho de que los slugs se observen a partir de estas etapas es compatible con los resultados del PLT, en donde se observó una acumulación de líquido en estas etapas. El aumento de la velocidad de los slugs a medida que estos atraviesan la zona de punzados se asocia a un aumento en el caudal debido al ingreso de fluido por los mismos.

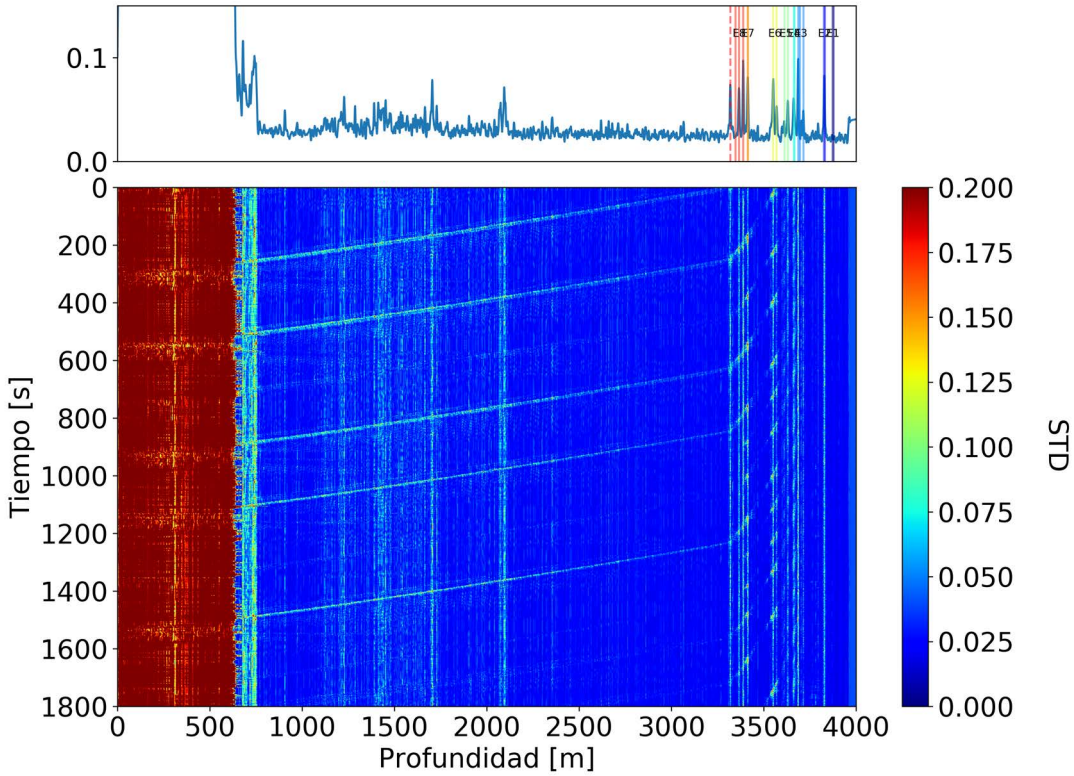


Figura 4.16: (Abajo) diagrama en cascada de la STD. (Arriba) promedio temporal. La posición de los máximos coincide con la posición de los punzados. Medición correspondiente al orificio de 14 mm.

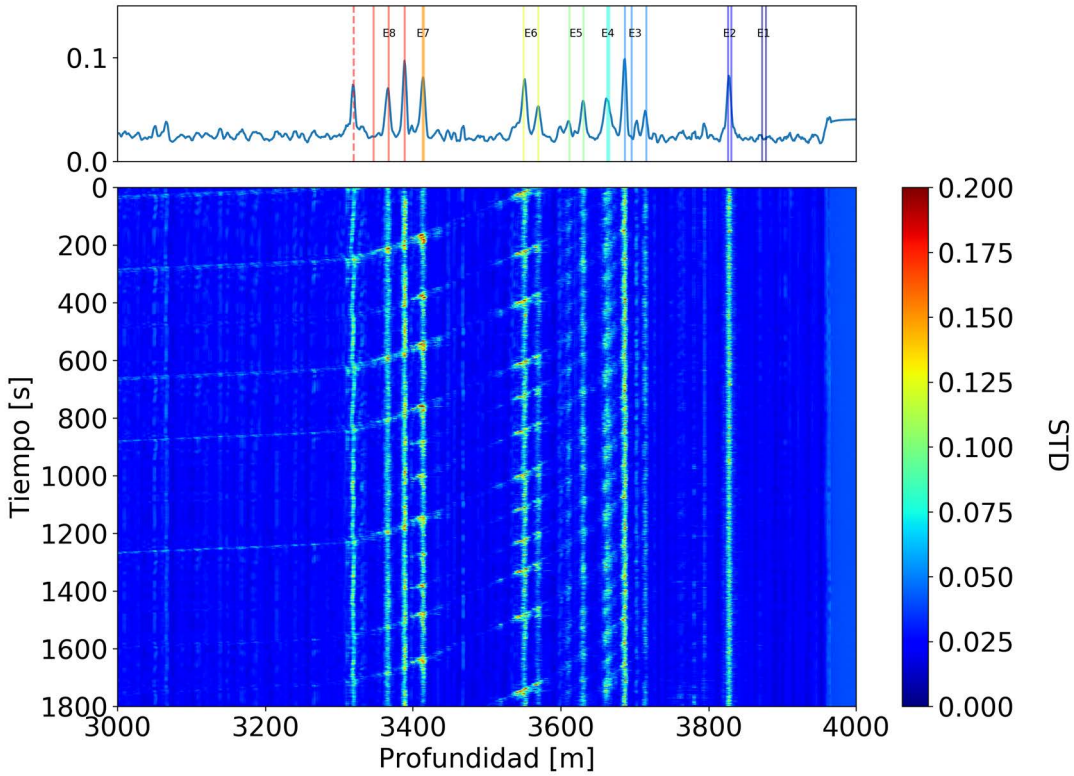


Figura 4.17: detalle de la zona de punzados del gráfico anterior. (Abajo) diagrama en cascada de la STD. (Arriba) promedio temporal. La posición de los máximos coincide con la posición de los punzados. Medición correspondiente al orificio de 14 mm.

Cabe destacar que, si bien el comportamiento de slug en el tubing fue observado para todos los orificios, no sucedió lo mismo en la zona del casing donde fue posible observar slugs únicamente para los orificios de mayor tamaño (10 mm, 12 mm, y 14 mm). A modo de ejemplo, en las Figuras 4.18 y 4.19 se muestran 30 minutos de medición para el caso en que el pozo estaba produciendo con un orificio de 8 mm, en donde es posible observar los patrones acústicos asociados a slugs en el tubing pero no así en el casing (es decir en la zona de punzados). En cuanto a la frecuencia de los slugs y la estadística asociada a ellos se hará mención en las secciones siguientes.

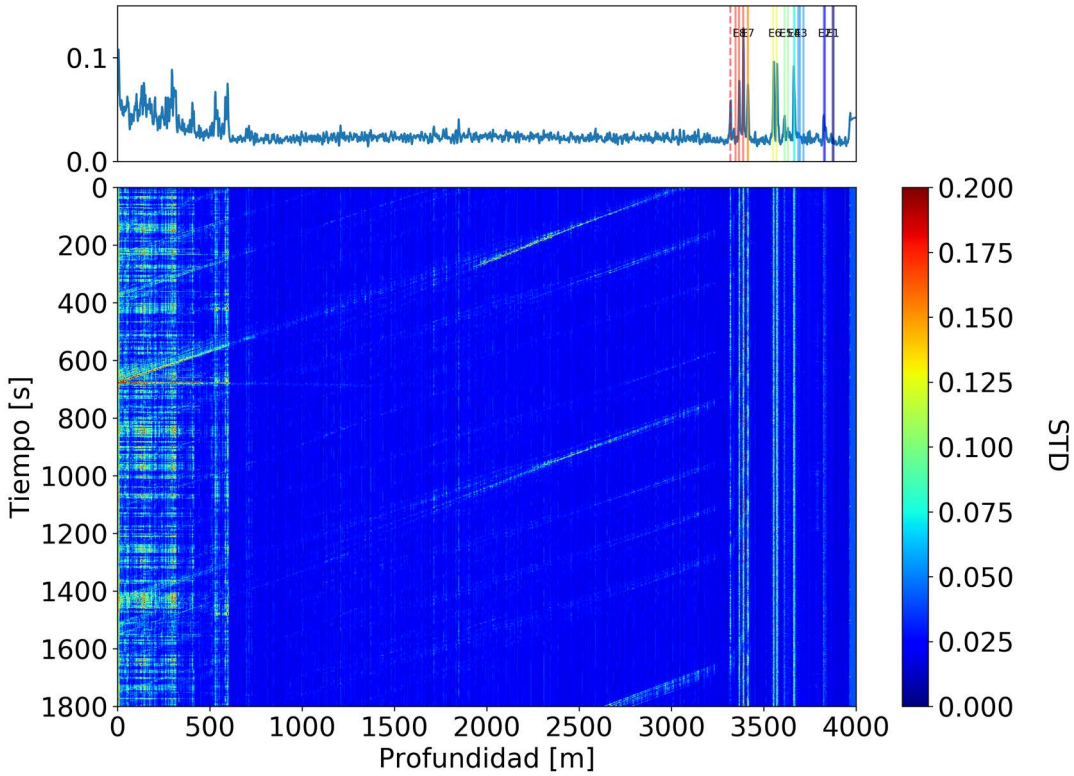


Figura 4.18: (Abajo) diagrama en cascada de la STD. (Arriba) promedio temporal. La posición de los máximos coincide con la posición de los punzados. Medición correspondiente al orificio de 8 mm.

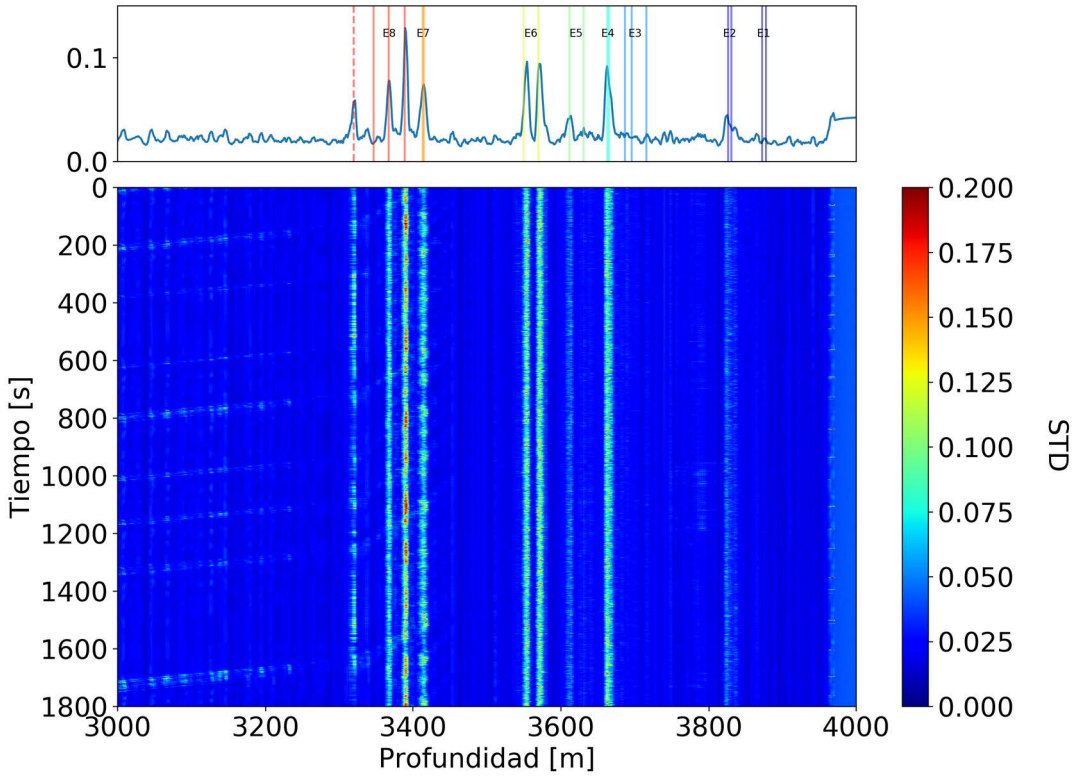


Figura 4.19: detalle de la zona de punzados del gráfico anterior. (Abajo) Diagrama en cascada de la STD. (Arriba) promedio temporal. La posición de los máximos coincide con la posición de los punzados. Medición correspondiente al orificio de 8 mm.

Intensidad en la zona de punzados

Una primera aproximación para el estudio del perfil de producción del pozo es considerar la intensidad de la actividad acústica por punzado e intentar correlacionar esta medición con el caudal de producción o ,en menor medida, con la presencia de ingreso de fluido o no en la tubería de producción. Esta hipótesis es rápidamente rechazada comparando las mediciones del PLT con los gráficos STD, como el mostrado anteriormente (Figura 4.17). Cómo puede observarse de este último gráfico, en la etapa superior de la etapa 8 no se observa actividad acústica, lo que es compatible con la falta de producción observada también en el PLT. Por el contrario, mientras en la primer etapa de punzados no se observa actividad acústica, en el perfil del PLT se había visto un aumento de la velocidad del *spinner* compatible con la entrada de fluido en el tubo de producción. En los demás punzados donde se observa actividad (y también producción de fluido con el PLT) no es posible cuantificar la producción de gas y líquido a partir de la intensidad de la señal ya sea porque la respuesta del equipo no es lineal y, además, porque no se tiene un modelo que relacione la intensidad de la señal con los caudales y fases producidas. Sin embargo, para un análisis cualitativo del prendido y apagado de la actividad acústica de los punzados se consideró interesante estudiar si se observan cambios en la señal debido al cambio de orificios.

En la Figura 4.20 se muestra la actividad acústica por punzados, entendida como la integral de la señal STD entre las posiciones definidas entre 8 metros antes hasta 8 metros después de cada punzado. Luego, se aplica un filtro de media en el tiempo de 30 minutos para eliminar las componentes de alta frecuencia y para comparar más fácilmente con las mediciones del separador

las cuales ocurren cada una hora. El gráfico corresponde a 24 hs antes y 24 hs después del cambio de orificios de 8 mm a 10 mm, y también se muestran la mediciones caudal obtenidas con el separador. En el gráfico se observan cambios en la intensidad de la actividad acústica de alguno de los punzados ante el cambio de orificio, en particular el punzado inferior y medio de la etapa 8, el punzado de la etapa 7, y el punzado superior de la etapa 5. Por el contrario, en las etapas inferiores 1 y 2 prácticamente no se observan cambios en la señal. En casi todos los casos en que se observa un cambio en la actividad acústica es posible observar cómo esta disminuye pasado un tiempo de 6 hs. Este transitorio se puede observar también en los caudales obtenidos con el separador, sobre todo para el caso del agua (si bien falta una medición del separador justo en el cambio de orificio).

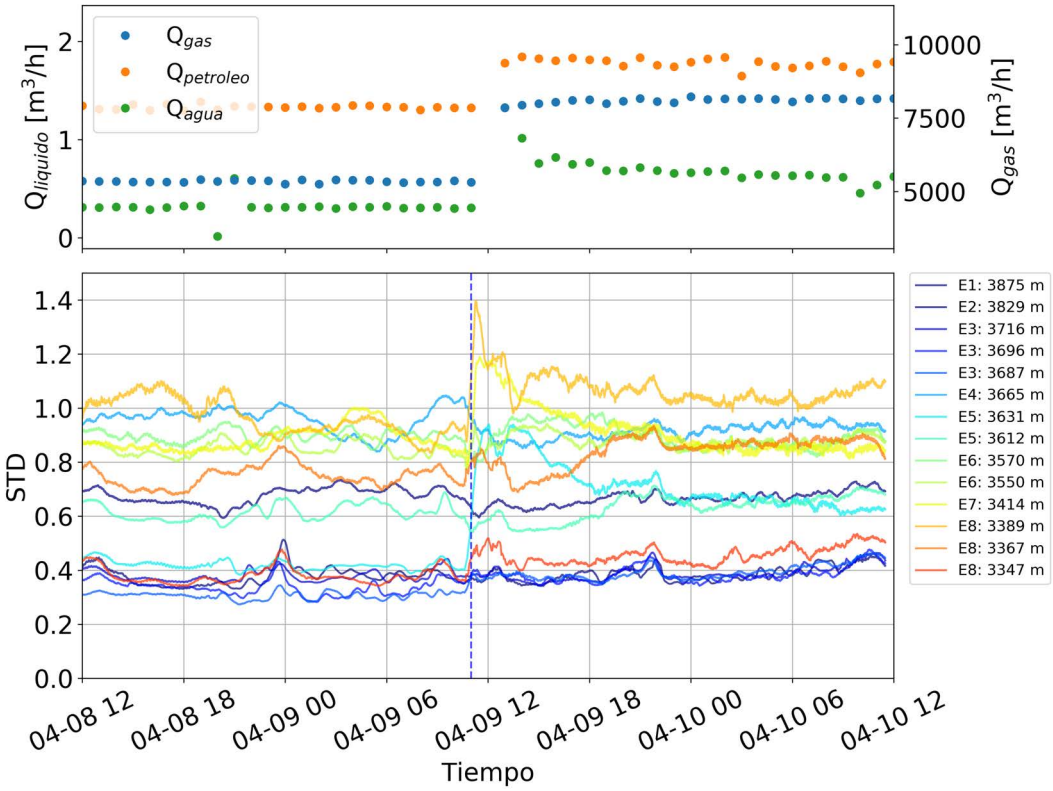


Figura 4.20: (Arriba) mediciones de caudal obtenidas con el separador. (Abajo) curvas STD para cada uno de los punzados.

Una vez observados los instantes luego de los cambios de orificios, se propuso realizar el mismo estudio en el estado estacionario de producción, pasadas por lo menos 12 hs después de los mismos. En la Figura 4.21 se muestra la actividad por punzados entendida como la integral de la STD alrededor del punzado y promediado en una ventana de seis horas. También, se muestra la producción de petróleo, agua y gas obtenidas con los datos del separador para los mismos tiempo antes considerados. Como se puede observar, no existe correlación evidente entre la producción de cualquiera de las fases con la actividad acústica de los punzados. Si se observan las mediciones correspondientes al orificio de 14 mm es posible visualizar una disminución de la señal acústica en casi todos los punzados y al mismo tiempo una caída en la producción de líquido medido por el separador. Sin embargo, teniendo en cuenta la falta de mediciones, los pocos casos estudiados, y la falta de antecedentes en otros trabajos, no es posible inferir la correlación entre las dos mediciones.

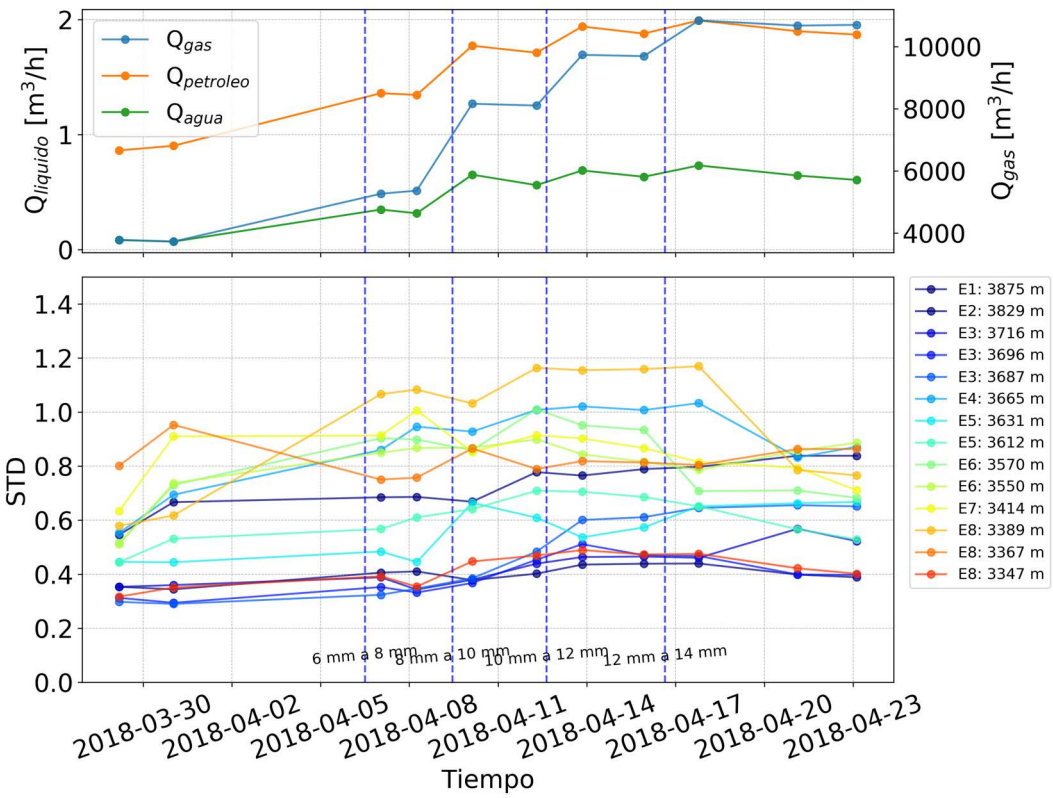


Figura 4.21: (Arriba) mediciones de caudal obtenidas con el separador. (Abajo) curvas STD normalizadas para cada uno de los punzados.

Dado que la medición no es una medición absoluta se consideró la actividad acústica normalizada a la actividad de la medición inicial para cada punzado. En la Figura 4.22 se muestran dichos resultados donde las mayores variaciones ante los cambios de orificios se encuentran en el punzado superior de la etapa 3, y en el punzado inferior de la etapa 8.

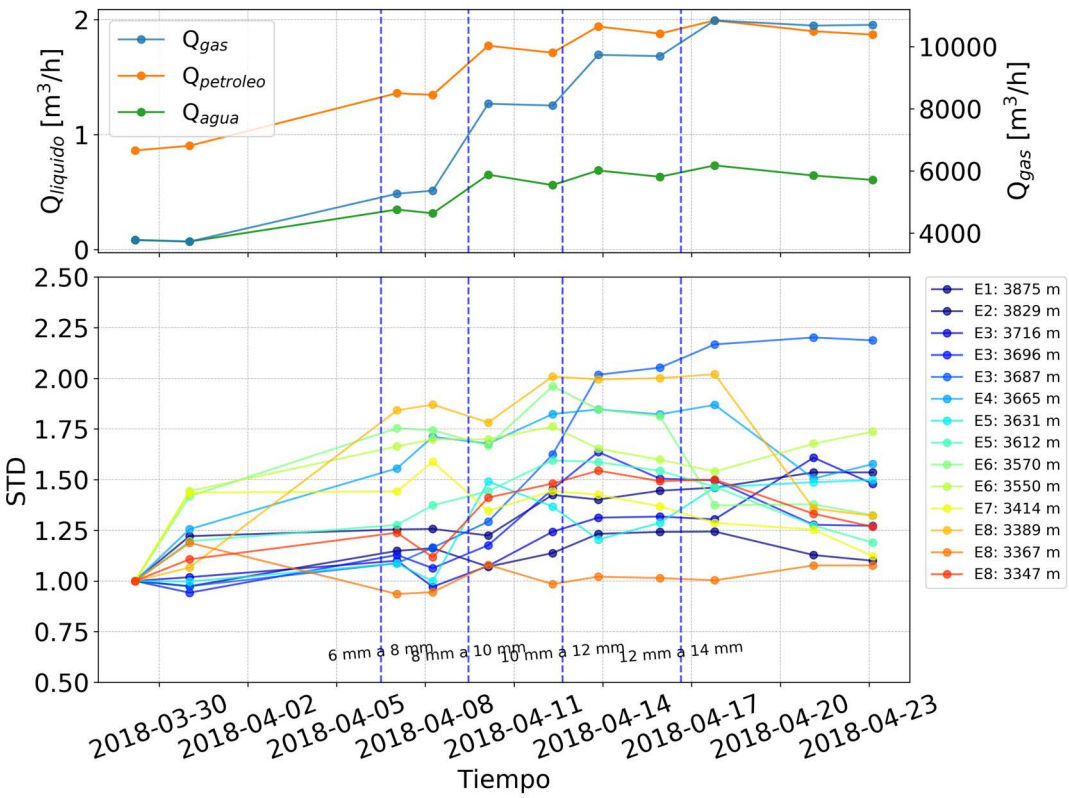


Figura 4.22: intesidad STD normalizada a la actividad acústica con el orificio de 6 mm y medición de caudales con el separador para distintos instante de tiempo.

4.2.7. Estudio cuantitativo

Teniendo en cuenta que la intensidad de las señales originadas por perturbaciones mecánicas medidas con el DVS no dan información cuantificable respecto al caudal de producción por punzado, se decide poner énfasis en la medición de la velocidad de los patrones acústicos que se observan a lo largo del pozo. Si se considera que estos patrones están asociados a volúmenes de líquido que ascienden a la misma velocidad que la columna de gas, entonces el pozo se encuentra produciendo en régimen de slug y se puede estimar el caudal de producción total a partir de la medición de la velocidad de dichos slugs. Teniendo en cuenta estos factores, se procedió a medir la velocidad de los slugs en el tubing y una vez que se validó la medición del caudal por slugs con la medición del separador en superficie (y llevadas éstas últimas a condición de presión de fondo de pozo), se utilizó el mismo método para la estimación de los caudales en la zona de punzados.

Medición de velocidades

Aplicando el método de medición de velocidades por correlación, se procedió a la medición de la velocidad de los slugs a distintas profundidades del tubing e inmediatamente después del packer antes de la zona de punzados (fondo de pozo). En este caso la medición reportada consiste en el promedio de velocidades para distintos tiempos (realizando la correlación de curvas de 30 minutos de duración) y el error es la dispersión de las mediciones. Esto se realizó para los distintos orificios obteniendose el gráfico de la Figura 4.23, donde se observa cómo la velocidad de los patrones acústicos aumenta con el tamaño de orificio. Además para todos los casos se observa la aceleración de los slugs a medida que estos ascienden hacia la boca de pozo debido

a la expansión de la columna de gas. También debe notarse cómo la velocidad de los slugs aumenta abruptamente apenas éstos atraviesan el packer que conecta casing y tubing, debido al cambio de sección del tubo. Es interesante notar además que la velocidad en los 2200 m de profundidad sufre una caída y luego vuelve a acelerarse hasta llegar a la boca de pozo. Este fenómeno se observa más fácilmente para velocidades más bajas y se debe a que el tubing en la parte más profunda del pozo tiene una inclinación respecto a la vertical (desde los 2200 m hasta el packer). En esta región la componente vertical del peso del slug es menor y, por lo tanto, se observa una mayor velocidad que la esperada en un caño vertical.

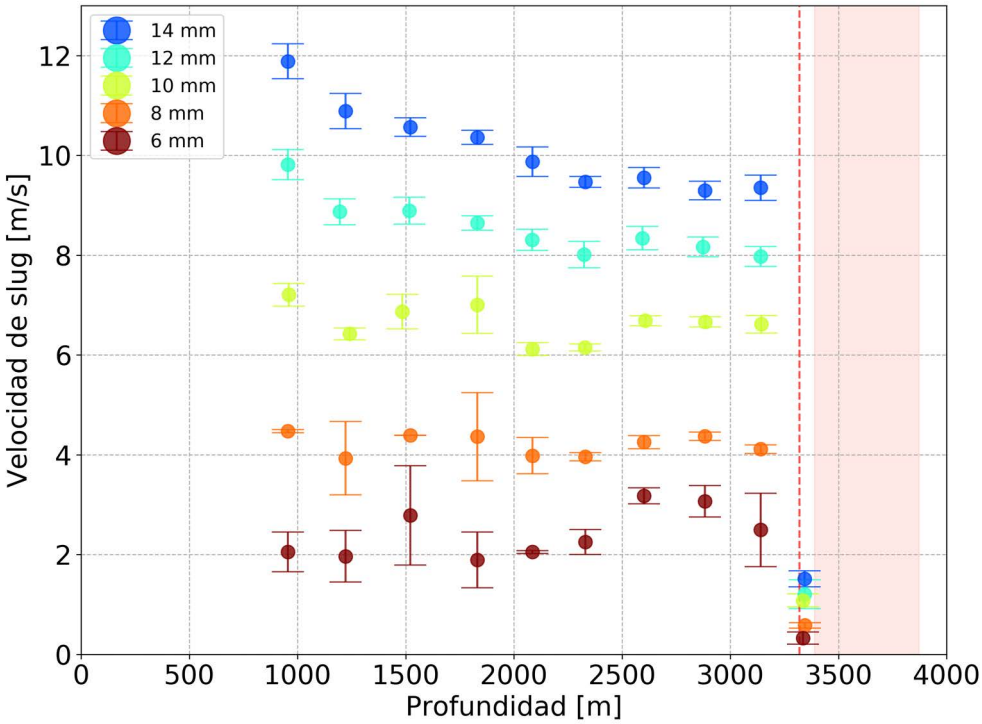


Figura 4.23: velocidad de los slugs en el tubing y en el findo del pozo (luego del packer y antes de la etapa de punzados). Se observa cómo la velocidad de los slug se incrementa al aumentar el tamaño de orificio. Además se observa la aceleración de los slug al llegar a boca de pozo debido a la expansión del gas.

Medición de caudales totales

Una vez medida la velocidad de los slugs, se obtuvo la medición de caudal en fondo de pozo con el punto obtenido después del packer y antes de la zona de punzados. Para ello se multiplicó el área de la sección del casing por la velocidad obtenida para cada orificio. Como se dijo anteriormente, se eligió este punto dado que para esta profundidad se contaba con el valor de presión obtenido con la correlación de Kaya y la correspondiente validación con el PLT para el caso de orificio de 6 mm. Para realizar la comparación con los datos del separador, se procedió a llevar las mediciones de caudal obtenidas con el separador en boca de pozo en condiciones CNPT a fondo de pozo haciendo uso de la relación 1.17 y cuyo resultado se mostró en la Figura 4.9. En la Figura 4.24 se muestran los resultados de la medición de caudal donde

se observa una buena correlación entre las mediciones del separador y las obtenidas con el DVS. Este resultado indica que las hipótesis de régimen de flujo tapón (slug) se cumplen y que por lo tanto la producción se encuentra mayormente estratificada en una columna de gas y una columna de líquido que viajan a la misma velocidad y no se mezclan entre ellas.

La buena correlación entre las dos mediciones permite utilizar el método de medición de slugs con el DVS para la estimación de la presión en fondo de pozo, resolviendo el problema inverso. Es decir, dado los caudales medidos por el separador y conocidos los factores de volumen de las fases obtenidos con el PVT, el problema consiste en encontrar el valor de presión que mejor ajuste el caudal del separador en fondo de pozo con el obtenido en con el DVS. Sin embargo, dado que se tiene mayor confianza en la medición de presión en fondo de pozo con el método de correlación de Kaya, el cual fue validado en más de 50 casos, se decide mostrar los resultados de resolver el problema directo.

Para el caso de orificio de 10 mm, se observa una diferencia entre los dos métodos y en principio no es posible determinar si se debe a un cambio en el régimen de flujo, o a las mediciones de caudal obtenidas con el separador o a la correlación utilizada para obtener la caída de presión.

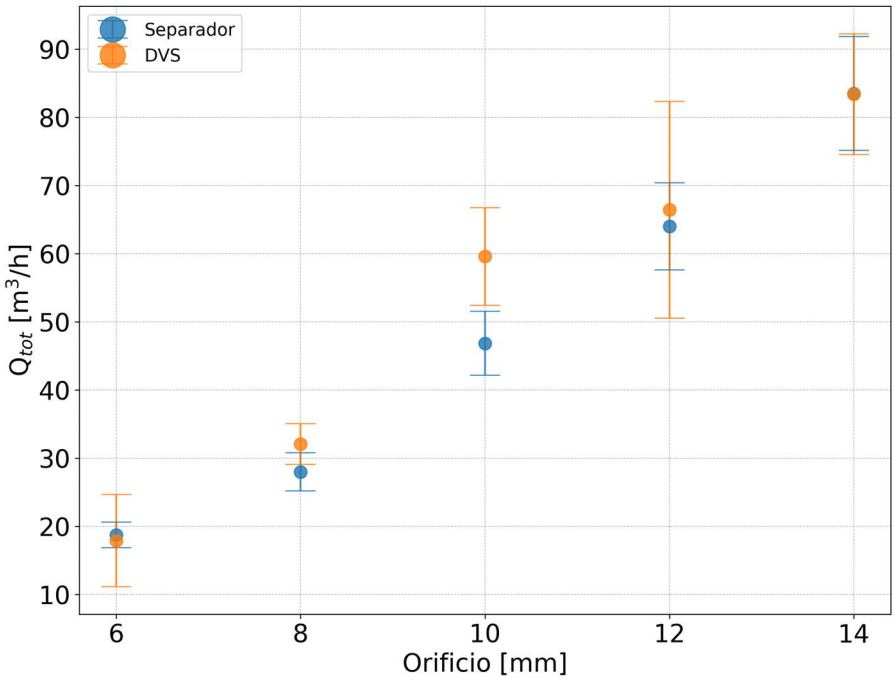


Figura 4.24: caudales en fondo de pozo medidos con el separador (azul) y a partir de la medición de la velocidad de los slugs en fondo de pozo (naranja). Se observa una buena correlación entre las mediciones.

Medición de caudales en la zona de punzados

Una vez que se validó la medición de caudales a partir de la medición de la velocidades de los slugs, se decidió utilizar la misma herramienta a fin de determinar la contribución de las etapas de punzados al caudal total. Si se observa con detenimiento la imagen de la Figura 4.25, se observa que los patrones acústicos asociados a slugs se aceleran cuando atraviesan la

zona de punzados debido al aumento del caudal por el ingreso de fluido desde los mismos. Esto puede notarse a simple vista observando el cambio de pendiente de la trayectorias de los slugs (sobre todo cuando atraviesan las etapas 6, 7 y 8). Además se observa que la señal acústica asociada a los slugs se incrementa cada vez que éstos atraviesan un punzado. Esto se debe, seguramente, a un aumento de la turbulencia en el slug debido a la entrada de gas o líquido en tubo. Teniendo en cuenta este fenómeno se decidió elegir exactamente las posiciones de punzados consecutivos para la obtención de las velocidades por el método de correlación cruzada en la zona de punzados (4.5), en lugar de utilizar posiciones inter punzados. Al elegir estas posiciones se obtienen mayores niveles de señal y presición en la medición de la velocidad.

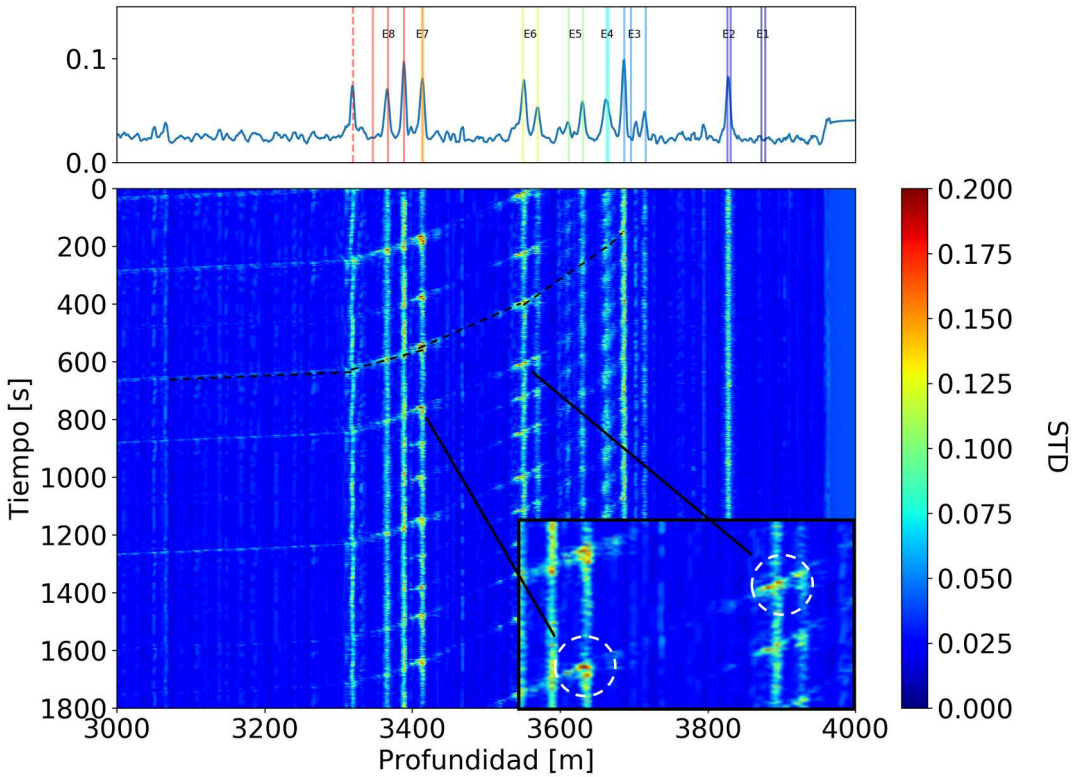


Figura 4.25: detalle de los slugs en la zona de los punzados donde se observa el aumento del nivel de señal de los slugs cada vez que éstos atraviesan un punzado. Además se observa la aceleración de los slugs cuando atraviesan las etapas 6 y 7 principalmente.

A continuación, en la Figura 4.26 se muestran los resultados de caudal acumulado en la zona de punzados para los orificios de 10 mm, 12 mm, y 14 mm que son los casos para los cuales fue posible observar los slugs (en la zona de punzados). Como se puede apreciar no se observan grandes variaciones en los porcentajes de producción a medida que se cambia el tamaño de orificio. Por otra parte, se observa que aproximadamente un 25 % de la producción se obtiene de la etapa superior 8, un 20 % se produce en la etapa 7, y un 15 % en la etapa 6. Como se dijo anteriormente, el hecho de que los patrones acústicos sean observables a partir de las etapas 3, 4, y 5 indica que los slugs se originan en este sector y que, por lo tanto, la mayor producción de líquido se produce en esas etapas, donde además se observa que la velocidad se mantiene prácticamente constante. Estos hechos, como se había dicho, son compatibles con la medición del PLT donde se observó una disminución notable en la velocidad del *spinner* y un aumento

de la densidad del fluido en esas etapas (Figura 4.6).

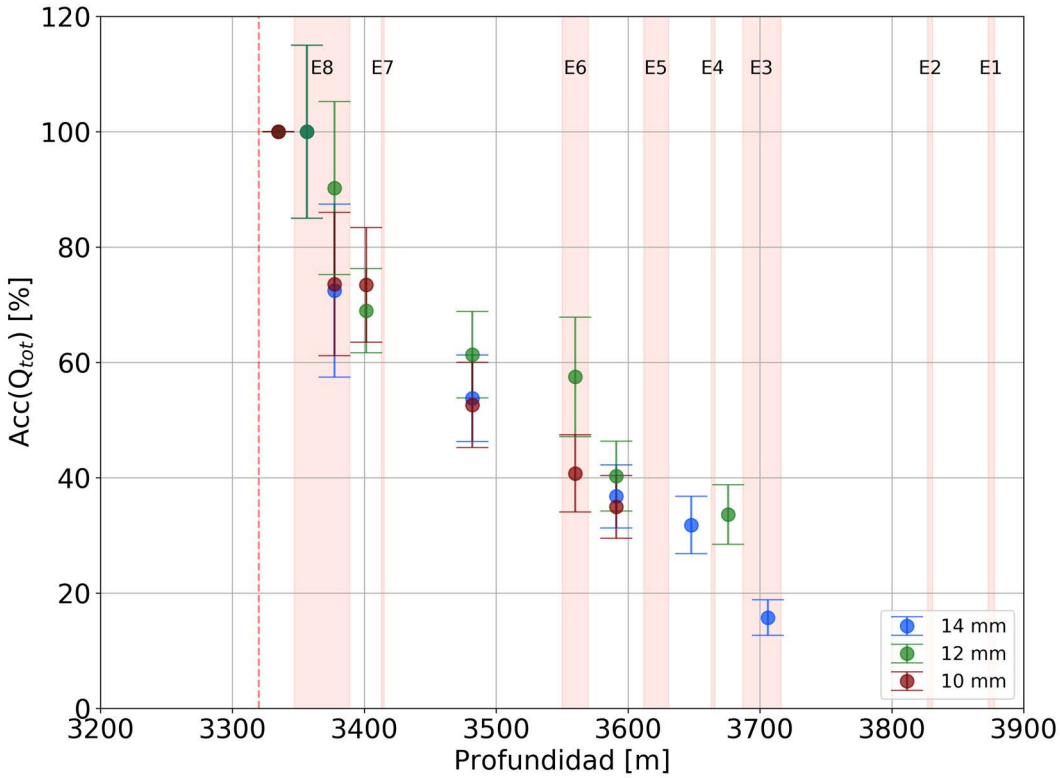


Figura 4.26: caudal acumulado a partir de la medición de la velocidad de los slugs en la zona de punzados.

4.2.8. Estadística de slugs

A continuación, se hará mención al estudio estadístico de los slugs detectados con el DVS. En primer lugar se presentará el método de detección de los slugs a partir de la señal STD. Luego se verá la correlación entre el aumento de la frecuencia y la producción de líquido en el régimen de producción transitorio, luego del cambio de orificios. Por último, se mostrarán los resultados de la medición de la frecuencia de slugs para los distintos tamaños de orificios y se hará una estimación del volumen líquido asociado a cada uno de ellos.

Detección de slugs

La detección de slugs se realizó tanto en el tubing como en la zona de punzados, y se basó en estudiar el perfil STD obtenido en posiciones fijas. Para ello se integró primero la señal STD en un entorno de la posición deseada aproximadamente 4 metros para cada lado a fin de mejorar la relación señal a ruido de la traza. Los picos en el perfil correponden a los slugs y la deteccción de los mismos se realizó a partir de aplicar un umbral a la señal y luego contar los picos que superan el umbral. Antes de aplicar el umbral se realizó un acondicionamiento de la señal a fin de evitar la detección de falsos positivos. Este procesamiento consistió en aplicar un filtro pasabanda a la señal. El filtro pasaaltos (con frecuencia de corte f_{hp}) se utilizó para evitar que las variaciones lentas de señal (debido a la dinámica misma del pozo), sobre la cual

se observan los slugs, pudiera impedir la detección de picos o, por el contrario, aumentar la detección de falsos positivos cuando el umbral está cercano al nivel basal. El filtro pasabajos (con frecuencia de corte f_{lp}) se aplicó para minimizar la detección de falsos positivos asociados a ruido de alta frecuencia en la traza. El umbral se eligió en todos los casos como 2.5 veces la desviación estándar del nivel basal de la señal, es decir, sin tener en cuenta los picos de mayor intensidad.

En la Figura 4.27 se muestra un ejemplo de perfil STD para un orificio de 14 mm a una profundidad de pozo de 3100 m (en el tubing). En el gráfico se muestra el perfil STD, el umbral de detección de slugs y la señal binarizada donde el ancho de la misma corresponde al ancho a media altura del slug.

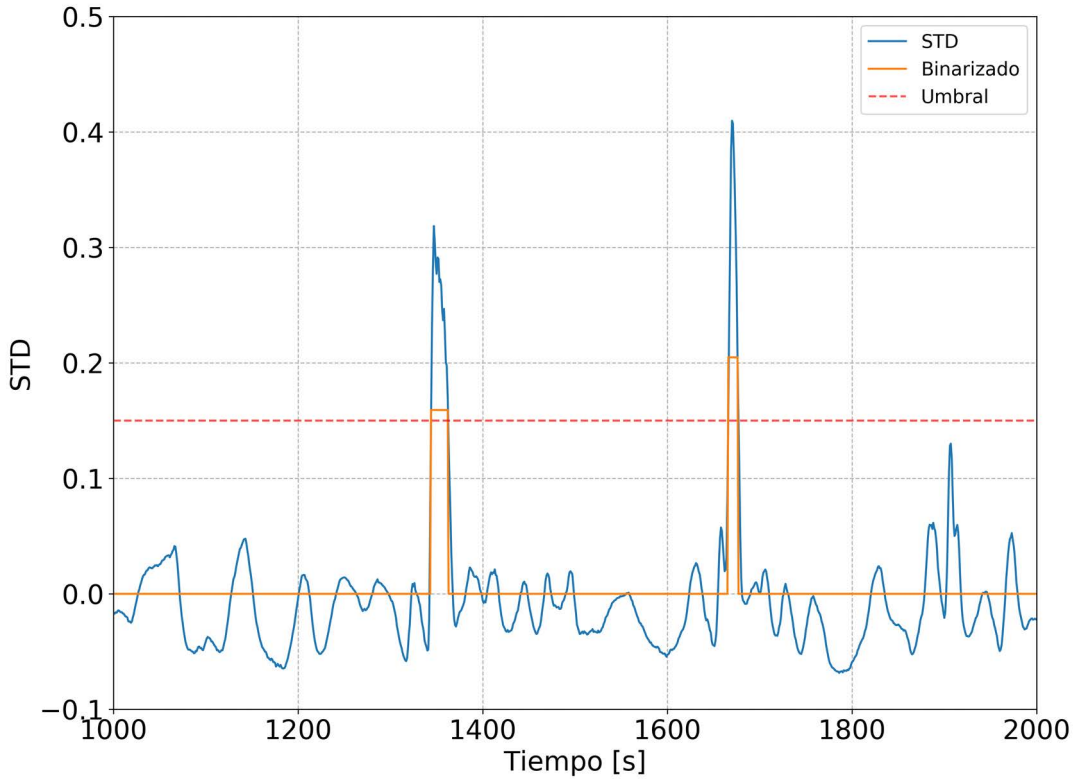


Figura 4.27: ejemplo de detección de slugs a partir de la traza STD (azul) para una posición fija. La linea punteada corresponde al umbral y la naranja a la señal STD binarizada.

Relación entre slugs y caudal líquido en régimen transitorio

Como veremos en la siguiente sección, un aumento en la producción de líquido al cambiar el tamaño de orficio no está directamente correlacionado con un aumento en la frecuencia de los slugs, y por lo tanto se puede inferir que el volumen de líquido promedio por slug no es el mismo al cambiar el orificio. Esto se debe seguramente a que las condiciones de presión en fondo de pozo determinan el volumen de los slugs. Por lo tanto para verificar la dependencia del caudal líquido con los slugs se eligió estudiar la correlación en condiciones similares de presión, es decir para un mismo orificio. Cabe recordar que el separador mide los niveles de presión y caudal en boca de pozo cada una hora, y por lo tanto la detección de slugs individuales con el separador es imposible en regímenes donde la frecuencia de slug es mayor (como en nuestro caso). Teniendo

en cuenta estos factores, se estudió la frecuencia de slug luego del cambio de orificios de 8 mm a 10 mm donde se observa en las mediciones del separador (Figura 4.5) que la presión en boca de pozo se estabiliza más rápidamente que la producción de líquido, en particular de agua la cual decae más lentamente.

En la Figura 4.28 se muestra la medición de caudal líquido (agua y petróleo) obtenido con el separador y la frecuencia de slug cada una hora medida con el procedimiento de detección de slugs descripto anteriormente, e inmediatamente después del cambio de orificios. Como puede observarse del gráfico, si bien las mediciones de caudal líquido obtenidas con el separador y las de frecuencia de slug con el DVS son ruidosas, a la caída en la producción de líquido le corresponde una caída en la frecuencia de los slugs. Para hacer más evidente este hecho, se aplicó un filtro pasabajos en ambas mediciones pudiendose observar más claramente las tendencias de las curvas. Cabe destacar que la medición se interrumpe debido a una interrupción en la adquisición con el DVS por inconvenientes ocurridos en la fecha.

En cuanto a la tasa de caída de ambas curvas se debe mencionar que no es la misma, y que la frecuencia de slug cae más rápidamente que la producción de líquido. Es decir, el volumen por slug promedio no es el mismo durante toda la medición, siendo de 0.10m^3 al comienzo y 0.13m^3 al final de la medición.

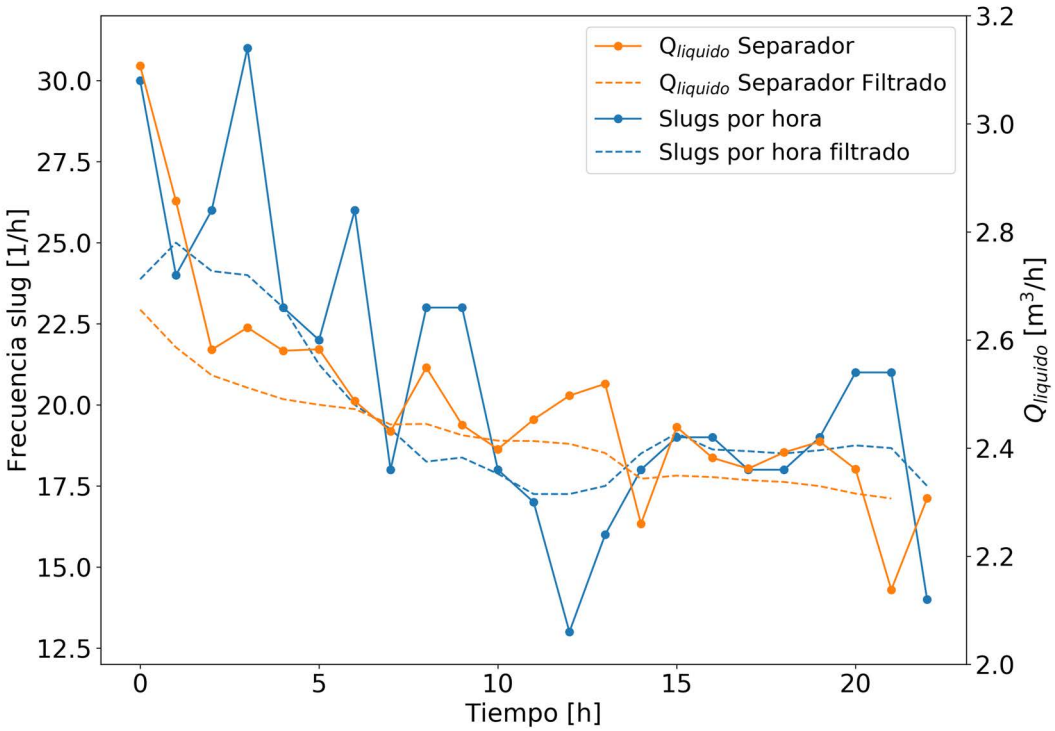


Figura 4.28: caudal líquido medido con el separador (naranja) y frecuencia de slugs (azul) inmediatamente después al cambio de orificios de 6 mm a 8 mm. En el régimen transitorio es posible ver una caída en la frecuencia de los slugs. Las lineas punteadas corresponden a las mediciones filtradas con un filtro pasabajos.

Frecuencia de slugs por orificio en régimen estacionario

Una vez verificada la relación entre el caudal líquido y la frecuencia de los slugs en el régimen transitorio de producción de líquido, el cual fue observado inmediatamente después del cambio

de orificios, se propuso estudiar la frecuencia de los slugs en el régimen estacionario. Para ello se estudiaron los perfiles STD en tiempos distantes a los cambios de orificios, cuando la producción de líquido estaba estabilizada. En la Figura 4.29 se muestran las trazas de STD para los casos de orificios de 10 mm y 14 mm obtenidas en el tubing a una profundidad de 3100 m. La elección de este posición se debió a que en esta profundidad la detección de picos resultó más fácil, siendo que la relación entre los nivel de señal de los picos y el basal era mayor. En el gráfico es posible observar que si bien la intensidad de los picos para el caso de 14 mm es mayor, la frecuencia de slug es menor respecto al caso de 10 mm.

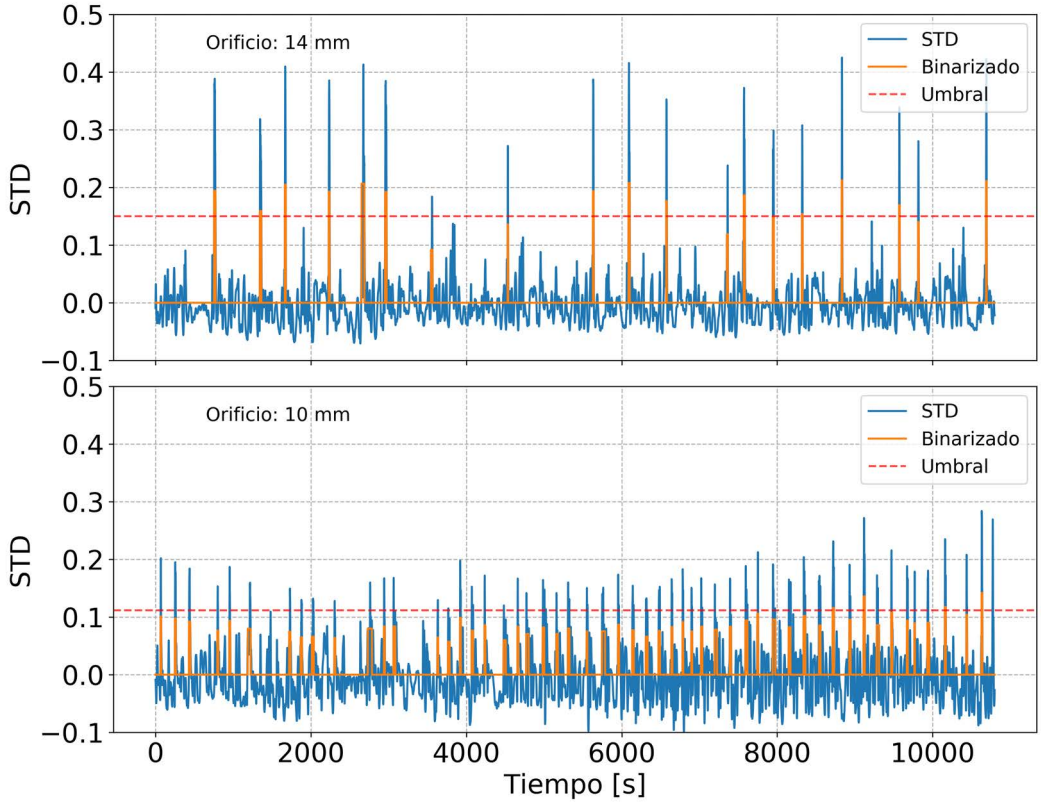


Figura 4.29: detección de slug en el tubing donde se observa mayor frecuencia de slug para el caso de 10 mm (abajo) respecto al caso de 14 mm (arriba).

En la Figura 4.30 se muestra la frecuencia de slugs en función del tamaño de orificio medida a partir de detectar picos en trazas STD, correspondientes a 12 horas de medición para cada orificio. Una vez considerada la traza se contaron los slugs en un intervalo de una hora de medición, obteniendo los valores promedio y la dispersión que se muestran en el gráfico. En este caso no se consideran las mediciones correspondientes al caso del orificio de 6 mm, siendo que la detección de picos no fue satisfactoria dado los bajos niveles de señal correspondientes a los slugs.

Una vez medida la frecuencia de los slugs, fue posible estimar el volumen de líquido promedio por slug a partir de las mediciones de caudal líquido obtenidas con el separador (Figura 4.31). En el gráfico se observa que para los orificios de menor tamaño (8 mm y 10 mm) el volumen de slug es prácticamente el mismo, y que a partir del orificio de 12 mm el volumen de líquido por slug aumenta considerablemente.

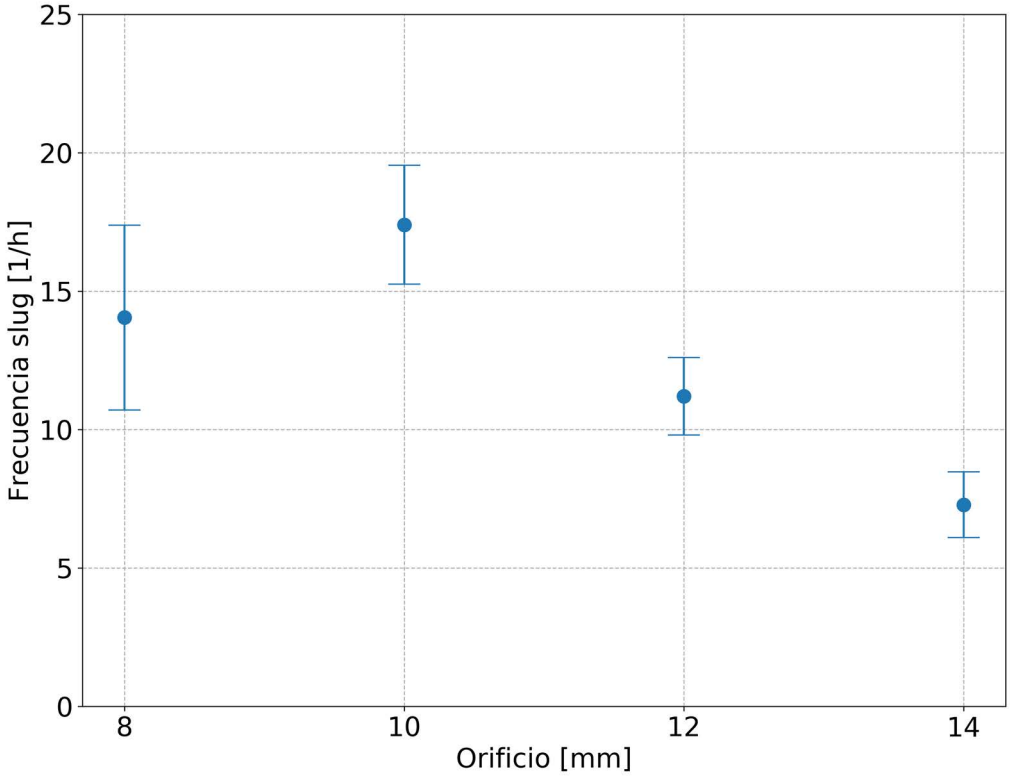


Figura 4.30: frecuencias de slug en función del tamaño de orificio.

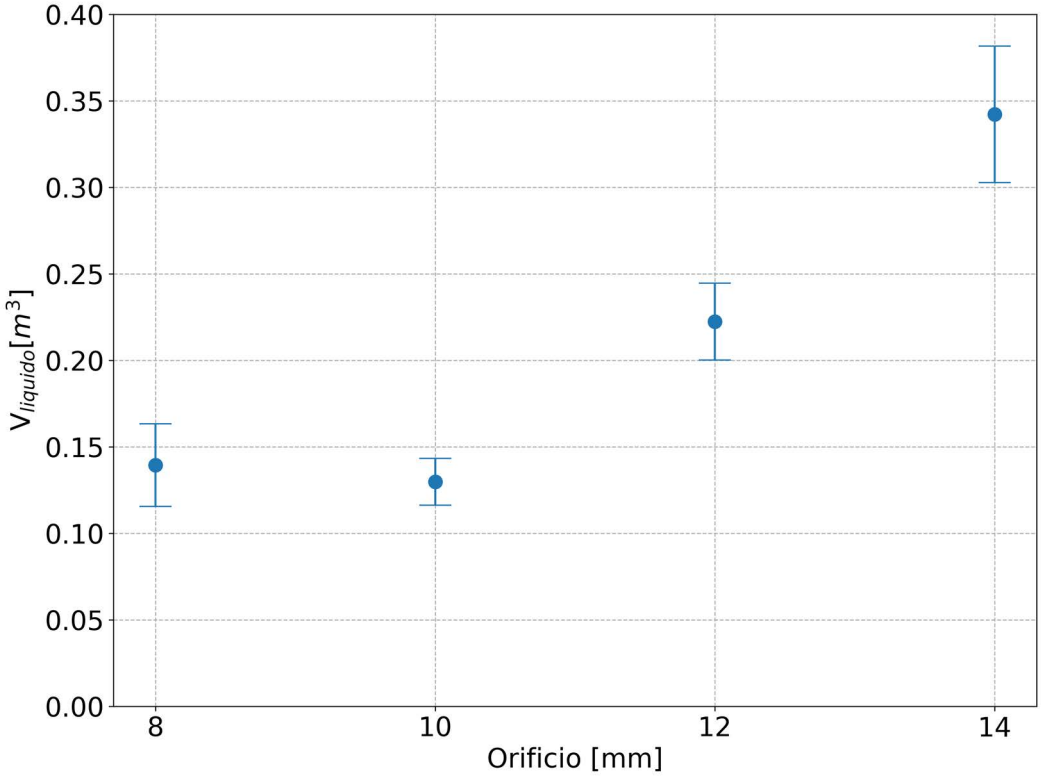


Figura 4.31: caudal líquido promedio de slug en CNPT en función del tamaño de orificio.

4.2.9. Conclusiones

En esta sección se mostraron los resultados de las mediciones realizadas con el equipo de medición de perturbaciones acústicas durante el procedimiento de cambio de orificios en un pozo de tight gas. Además de las mediciones con fibra óptica, se contó con las mediciones de presión y caudal en boca de pozo obtenidas con un separador puesto en superficie, y con las mediciones de un PLT realizadas poco tiempo después de abierto el pozo. Tanto las mediciones del separador como las del PLT, permitieron realizar hipótesis sobre el régimen de producción del pozo y sobre las etapas involucradas en la producción que pudieron ser confirmadas únicamente gracias a las mediciones del DVS.

En primer lugar, el DVS permitió observar no sólo la trayectoria de los slugs a lo largo del tubing (y confirmar así el régimen de flujo) sino que, también, permitió observar la formación de los mismos en las etapas 3, 4 y 5. Además, se propuso un método de medición de velocidades de los slugs con el cual fue posible medir los niveles de caudal, los cuales fueron confirmados con las mediciones del separador. Gracias a este método de procesamiento fue posible automatizar la obtención de las velocidades de los patrones acústicos, mejorando los tiempos de procesamiento y haciéndolo independiente del usuario. Una vez validado el método y la mediciones de caudal en el tubing, se utilizó la misma herramienta para obtener la producción por etapa de punzados observando que aproximadamente el 60 % de la producción de gas del pozo se verifica en la etapas superiores 6, 7 y 8.

Por último, a partir de la detección de los slugs, fue posible estudiar la relación de la producción de líquido con la frecuencia de los slugs en el régimen transitorio de producción de líquido, luego de un cambio de orificio. En este caso se observó una disminución en la

frecuencia de los slugs a la vez que se verificaba una caída en la producción de líquido. En el caso estacionario de producción se observó un pico en la frecuencia de los slugs para el caso del orificio de 10 mm, es decir que el aumento en la producción de líquido no estaba acompañado por un aumento en la frecuencia de los slugs. En cuanto al volumen líquido por slug, el cual fue estimado a partir de considerar la frecuencia de los slugs y el caudal líquido medido con el separador, se obtuvo un aumento a medida que se incrementaba el tamaño del orificio.

4.3. Medición en pozos inyectores

4.3.1. Grimbeek

El yacimiento

El yacimiento de Grimbeek hace parte del yacimiento de Manantiales Behr, el cual es uno de los más importantes en términos históricos de producción en la cuenca del Golfo San Jorge. En la Figura 4.32 se indica el yacimiento de Grimbeek, cercano a la ciudad de Comodoro Rivadavia.

Figura 4.32: mapa satelital donde se indican el yacimiento de Grimbeek y la ciudad de Comodoro Rivadavia (pcia. de Chubut).

Motivaciones

La motivación principal para realizar el piloto de medición de fibra óptica reside en la falta de información sobre el perfil de inyección (o caudal inyectado por etapa de punzados) en los pozos inyectores del yacimiento de Grimbeek en Manantiales Behr. Los fluidos de inyección utilizados en este caso son agua y agua con polímero (poliacrilamida, que desde ahora haremos mención a este fluido simplemente como polímero), durante la tercera etapa de recuperación en yacimientos convencionales de hidrocarburos. Los resultados obtenidos en el laboratorio dan cuenta de la capacidad de los equipos de medición de fibra óptica, DTS y DVS, de medir tanto la diferencia de temperatura como las perturbaciones introducidas en el flujo en la interfase generada entre dos fluidos con propiedades físicas diferentes. En este caso, se propone utilizar los equipos de medición de fibra óptica para medir los caudales de inyección en la zona de punzados, a partir

de la posibilidad de detectar y medir la velocidad de la interfaz agua/polímero y polímero/agua que ocurre durante los cambios de los fluidos de inyección. En el caso del DTS, se espera medir la diferencia de temperatura de la interfase debido a que la temperatura de inyección de ambos fluidos es distinta. En el caso del DVS, se espera medir no solo la turbulencia en la interfase entre ambos fluidos generada por el frente del pulso, sino también los efectos en el capilar de los flujos laminares y turbulentos que se presentan durante la inyección de polímero y agua, respectivamente.

Disposición geográfica

El piloto de medición fue realizado, como se dijo, en el yacimiento de Grimbeek en Manatiales Behr (pcia. de Chubut) en el contexto de las pruebas en el cambio de fluido de inyección. La instalación de la fibra óptica fue realizada en 5 pozos de inyección, de los cuales en cuatro se realizaba el cambio de polímero/agua y agua/polímero, mientras en el quinto la inyección era únicamente de agua. El procedimiento de instalación de la fibra óptica es el detallado en el Capítulo 3 y se realizó para los cinco pozos de interés. En la Figura 4.33 se muestra la disposición en el terreno de los cinco pozos inyectores donde se instaló la fibra, la planta de inyección desde donde se bombean los fluidos de inyección, y los pozos productores del yacimiento (por razones de confidencialidad, los nombres asignados a los pozos son de fantasia).

En cuanto al tendido de fibra óptica, este comienza en el trailer donde se encuentran los equipos de medición DVS y DTS, a la salida de los cuales se instaló un multiplexor de fibra óptica de 1x4 que permitía cambiar el pozo de medición. Las cuatro salidas del multiplexor se conectan al tendido de superficie correspondiente a cada unos de los pozos, los cuales se conectan al capilar de medición en la caja de aislación de cada uno de ellos. Como se mencióno anteriormente, el capilar se encuentra sellado en el pozo mediante una BOP con sello, y colgado de un sujetador que hace tope en la unión rápida enroscada a la BOP. Del extremo del capilar cuelga una barra de peso utilizada para favorecer la operación de bajada y para minimizar la espiralización del capilar dentro del caño.

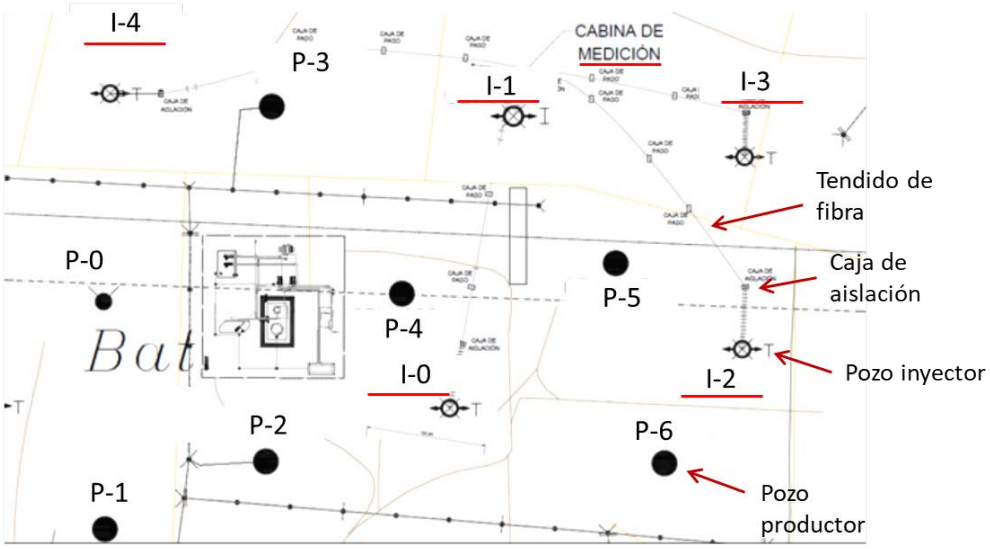


Figura 4.33: mapa del sector de yacimiento de Grimbeek donde se realizó el piloto de medición. En el mapa se indican los pozos inyectores (I-0 a I-4), los pozos productores (P-0 a P-6) y la planta de inyección. También se indican las instalaciones realizadas para la medición permanente de fibra óptica: trailer de medición, tendido de superficie y la caja de aislación.

Esquema de los pozos y puesta en profundidad de la fibra

En la Figura 4.34 se muestra un esquema de los pozos inyectores donde se realizaron las mediciones de fibra óptica. La profundidad de los pozos es de aproximadamente 1200 m, y las etapas de punzados son 3 ó 4, dependiendo del pozo. Teniendo en cuenta que los punzados dentro de una etapa se encuentran muy cercanos entre ellos, se decide mostrar únicamente los punzados superiores e inferiores de cada etapa. El casing en este caso es de 5 $^1/_2$" y el tubing de 2 $^7/_8$" de diámetro.

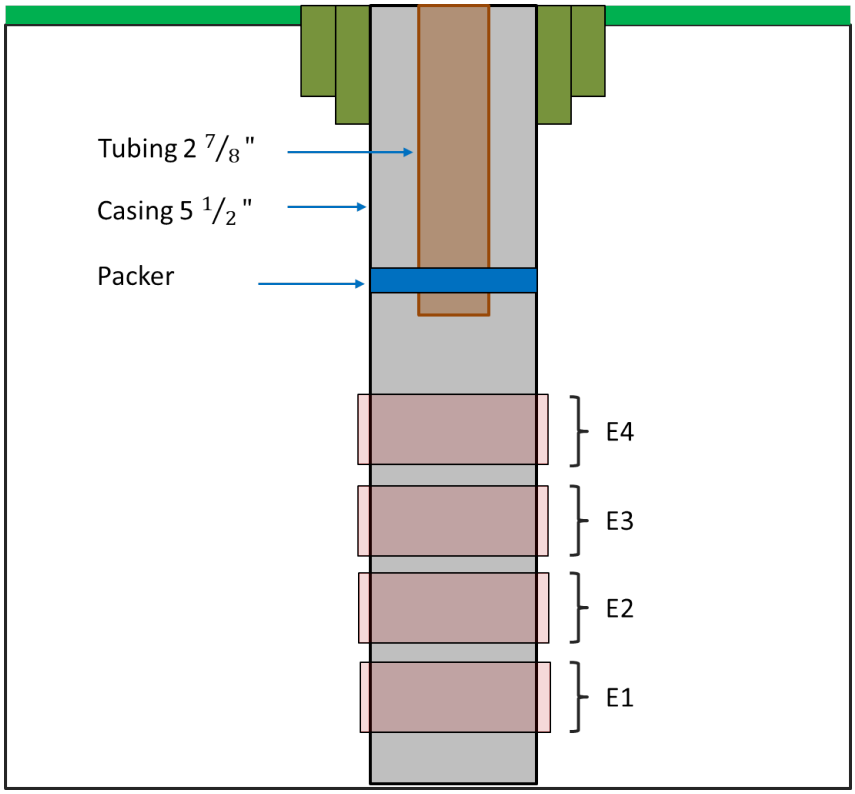


Figura 4.34: Terminación de los pozos de Grimbeek.

En la Tabla 4.1 se muestran las etapas de punzados de los cuatros pozos en donde se realizaron las mediciones de fibra óptica y en los cuales se realizó el cambio de fluido de inyección. Teniendo en cuenta que para el pozo I-0 no se pudo determinar la posición exacta del packer tanto con el esquema de terminación del pozo provisto por la operadora, como por las mediciones de fibra óptica, el estudio se centrará en los pozos I-1, I-2, y I-3. La puesta en profundidad de la fibra se realizó con el procedimiento descripto en el Capítulo 3, tomando como puntos de referencia la boca de pozo y el packer en el gráfico tipo cascada de la STD.

Pozo	packer	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Etapa 4
I-0	-	1062 m - 1065 m	1050 m - 1056 m	1042 m - 1051 m	1026 m - 1031 m
I-1	985 m	1059 m - 1062 m	1054 m - 1057 m	1042 m - 1052 m	-
I-2	984 m	1065 m - 1070 m	1060 m - 1063 m	1053 m - 1055 m	1046 m - 1051 m
I-3	984 m	1065 m - 1068 m	1057 m - 1061 m	1050 m - 1055 m	1044 m - 1048 m

Tabla 4.1: terminación de los pozos inyectores de Grimbeek.

Tipos de flujo

Como se dijo anteriorment,e el piloto de medición con fibra óptica transcurre durante los cambios en el fluido de inyección que se realizaba cada aproximadamente 12 hs, de agua a polímero y de polímero a agua. Mientras que con el DTS se pretende medir la interfase entre los dos fluidos entre los cuales existe una diferencia de temperatura de 1°C, aproximadamente, con el DVS se espera medir la interfase entre los dos fluidos a partir de saber que existen diferencias en la propiedades físicas entre los dos fluidos. Mientras que la densidad de los dos fluidos es prácticamente la misma (1000 kg/m^3), las mayores diferencias residen en la viscosidad de los fluidos que dan lugar a dos regímenes de flujo distintos. Si se considera el caudal de inyección aproximado (100 m^3/dia), el diámetro del tubing (D), la densidad de ambos fluidos (ρ) y la distinta viscosidad (μ) de ambos fluidos obtenemos distintos valores de números de Reynolds que dan lugar a un flujo turbulento para el agua (20100), y a un flujo laminar para el polímero (1000), donde se define el número de Reynolds como

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}, \tag{4.6}$$

aquí, v es la velocidad del fluido en el tubing obtenida a partir del caudal inyectado, y la viscosidad del polímero es aproximadamente $\mu_{polimero} = 0{,}02\text{Pa} \cdot \text{s}$ y la del agua $\mu_{agua} = 0{,}001\text{Pa} \cdot \text{s}$. Para determinar el tipo de flujo utilizamos la definición convencional, por la cual el flujo laminar se da para números de Reynolds menores a 2000, y el flujo turbulento se da para valores mayores. La falta de continuidad entre los dos regímenes de flujos, daría lugar no sólo a distintos niveles de perturbaciones mecánicas que afectan al capilar dentro del fluido sino, también, a una interfase diferenciada entre ambos.

4.3.2. Métodos

Parámetros de funcionamiento del DVS y DTS

La repetición del láser fue establecida en 20kHz y nuevamente se considera la STD calculada cada 0.5 segundos. Antes de obtener esta magnitud se decide aplicar un filtro pasabajos de 20 disparos, que da lugar a un ancho de banda de detección de 1kHz. El ancho de pulso fue puesto en 50ns, que fija la resolución espacial en aproximadamente 5m, lo cual permitió resolver las distintas etapas de punzados. Este valor de ancho de pulso fue el mínimo valor que permitió obtener conjuntamente valores aceptables de relación señal a ruido de la señal de retrodispersión y de resolución espacial. En cuanto al DTS, se obtuvieron perfiles de temperatura cada 1 segundo.

Esquema de medición

Al utilizar el multiplexor para la medición por varios canales se presentan dos esquemas de medición posibles: la medición simultánea (o cuasisimultánea), o la medición secuencial. Por medición simultánea se entiende realizar una medición corta de por ejemplo 1 segundo por canal, obtener el perfil acústico de ese segundo, y luego pasar al próximo canal, repetir el procesamiento, y así sucesivamente en forma circular. Por medición secuencial se entiende medir por periodos largos de tiempos un mismo canal, realizando el procesamiento cada un segundo, y luego pasar al próximo canal que se quiera medir y así sucesivamente. En caso que se quieran medir eventos simultáneos en todos los canales de medición se debe optar por la primera opción, teniendo en cuenta las restricciones del caso a las cuales se hace mención a continuación. Obviamente, durante el tiempo en que se mide por un canal no es posible hacerlo por los otros y el tiempo efectivo de medición pasa a ser del 25 % (en caso de utilizar los cuatro

canales), y a esto se le debe agregar el tiempo de conmutación entre canales y la sincronización con la adquisición para el correcto guardado de los datos. Teniendo en cuenta que no se espera variabilidad en los perfiles de inyección en los distintos días, ni se pretende observar correlaciones en los caudales de inyección de los distintos pozos, se decide la medición secuencial en la cual se realizan mediciones largas de hasta cinco días corridos por pozo.

Medición de velocidades

La medición de velocidades de los patrones acústicos generados en la interfaz agua/polímero y polímero/agua fue realizada con la misma GUI utilizada para la obtención de las velocidades de los slugs, de la cual se hizo mención en la medición de EFO. Una vez realizada la puesta en profundidad, la GUI permite abrir un gráfico tipo cascada STD, allí marcar dos puntos de coordenadas (tiempo, posición) y de la pendiente obtener la velocidad del patrón que se quiere medir. En este caso, no se optó por utilizar el método de correlación cruzada para la obtención de las velocidades, dado que los patrones son más infrecuentes y únicamente se observan cuando se cambia el fluido de inyección (es decir, cada aproximadamente 12 hs).

4.3.3. Resultados

Mediciones de caudal total

A continuación, se muestran los gráficos tipo cascada STD durante el cambio del fluido de inyección de polímero a agua (Figura 4.35) y de agua a polímero (Figura 4.36) para un mismo pozo de inyección. En los gráficos es posible observar cómo la interfase entre los dos fluidos va descendiendo a medida que transcurre el tiempo y, también es posible observar un quiebre en la trayectoria de la interfase que corresponde a una disminución de la velocidad. La posición de quiebre corresponde al packer, en donde la sección del caño aumenta debido a que aquí se encuentra la unión entre el tubing y casing, y por lo tanto el fluido disminuye su velocidad manteniéndose constantes los caudales antes y después del cambio de sección (ecuación de continuidad). Por debajo del packer se observa cómo el pulso desaparece a una determinada profundidad y, más adelante, se verá que el pulso antes desacelera debido a que parte del fluido ingresa por los punzados. Respecto a las diferencias entre los dos casos, cabe destacar que la intensidad de la señal acústica es mayor cuando el cambio es de polímero a agua, pero no se observan diferencias entre los caudales, es decir, las velocidades son las mismas. Tampoco se observan grandes diferencias entre los niveles de ruido a una posición fija para los dos fluidos, es decir que los dos regímenes de flujo no muestran diferencias apreciables respecto a la perturbación mecánica que sufre el capilar.

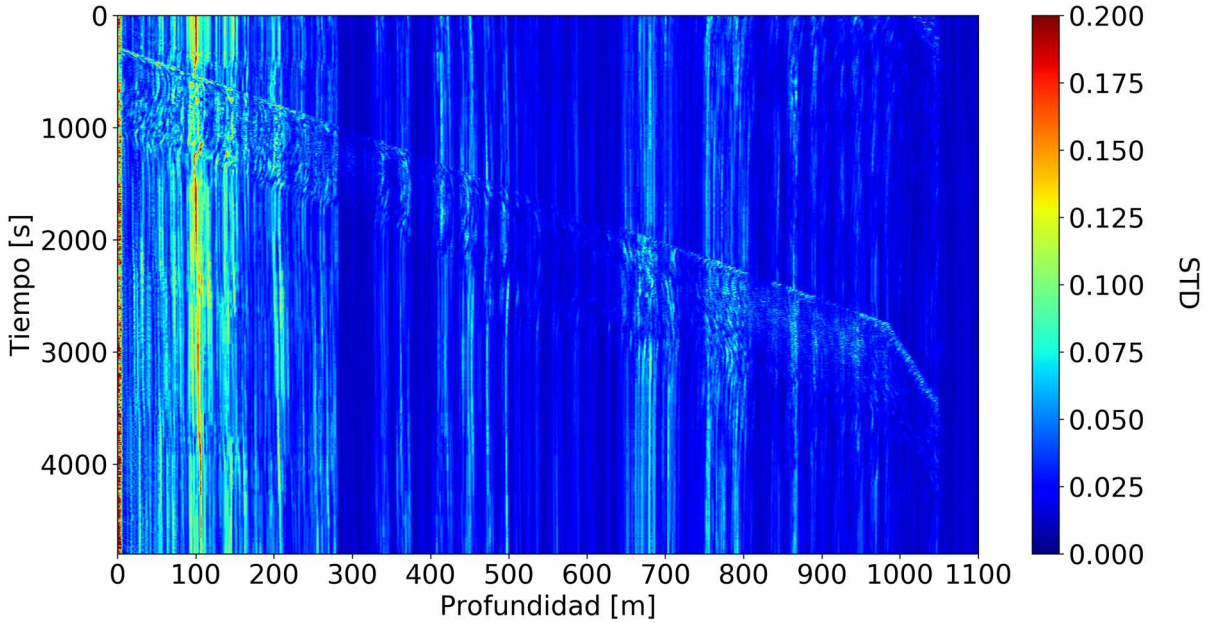


Figura 4.35: trayectoria de interfase agua/polímero luego del cambio de fluido de inyección. El cambio de pendiente al final del pozo se debe al cambio de sección de tubing a casing.

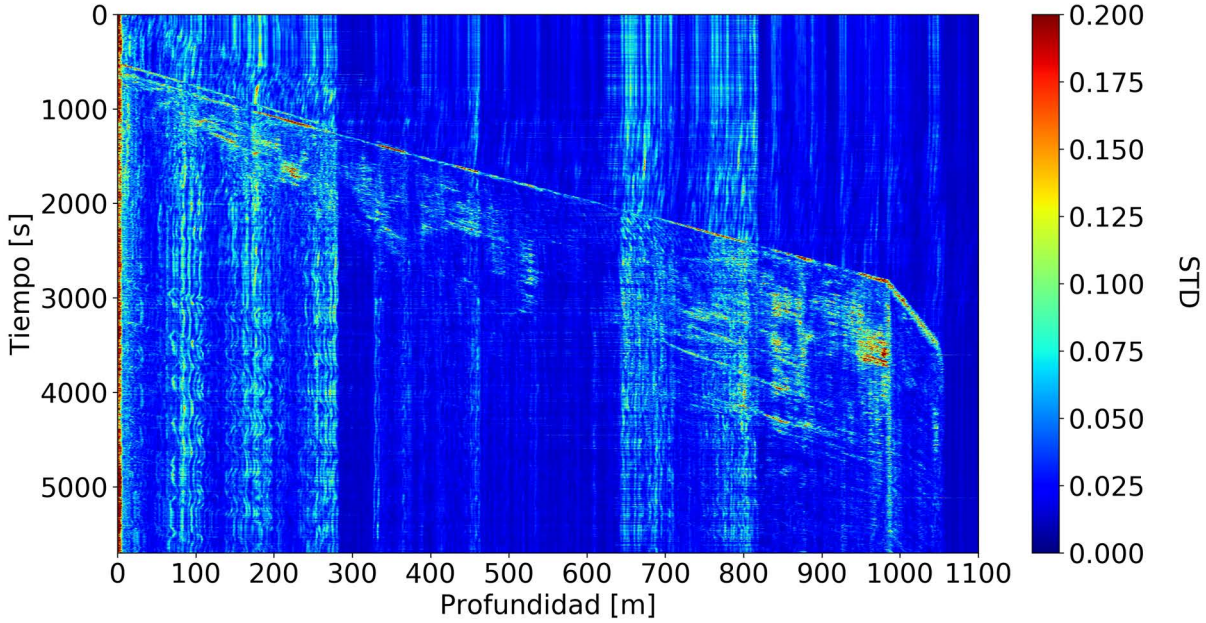


Figura 4.36: trayectoria de interfase polímero/agua luego del cambio de fluido de inyección. El cambio de pendiente al final del pozo se debe al cambio de sección de tubing a casing.

En la Tabla 4.2 se muestran los caudales volumétricos obtenidos a partir de medir la velocidad de la interfase y considerando la definición de caudal ($Q = A * v$), donde A es el área de la sección del tubing y v la velocidad medida en el caño. Este dato es de valor teniendo en cuenta que desde la planta inyectora no se tiene conocimiento del caudal que se envía a cada pozo, sino

el caudal de todos los pozos inyectores que comparten un manifold.

Pozo	Caudal [m^3/dia]
I-0	144 ± 5
I-1	154 ± 5
I-2	143 ± 5
I-3	153 ± 5

Tabla 4.2: caudales volumétricos totales en los pozos inyectores medidos con el DVS.

Medición del perfil del inyección

Una vez visto que es posible la medición de la velocidad de la interfase entre ambos fluidos de inyección, se decide hacer lo mismo en la zona de punzados con la finalidad de obtener el perfil de admisión. En la Figura 4.37 se muestra el detalle del cambio de fluido de agua a polímero para el pozo I-1 en sus últimos metros. En el gráfico se indican la posición del packer (línea punteada), y las tres etapas de punzados que son las zonas sombreadas alrededor de los 1050m de profundidad. Con las rectas negras se indican las trayectorias del pulso en tres zonas distintas del pozo, correspondientes a tres velocidades distintas. La primer zona corresponde a la zona del tubing donde la interfase viaja a una velocidad aproximada de 0.434m/s. Al llegar al packer el pulso reduce su velocidad (0.113m/s) dado que se agranda la sección del caño (y se conserva el caudal). Luego, al llegar a la parte superior de la tercera etapa de punzados, se observa cómo la interfase reduce todavía más su velocidad (0.024m/s). Esto indica que el caudal al atravesar la zona superior de la etapa se reduce en la misma proporción en que se reduce la velocidad. Además, se observa que la interfaz no llega a la segunda etapa de punzados, lo que indica que todo el fluido es admitido por la tercera etapa de punzados.

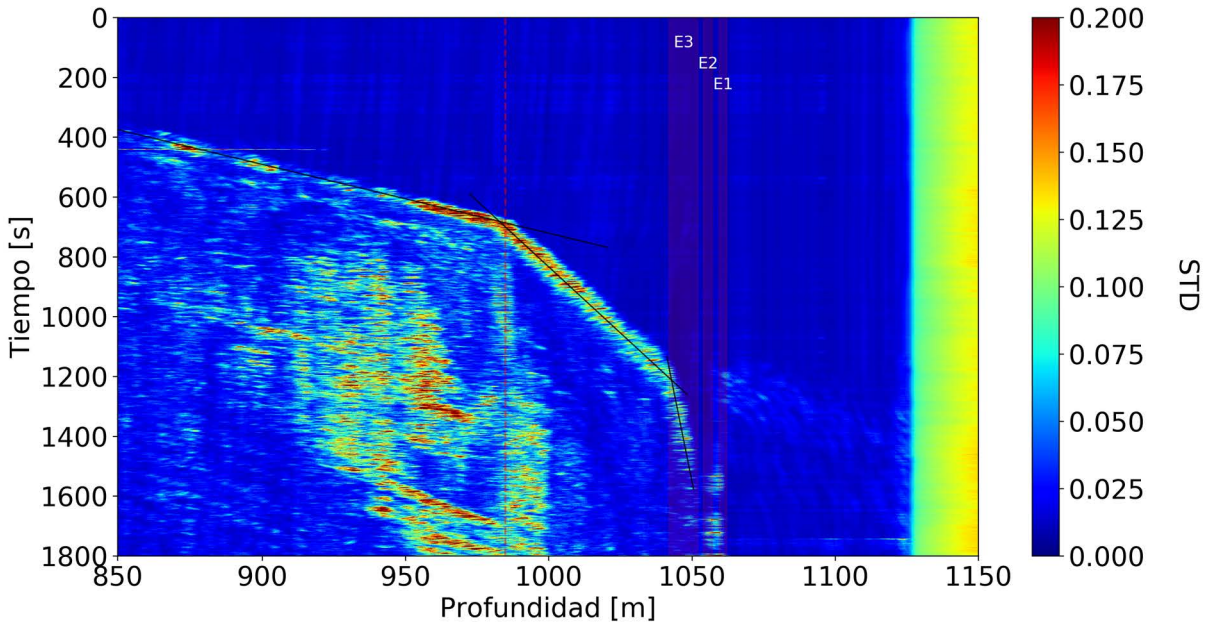


Figura 4.37: detalle del cambio de fluido de polímero a agua en la zona de punzados del pozo I-1. La línea punteada indica la posición del packer, y las zonas sombreadas las etapas de inyección. Se observa que el pulso disminuye su velocidad al ingresar a la etapa superior de punzados, y que no llega a la etapa media de punzados.

En la Figura 4.38 se muestra el caso del pozo I-2, donde se observa que la interfase en el cambio de agua a polímero se detiene súbitamente cuando ésta ingresa en la cuarta etapa de punzados. Este hecho indica que todo el caudal ingresa por esta etapa y que, por lo tanto, las otras etapas no están admitiendo fluido.

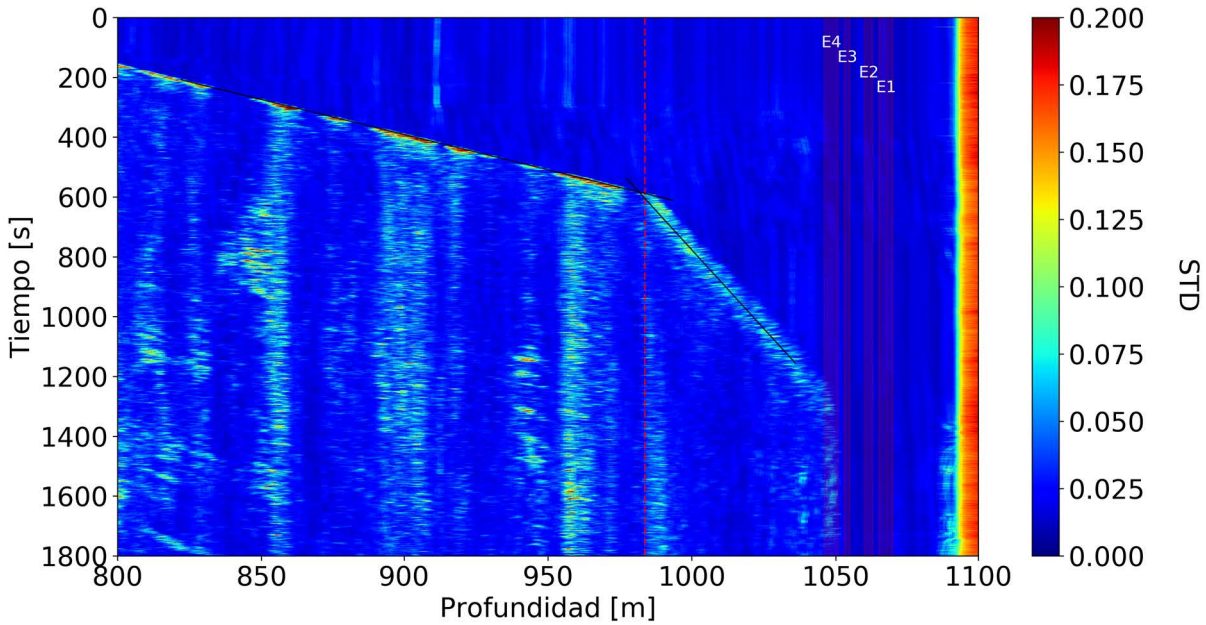


Figura 4.38: detalle del cambio de fluido de polímero a agua en la zona de punzados del pozo I-2. La línea punteada indica la posición del packer, y las zonas sombreadas las etapas de inyección. Se observa que el pulso se frena al ingresar a la etapa superior de punzados, es decir que todo el fluido entra por esta etapa.

En el caso del sensor distribuido de temperatura (DTS), fue posible detectar la interfaz entre los fluidos de inyección debido a la diferencia de temperatura entre ambos (de aproximadamente 1°C). En la Figura 4.39 se muestra una imagen de la temperatura en función de la profundidad y el tiempo, donde es posible observar la interfaz entre los dos fluidos de inyección y la distinta velocidad que presenta en fluido en las distintas secciones del caño para el pozo I-1. Al igual que en las mediciones con el DVS, el primer quiebre en la velocidad es debido al cambio de sección entre tubing y casing, y el segundo quiebre es debido a la entrada del fluido de inyección en la etapa superior de punzados que reduce el caudal del fluido en la cañería de inyección.

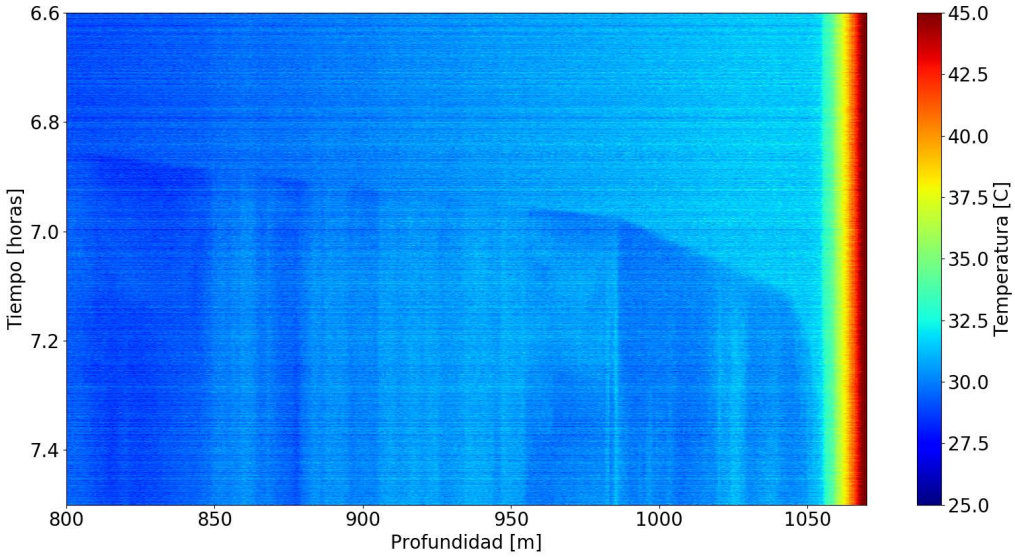


Figura 4.39: imagen de temperatura obtenida con el DTS para el pozo I-1 donde se observa la interfase entre los dos fluidos de inyección que tienen una diferencia de temperatura de aproximadamente 1°C. Los quiebres en la trayectoria indican cambios en la velocidad del fluido.

De esta manera en la Tabla 4.3 se resumen los resultados de caudales inyectados por etapa medidos con los dos equipos. De los resultados se observa buena correlación entre las mediciones obtenidas con los dos métodos, y se concluye que la inyección de fluido ocurre mayormente en las etapas de punzados superiores, y que las etapas inferiores no están siendo estimuladas. Este resultado tiene una importancia notable dado que confirmaría el hecho de que el pozo debe ser intervenido con el fin de recuperar la capacidad de inyectar fluido en las etapas inferiores.

		Caudal [%]	
Pozo		DTS	DVS
I-1	Etapa 3: superior	80 ± 2	81 ± 2
	Etapa 3: media	20 ± 2	19 ± 2
	Etapa 3: inferior	0	0
	Etapa 2	0	0
	Etapa 1	0	0
I-2	Etapa 4	100	100
	Etapa 3	0	0
	Etapa 2	0	0
	Etapa 1	0	0
I-3	Etapa 4	73 ± 2	75 ± 3
	Etapa 3: superior	27 ± 2	25 ± 3
	Etapa 3: inferior	0	0
	Etapa 2	0	0
	Etapa 1	0	0

Tabla 4.3: perfiles de inyección para los distintos pozos medidos con el DTS y DVS.

Estos resultados son acordes a los obtenidos previamente con un perfil de tránsito de fluido, herramienta bajada por alambre, que estima el caudal de fluido a partir de medir el tiempo transcurrido entre la liberación de material radiactivo desde uno de los extremos de la herramienta y su llegada al otro extremo. Con esta medición realizada en el pozo I-1, si bien fue posible medir la entrada de fluido por la etapa superior de punzados, a diferencia de las mediciones con la fibra óptica no fue posible resolver dentro de la etapa.

4.3.4. Conclusiones

En esta sección se mostraron los resultados de las mediciones de fibra óptica en pozos inyectores con el fin de determinar el caudal y el perfil de admisión en la zona de punzados durante el cambio del fluido de inyección. Para ello se utilizaron los dos equipos de medición distribuida DTS y DVS, los cuales fueron capaces de detectar la interfase de los fluidos inyectores agua y polímero. En el primer caso debido a la diferencia de temperatura existente entre ellos y en el segundo caso, debido a las perturbaciones en la interfaz que se generan por las distintas propiedades físicas de ambos fluidos.

En primer lugar fue posible medir los caudales totales de fluido inyectado en los pozos a partir de la medición de velocidad en el tubing. Luego, se estimaron los perfiles de inyección en la etapa de punzados al observar los cambios de velocidad de la interfase entre los fluidos, los cuales son proporcionales a los cambios de caudal. Con este método fue posible medir los caudales de inyección por etapa con ambos equipos obteniendo resultados similares. El resultado más relevante es que la inyección se realiza enteramente en las etapas superiores de los punzados, y que por lo tanto las etapas inferiores no están siendo estimuladas. Este es un resultado de gran importancia pues le otorga a la empresa operadora una herramienta de diagnóstico de los pozos inyectores, a partir de la cual se puede decidir la intervención del pozo para lograr estimular las etapas que no están admitiendo fluido.

Por último, cabe destacar que la fibra, aún después de dos años de medición, aún está en condiciones de medir y que el capilar sufrió un mínimo desgaste. Además, las operaciones efectuadas para retirar el capilar de los pozos, debido a la necesidad de realizar mantenimiento y otras mediciones en los pozos, fueron realizadas sin mayores inconvenientes, al igual que las operaciones para volver a instalarlos. Estos hechos confirman la posibilidad de utilizar la fibra óptica no sólo en mediciones largas, sino también en mediciones diarias durante las cuales se realice el cambio de fluido de inyección, y con la posibilidad de reutilizar el capilar. Este tipo de mediciones puede realizarse con una operación de slickline, sin necesidad de realizar una instalación permanente del capilar, simplificando la logística y reduciendo los costos de operación.

4.4. Prevención de daños por terceros

Entre las aplicaciones de los sensores distribuidos en la industria del petróleo se encuentra su utilización en el monitoreo de oleoductos y poliductos, ya sea para la detección de posibles fugas en los caños o de posibles amenazas al tendido. Al igual que en el diagnóstico de los pozos, los tres sensores distribuidos que son utilizados para el monitoreo de los ductos son los sensores de temperatura (DTS), de estiramiento (DSS) y de acústica (DAS-DVS), los cuales son utilizados para detectar distintos tipos de siniestros.

El sensor distribuido DTS es utilizado generalmente para la detección de fugas de fluidos en ductos que se encuentran enterrados en el terreno, y su eficacia se basa en la posibilidad de medir los cambios de temperatura en el terreno debido al contacto de este con el fluido derramado. La instalación de la fibra de forma paralela al ducto debe ser estudiada a fin de maximizar

la respuesta de la fibra ante los cambios de temperatura y a fin de minimizar los tiempos de detección, reduciendo así las pérdidas económicas y los daños al medio ambiente originados por el derrame. Para ello deben ser tenidas en cuenta no sólo la distancia del tendido de fibra al ducto, también su ubicación respecto al ducto y los distintos recubrimientos del cable de fibra que puedan afectar su respuesta ante los cambios de temperatura.

El sensor de estiramiento DSS, por otra parte, es utilizado en distintas instalaciones de ductos, ya sea enterrados o en superficie, y son aprovechados para la medición de las deformaciones del caño que pueden ser originadas por diversos factores. A diferencia del tendido utilizado por los sistemas DTS y DVS, el tendido de fibra en los sensores de estiramiento se realiza en contacto con el ducto, y muchas veces realizando varias vueltas sobre el mismo a lo largo del recorrido. De hecho existen empresas [63] que comercializan los tubos con la fibra óptica ya adosada a los caños, reduciendo los costos de instalación requerida en el caso de tramos de ductos convencionales. Entre los distintos factores que pueden ocasionar la deformación del caño, y el consecuente peligro de rotura del mismo, se encuentran factores ambientales, humanos, o fallas estructurales de los caños. Entre los factores ambientales que más atentan a la integridad de los ductos se encuentran los movimientos de suelo debido a las características propias del terreno o a la actividad sísmica. En cuanto a los factores humanos, la posibilidad de deformación de los ductos está originada por acción dolosa, como ser el desvío ilegal de los fluidos, o involuntaria, como ser la remoción o colocación de material en las inmediaciones del ducto del cual no se conoce su existencia. Y por último, en cuanto a las fallas estructurales, se encuentra sobre todo el afinamiento de las paredes de los tramos, ya sea por defectos de construcción o desgaste natural del ducto, que originan sobre-tensiones en puntos determinados que pueden ser detectados por el DSS.

Si bien el sistema DAS-DVS es sensible a los estiramientos de la fibra, a diferencia del DSS que es utilizado para la medición de deformaciones en tiempos relativamente largos, este tipo de sensor es utilizado para la detección de intrusos o posibles amenazas originadas en la inmediaciones del ducto los cuales originan perturbaciones en la fibra en tiempos cortos o en frecuencias que van del Hz a los kHz. En este caso, y al igual que el DTS, el tendido de fibra utilizado para la detección de perturbaciones acústicas se coloca típicamente en las inmediaciones del ducto (y, de hecho, puede utilizarse el mismo tendido del DTS). En este caso el sensor DAS-DVS es utilizado ya sea para la detección de fugas o para la detección de posibles amenazas que puedan poner en riesgo la integridad del ducto. En cuanto a la detección de fugas, el sensor puede ser utilizado para medir el ruido generado en el caño perforado o las vibraciones originadas en el tramo del caño originadas por las diferencias de presión del fluido y la atmosférica. En cuanto a la detección de amenazas, ésta se basa en la caracterización previa de los patrones acústicos que generan distinto tipos de maquinarias que pueden ocasionar daños a los ductos. A diferencia de los sistemas anteriores, los sistemas DAS-DVS requieren un periodo de calibración previa más largo y de mayor detalle utilizado para caracterizar las posibles amenazas, cuyas propiedades son características de cada localidad y que dependen no sólo del tipo de maquinarias que se encuentran en la zona, sino de propiedades del terreno, como ser tipo de suelo y humedad, o ambientales, como ser el uso de la tierra por parte de la población local.

La implementación de un sistema de prevención de daños por terceros basado en el equipo DVS excede el trabajo de esta tesis, y en este momento esta tarea está siendo abordada bajo licencia por la empresa Sur Soluciones Tecnológicas[1]. Cabe destacar que esta cuestión no puede ser resuelta por un equipo llave en mano, y que las principales empresas dedicadas al sector estipulan con el cliente un tiempo de aprendizaje que varía entre los 6 y 12 meses dedicados

[1]Sur Soluciones Tecnologicas S.A.S. es la empresa nacida en el seno del Laboratorio de Sensores Fotónicos YTEC-CONICET

para la puesta a punto del sistema. Esto se debe a que este tipo de sistemas, si bien cuentan con una librería previa que facilita la detección de ciertos patrones acústicos usuales asociados a amenazas ya estudiadas, debe ser adaptado a las necesidades del cliente y a las condiciones ambientales en las cuales se encuentra el ducto.

4.4.1. Villa Mercedes

El poliducto

Las pruebas para estudiar la factibilidad de utilizar el sensor DVS para la detección de posibles riesgos a la integridad de los ductos fue realizada en Villa Mercedes, Pcia. de San Luís. En esta localidad pasa un poliducto proveniente de la cabecera Luján de Cuyo (Pcia. de Mendoza) y se divide en dos ramas que terminan en las cabeceras de San Lorenzo (Pcia. de Santa Fe) y Berisso (Pcia. de Buenos Aires). En la Figura 4.40 se muestra en un mapa satelital el tendido aproximado del poliducto y las distintas estaciones de bombeo, en las cuales se bombea y distribuye el combustible.

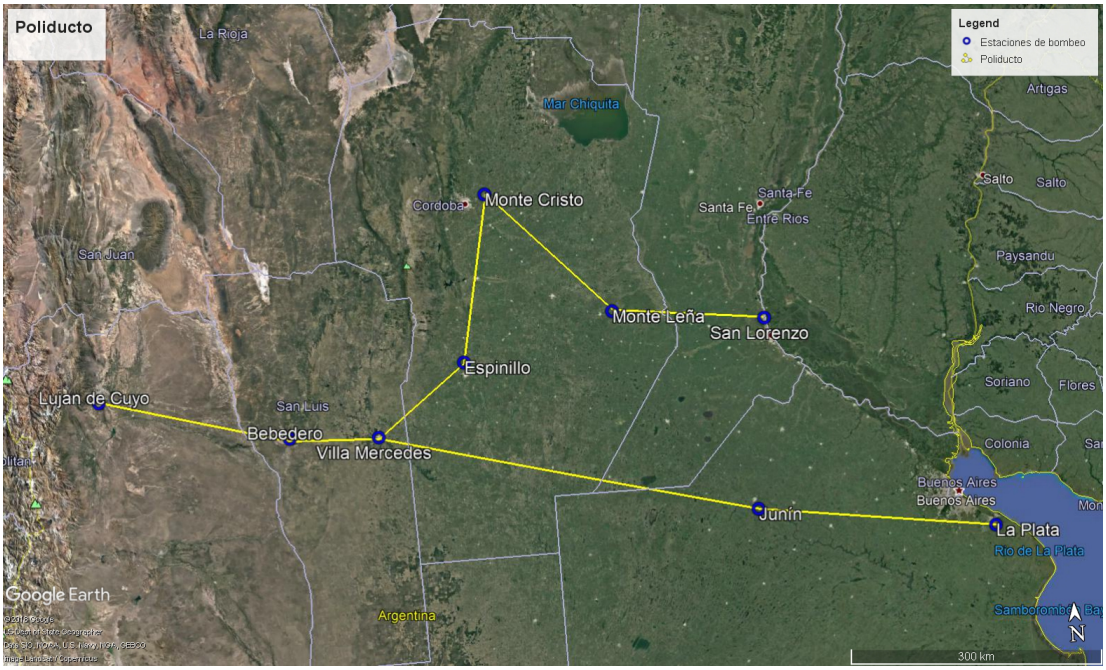


Figura 4.40: traza del poliducto y estaciones de bombeo en mapa satelital.

En los trayectos entre las distintas estaciones de bombeo, se encuentran las válvulas de control, distanciadas entre ellas una cantidad variable de kilómetros (desde los 5 km a los 30 km), las cuales son utilizadas para detener el flujo de combustible en el caso de rotura del poliducto y son los puntos a partir de los cuales se interviene el poliducto, ya sea para su reparación, inspección o diagnóstico. Cada válvula de control se encuentra dentro de un recinto cerrado por el cual se accede a cada una de ellas, a una profundidad de 0.5m a 2m, dependiendo de la válvula y del tramo del ducto, el cual se encuentra enterrado bajo tierra a una profundidad similar. En particular, la prueba fue realizada en el tramo de poliducto entre las estaciones de bombeo de Villa Mercedes y Espinillo (Pcia. de Córdoba), y el equipo DVS fue instalado en la primera de estas estaciones.

El caso de Villa Mercedes

Si bien todos los tramos del poliducto tienen riesgo de rotura por la intervención voluntaria o involuntaria del hombre, sobre todo por la utilización de maquinaria pesada para nivelación del terreno y edificación no controlada, la zona de Villa Mercedes merece más atención debido a una combinación de factores naturales y humanos. El tramo de poliducto que va de la estación de bombeo de Villa Mercedes a Espinillo (Figura 4.41), se encuentra en una zona de producción agropecuaria a la que se le suma el problema de drenaje de agua de la cuenca de El Morro (así denominada por el cerro El Morro, ubicado al norte de la ciudad de Villa Mercedes). Como se expone en diversos trabajos de distintos organismos estatales [59] [60], es usual el ascenso de las capas superficiales y freáticas las cuales provocan el anegamiento de la zona (sobre todo en época de primavera). Si bien parte del agua acumulada se drena de manera natural o por sistemas de canalización al rio Quinto, que recorre las provincias de San Luis y Córdoba, una gran cantidad de agua no logra escurrir por los canales usuales provocando la formación de nuevos cursos de agua de relativo caudal en zonas muchas veces productivas. Esta problemática, además, se acentúa por el uso intensivo de la tierra, la erosión del suelo y la deforestación de la zona que reduce la capacidad de absorción de la tierra[2].

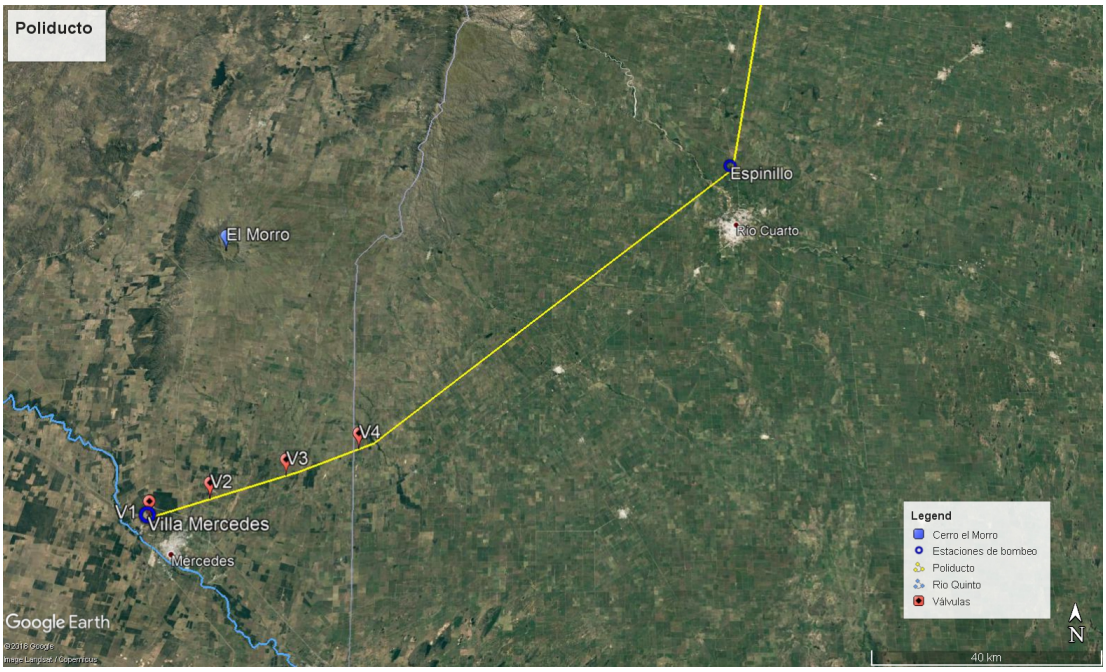


Figura 4.41: detalle de la traza del poliducto entre las estaciones de Villa Mercedes (Pcia. de San Luís) y Espinillo (Pcia. de Córdoba). Se indican también las primeras cuatro válvulas del tendido. Al norte se encuentra el cerro El Morro y al sur se señala el rio Quinto.

En este contexto, gran cantidad de productores agropecuarios, empresas constructoras y de vialidad, para evitar el anegamiento de los campos, evitar el pasaje de los cursos de agua o para mitigar los daños generados por éstos, realizan tareas de nivelación de terreno o remoción de escombros con maquinaria pesada como ser motonivelaroras o retroexcavadoras. Al utilizar este tipo de maquinarias en zonas próximas al tendido del poliducto, el cual se encuentra enterrado bajo tierra y carece de señalización, existe la posibilidad de dañar el caño provocando

[2]En este marco, el gobierno provincial ha declarado en 2016 la *Ley de Emergencia Pública en Materia Ambiental en el Ámbito de la Cuenca del Morro* con el fin de aplicar distintas acciones y reducir así los casos de anegamiento y sus consecuencias [61].

pérdidas de distintas índoles. Al daño económico debido a la sustitución de un tramo de caño y la interrupción del transporte de combustible, se le agrega el daño ecológico generado por el derrame de fluidos. En la Figura 4.42 se muestra una retroexcavadora abocada a tareas de mantenimiento de canales en la cuenca de El Morro.

Figura 4.42: retroexcavadora con oruga realizando trabajos de mantenimiento en un canal de la cuenca de El Morro, imagen tomada del diario Agencia San Luís [62].

Es en este marco que YPF requiere un sistema de prevención de daños que sea lo suficientemente efectivo para detectar las amenazas, y con la anticipación suficiente para llegar a tiempo al lugar del posible siniestro e impedir los daños. A esto se le agrega la necesidad de discriminar entre las distintas amenazas e intervenir únicamente en los casos en que haya posibilidad certera de daños, minimizando la detección de falsos positivos que reducen la eficacia del sistema. Teniendo en cuenta los casos exitosos de monitoreo de poliductos, de los cuales se hizo mención en las aplicaciones de los sensores de fibra óptica, se propuso realizar algunas pruebas de detección de amenazas en el campo con el sensor DVS, para luego estudiar la factibilidad de la instalación de un sistema de prevención de daños por terceros.

Tendido de fibra óptica

El tendido de fibra óptica utilizado para realizar las pruebas es el mismo que utiliza YPF para la comunicación entre las distintas estaciones de bombeo, y está dispuesto por debajo del poliducto (aproximadamente 50 cm) enterrado bajo distintas capas de arena y tierra colocadas al momento de la instalación del ducto. El tendido de fibra óptica se realizó con un cable de superficie con recubrimiento plástico y sin utilizar ningún tipo de protección adicional, previendo en el futuro su posible utilización para la prevención de daños o la detección de fugas. Esto se debe a que, a falta de una protección extra del cable de superficie, se espera que la sensibilidad de los sensores distribuidos de fibra óptica DVS y DTS sea mayor. Si bien no se mencionó anteriormente, el DTS puede ser utilizado para la detección de fugas puesto que ante la rotura del caño y pérdida del fluido se espera que la temperatura de la tierra se modifique en los

alrededores de la sección de caño perforado por contacto con el fluido. De hecho, la decisión de instalación del cable de superficie por debajo del trazado del ducto obedece a la decisión de mejorar la posibilidad de detección de fugas por temperatura dado que se espera que el fluido de pérdida, al caer por gravedad, entre en contacto más rápido con el cable de fibra si este se encuentra por debajo del ducto. Además cuanto más profundo se encuentra el tendido, más estable es la temperatura y ,por lo tanto, la detección de anomalías en los perfiles de temperatura se simplifica.

El acceso al tendido de superficie, el cual como se dijo se encuentra por debajo del ducto, se realiza desde las estaciones de bombeo y desde las subestaciones dónde se encuentran las válvulas. En cada uno de estos lugares se encuentra un panel donde los 24 hilos de fibra óptica monomodo del cable de superficie de un tramo del ducto se conectan a los 24 hilos del tendido correspondientes al tramo siguiente. Dos de estos hilos eran utilizados para comunicación, todos los demás estaban disponibles para la medición con el DVS.

Cabe destacar que el tendido de fibra utilizado para la medición contaba además con múltiples empalmes en los trayectos ubicados entre válvulas, y dado que la función principal del tendido era la comunicación vía fibra óptica, las exigencias durante la instalación en cuanto niveles de pérdida en empalmes fueron bajas. Estos factores hicieron necesaria la caracterización de todos los hilos, con el fin de elegir los tramos de fibra que sufrieran menores niveles de pérdida y lograr así la máxima distancia de medición con el DVS. Además se debía evitar los tramos de fibra donde se observaran picos en las curvas del OTDR a fin de evitar que las reflexiones originadas en empalmes defectuosos pudieran dañar el APD del equipo DVS. En la Figura 4.43 se muestra el diagnóstico de las fibras realizado con un OTDR comercial antes de realizar las experiencias con el DVS, donde los escalones corresponden a los empalmes realizados durante el tendido del cable de fibra óptica.

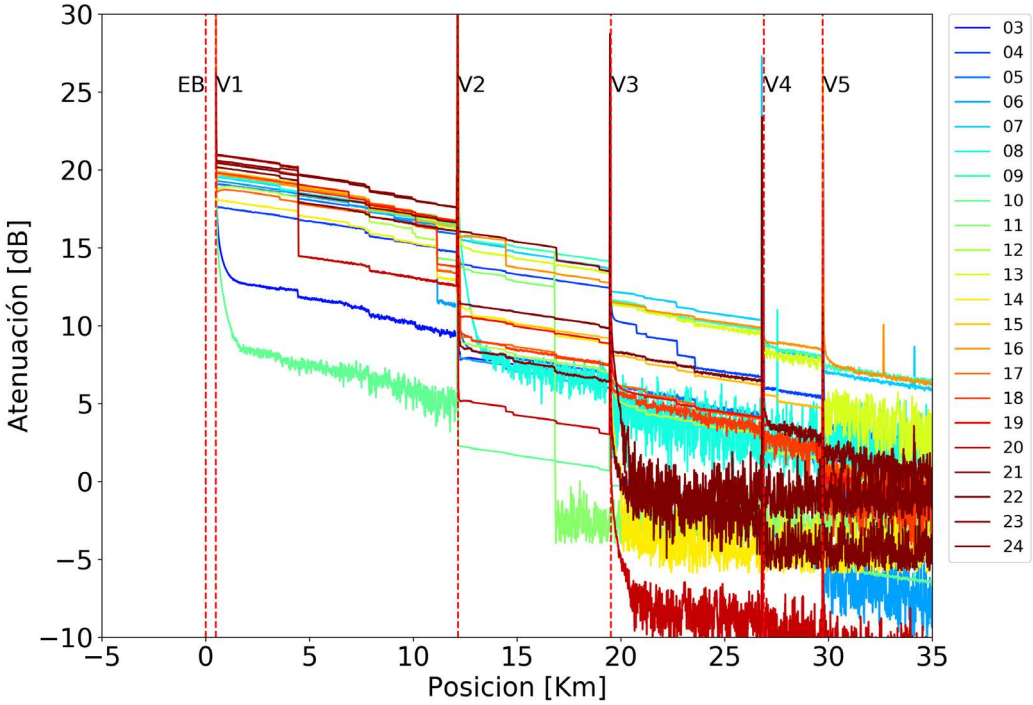


Figura 4.43: curvas de diagnóstico de las fibras del tendido medidas con un OTDR comercial y realizadas desde las válvulas V1 y V2. Los escalones en las curvas entre válvulas corresponden a empalmes defectuosos que reducen el alcance de medición de un sensor distribuido.

4.4.2. Prueba de campo

Tendido circular

Si bien en un primer momento se decidió hacer las pruebas a lo largo de todo el tendido del poliducto, finalmente se optó por realizar un tendido circular entre las válvulas V1 y V2 con el fin de poder comparar la respuesta de la fibra a distintas posiciones (y distancias) bajo las mismas condiciones de perturbación. Para ello, se utilizaron los tramos que presentaban menores niveles de pérdidas y se empalmaron entre ellos en los paneles de las válvulas V1 y V2, ésto para evitar las pérdidas introducidas en los conectores de fibra. En la Figura 4.44 se muestra un detalle de la zona de pruebas, donde se remarcan las posiciones de la estación de bombeo, de las válvulas V1 y V2, del cruce del poliducto con el camino de circunvalación de Villa Mercedes y de la traza por donde se movió la retroexcavadora.

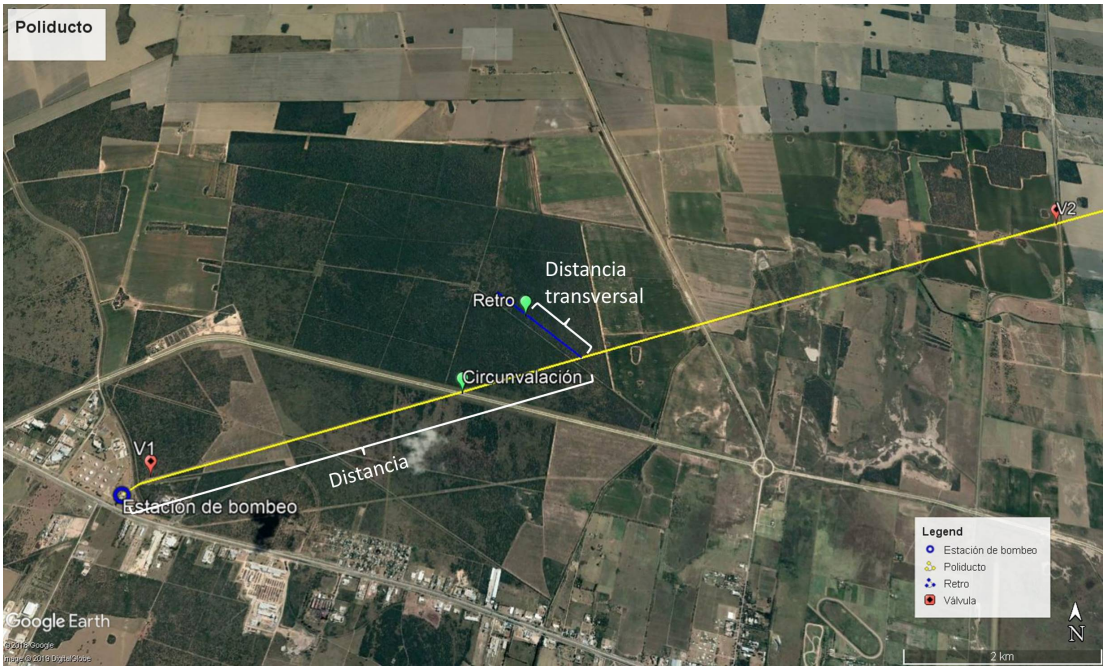
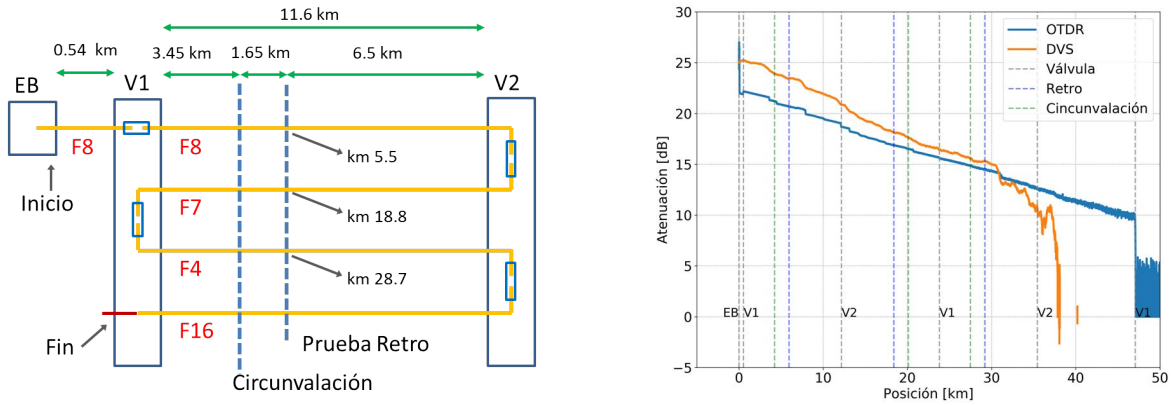


Figura 4.44: detalle del poliducto en la inmediaciones de las válvulas V1 y V2 y entre las cuales se realizó el tendido circular de fibra óptica. Se indican en el mapa el cruce del camino de circunvalación de Villa Mercedes y el lugar donde se realizaron las pruebas con la retroexcavadora.

En la Figura 4.45 se muestra un esquema del tendido circular realizado entre las válvulas V1 y V2 (a), donde se indican los distintos hitos mostrados en el mapa de la figura anterior. En (b) se muestran las mediciones con el OTDR y el DVS en modo C-OTDR, este último promediado en distancia para eliminar la modulación de la señal, donde es posible observar que las tasas de pérdida de la fibra medidas con ambos instrumentos son similares. Como puede observarse, la curva obtenida con el DVS decae más rápidamente luego de los 30 km debido a que los niveles de la señal de retrodispersión se encuentran en los niveles de ruido del APD. Por esta razón el estudio de la respuesta del DVS se hará hasta los 30 km, los cuales equivalen a una pérdida aproximada de 10 dB y que corresponde a los valores de detección máximos ofrecidos por empresas de servicios con equipos comerciales.



(a) (b)

Figura 4.45: a) Esquema del tendido circular realizado entre las válvulas V1 y V2 donde se indican las fibras utilizadas, y los cruces entre el tendido y el camino de circunvalación y el lugar de las pruebas. b) Curvas de atenuación obtenidas con el OTDR comercial y el DVS en modo C-OTDR.

Plan de medición

Como se mencionó al inició de esta sección, las mayores amenazas al tendido del poliducto radican en los trabajos que se pudieran realizar con maquinaria pesada para la nivelación de terreno o cavado de zanjas en las cercanías del ducto. Es por esto que los encargados de la operación del poliducto de YPF exigieron que las pruebas fueran realizadas con una retroexcavadora simulando las condiciones de trabajo reales de este tipo de maquinaria. El lugar elegido se muestra en el mapa satelital de la Figura 4.44 y corresponde a un área de fácil acceso y con la posibilidad de alejarse por lo menos trescientos metros en dirección transversal con el fin de establecer cuál era la máxima distancia de detección de la máquina del ducto y a qué distancia de la cabecera de medición era posible detectarla. Para evitar confusiones en los términos, la distancia entre la máquina y el ducto será denominada "distancia transversalz la distancia entre la máquina y el equipo DVS, paralela al tendido de fibra, será entendida simplemente como "distancia".

Parámetros de operación del equipo DVS

Los parámetros de operación del DVS, respecto a los utilizados en las mediciones en los pozos, difieren de manera marcada dado que los objetivos de la medición son distintos y el largo del tendido de fibra es mucho mayor. En este caso, teniendo en cuenta que no se requiere una alta resolución espacial, se decide aumentar el ancho de pulso hasta 300 ns obteniendo una resolución de espacial de 30 m. Al aumentar el ancho de pulso y manteniendo la potencia pico de los mismos, se aumenta la energía de los pulsos, aumentando también los niveles de señal de la señal de retrodispersión. A la vez que se hace esto, se minimizan los efectos no lineales debidos a la SPM, puesto que al aumentar el ancho de pulso es posible reducir la potencia pico de los mismos manteniendo los niveles de energía. Esto es fundamental teniendo en cuenta que el largo de la fibra es mucho mayor que en experiencias anteriores, y los efectos de SPM son visibles cuanto más largo es el tendido que se quiera medir.

Igualmente, teniendo en cuenta que esta era una prueba de principios destinada más a la detección de las perturbaciones y su posterior caracterización que a probar la capacidad de detección a distancias largas, se priorizó obtener buenos niveles de señal a costa de reducir la

sensibilidad del sensor para distancias largas, como puede observarse en el gráfico de la Figura 4.46.

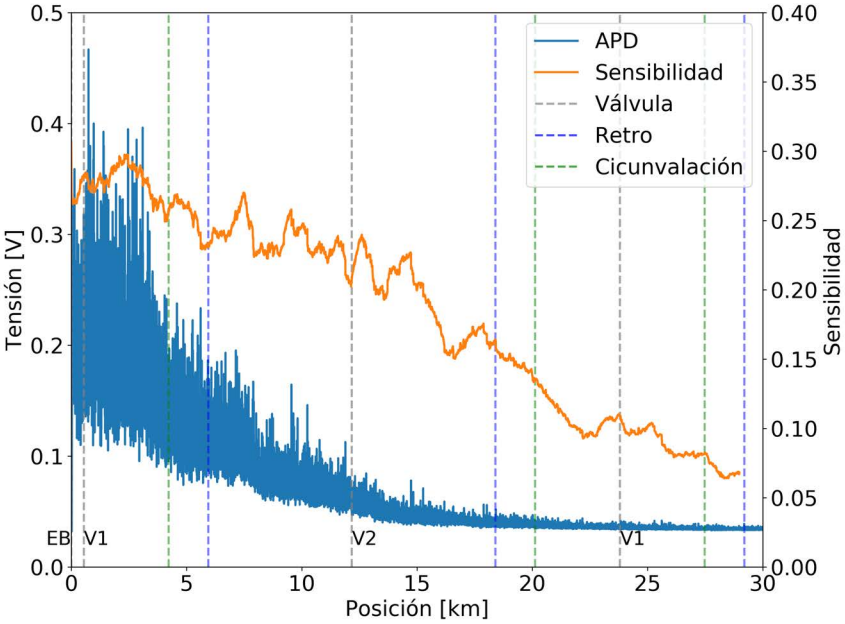


Figura 4.46: señal de retrodispersión medida con el APD (azul) y sensibilidad del DVS (naranja). En los metros finales de medición, además de la pérdida de señal debido a la atenuación del pulso en la fibra, se observa pérdida de sensibilidad del DVS.

En cuanto a la repetición del láser, ésta está limitada como en los demás casos por el largo de la fibra y en este caso se estableció en 2 kHz. La frecuencia de adquisición de la placa fue fijada en 50 MS/s, equivalente a una frecuencia de adquisición espacial de aproximadamente 2 m, lo cual no limita la resolución del sensor que queda determinada por el ancho del pulso.

En lo que concierne al procesamiento de la señal del DVS, en este caso se guardaron tanto los datos procesados de STD como el dato crudo del canal correspondiente a la señal de retrodispersión. Esto último con el fin de implementar luego el procesamiento de los datos consistente en aplicar los filtros más convenientes a la detección de las perturbaciones generadas por las distintas maquinarias que se quieran detectar. Con la tasa de repetición del láser, la frecuencia de adquisición de la placa, y el guardado de un único canal, se obtiene una velocidad de escritura requerida de aproximadamente 76 Mb/s que, en principio, puede ser alcanzada por un único disco rígido. Sin embargo para asegurar el guardado de una copia de seguridad y cierto margen en la velocidad de escritura, se decidió la instalación de ocho discos rígidos en una configuración RAID0. En cuanto a la medición de la STD, ésta se obtuvo luego de aplicar un filtro de media de 20 curvas, reduciendo el nivel de ruido de la señal de retrodispersión, como así también el ancho de banda de detección (100 Hz).

4.4.3. Resultados de la prueba de campo

Primeras mediciones

En la imagen de la Figura 4.47 se muestra la STD para 30 km de medición de la fibra correspondientes a 20 minutos de medición, durante el movimiento de la retroexcavadora y dos camionetas 4x4, desde la ruta de circunvalación hasta el lugar de la prueba por el camino que

se encuentra por arriba de la traza del ducto y del tendido (ver mapa de Figura 4.44). En la imagen es posible observar cómo el patrón de ruido se espeja en las posiciones correspondientes a la válvula V2 (aproximadamente km 12) y V1 (aproximadamente km 24) debido a que el tendido de fibra es circular. Además, se observa cómo la intensidad de la STD para las mismas perturbaciones decrece con el largo de la fibra, lo cual era esperable teniendo en cuenta el descenso de sensibilidad visto en el gráfico de la Figura 4.46.

En la Figura 4.48 se muestra un detalle de la imagen anterior, donde en los primeros instantes de la medición se observa una perturbación fija en la posición de la intersección del ducto y el camino de circunvalación, lo cual obedece a que la retroexcavadora se encuentra con el motor regulando y transfiere la vibración del motor al suelo, que luego es medida con la fibra en la posición exacta donde se encuentra la máquina. Luego se observa el movimiento de una de las camionetas hacia el lugar donde se realizan las pruebas, pudiendose distinguir en todo momento la trayectoria. Lo mismo ocurre con el movimiento de la retroexcavadora, la cual genera mayores niveles de perturbación debido a que ésta es mucho más pesada (mayor a 10 T), si bien la velocidad de la máquina es menor respecto a los otros vehículos (notar que la pendiente es mayor al caso anterior). Por último se observa el movimiento de la segunda camioneta al lugar de las pruebas. En la imagen es posible observar el pasaje de camiones por el camino de circunvalanción, donde se distinguen ambos sentidos de movimiento.

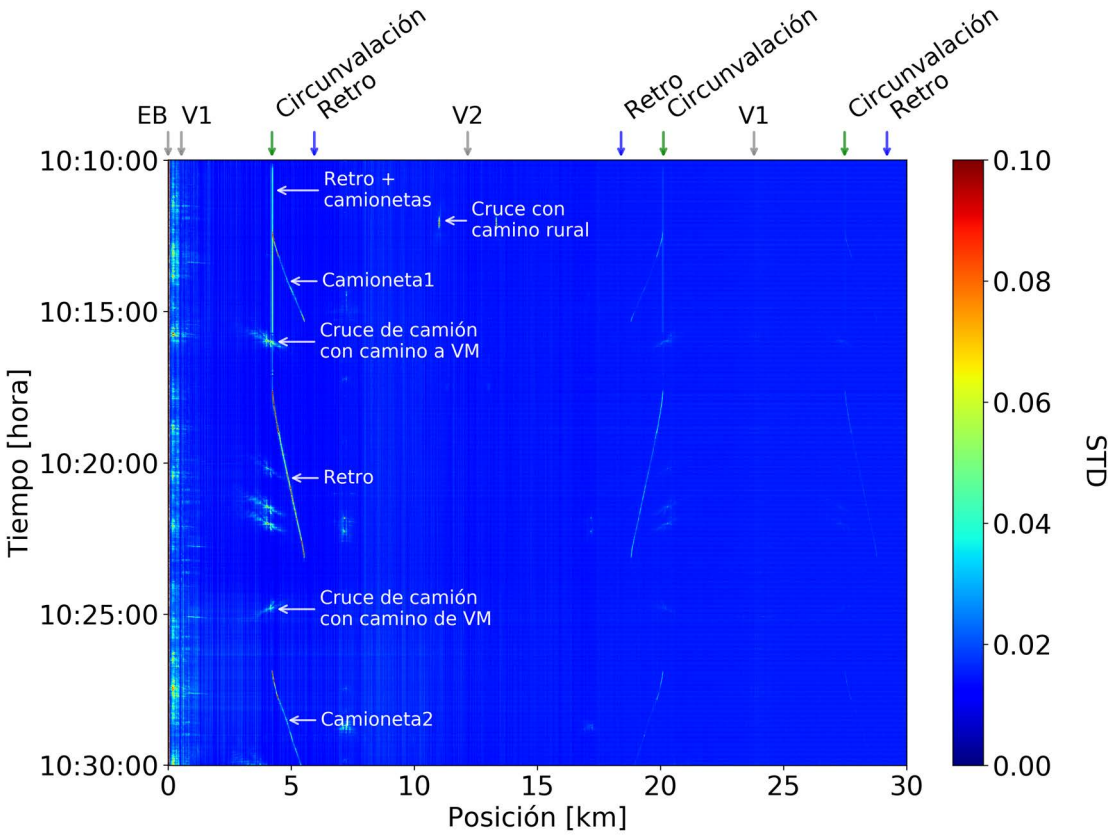


Figura 4.47: imagen de la STD correspondientes a 20 minutos de medición durante la movilización de la retroexcavadora y dos camionetas desde el camino de circunvalación al lugar de las pruebas. Es posible observar el movimiento de los vehículos realizado sobre el ducto. Se observa también las mediciones espejadas respecto a la válvulas V2 y V1 debido a la utilización de un tendido circular. La pérdida de la señal se explica con la disminución de la sensibilidad mostrada anteriormente.

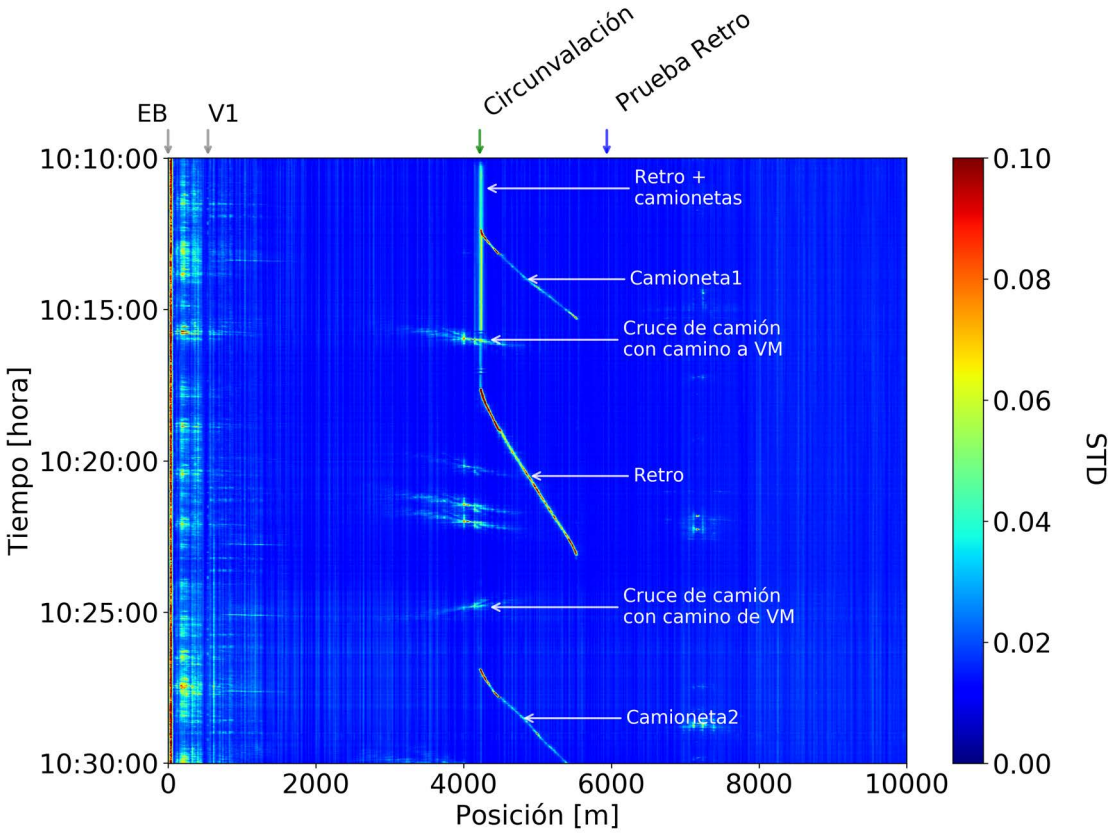


Figura 4.48: detalle del movimiento de la retroexcavadora y dos camionetas desde el camino de circunvalación al lugar de la prueba yendo por el camino que se encuentra arriba del poliducto. La perturbación fija en la posición de la circunvalación corresponde a la retroexcavadora situada sobre la traza del ducto con el motor regulando.

Estos resultados, si bien muestran que es posible detectar el movimiento de distintos vehículos que atraviesan el ducto o lo hacen a lo largo del mismo, no permiten distinguir a qué tipo de vehículo corresponde cada perturbación. Es decir que, además de la STD, es preciso encontrar otras variables que permitan discriminar entre distintos tipos de maquinarias.

Estudio en frecuencias

El paso más inmediato luego de considerar la STD consiste en estudiar el espectro de frecuencias de la señal adquirida con el DVS durante la operación de la retroexcavadora. Para ello, además de la adquisición del dato procesado STD, se decidió la adquisición del dato crudo del sensor durante las operaciones típicas de la maquinaría como ser: la excavación del terreno con la pala y el rellenado del pozo. Para realizar la primera de estas operaciones la retroexcavadora desciende los estabilizadores y luego procede a la operación de palado. Antes de comenzar la excavación (y con los estabilizadores en funcionamiento), el motor de la retroexcavadora se encuentra regulando, transmitiendo gran parte de las vibraciones al suelo. Por el contrario, cuando el motor es puesto en marcha y acelerado para realizar las distintas operaciones, se observa en general que las vibraciones disminuyen. Los motores de este tipo de maquinarias son de tecnología diesel los cuales, cuando se encuentran regulando, trabajan en un rango de 800 a 1500 rpm dependiendo del motor, y éstos son los rangos de frecuencia que esperan ser detectados con el DVS.

En la Figura 4.49 se muestra una imagen STD de la retroexacavdora realizando las operaciones antes mencionadas en la posición aproximada del km 5.5 y a una distancia transversal al ducto de 5 m. En la imagen se indican los distintos instantes en los cuales la retroexcavadora se encuentra en un primer momento regulando con los estabilizadores dispuestos, luego es posible observar los golpes de pala al suelo durante la excavación y, por último, es posible observar las perturbaciones mientras el vehículo rellena y aplana el pozo con la pala. Cabe destacar que si bien la maquinaria se encuentra próxima al ducto, las vibraciones generadas por las camionetas a igual distancia de la retroexcavadora, ya sea regulando o acelerando, eran muy débiles para ser medidas.

En la Figura 4.50 se muestra la descomposición en frecuencias de la señal DVS para los instantes en los cuales se realizaron las distintas operaciones mencionadas (regulando, golpe de pala y aplanado, respectivamente). Para ello se aplicó el algoritmo de la Transformada Rápida de Fourier (FFT) cada 10 segundos de medición y se promediaron por lo menos seis de ellas para reducir el ruido (es decir que la descomposición se obtiene de, por lo menos, un minuto de medición). Además, teniendo en cuenta que la resolución del DVS es mucho mayor a la distancia de muestreo, se realizó un promediado en distancia para suavizar la imagen. En este caso se muestra un detalle a baja frecuencia (0-90 Hz) que es dónde se observan los mayores cambios.

Para el caso en el que la retroexcavadora se encuentra regulando con los estabilizadores en el suelo, es posible observar frecuencias determinadas, de las cuales la más intensa se encuentra a los 23 Hz (1380 rpm), que corresponde a las vibraciones transmitidas por el motor al suelo mientras éste se encuentra regulando. Además, se observan otras frecuencias múltiplo de la fundamental en 46 Hz y 69 Hz, y dos picos más en 53.9 Hz y 77 Hz. Por el contrario, durante los golpes de pala, el rellenado del pozo y el aplanado del mismo, no se distinguen frecuencias características sino un continuo y las frecuencias son todas menores a los 25 Hz. En los tres casos las perturbaciones se encuentran bien localizadas en posición.

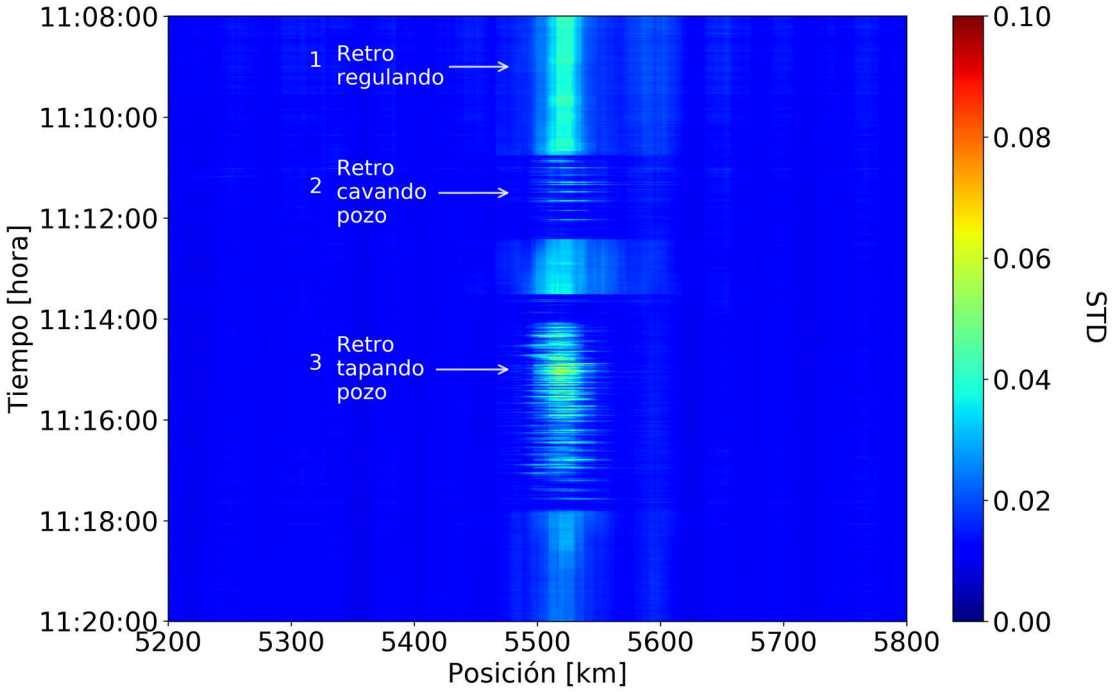


Figura 4.49: perturbación medida con el DVS durante los trabajos de la retroexcavadora a 5m del ducto. Se indican en la STD los instantes en los cuales la máquina regula con los estabilizadores en el suelo, realiza golpes de pala durante la excavación y rellena el pozo mientras aplana el terreno.

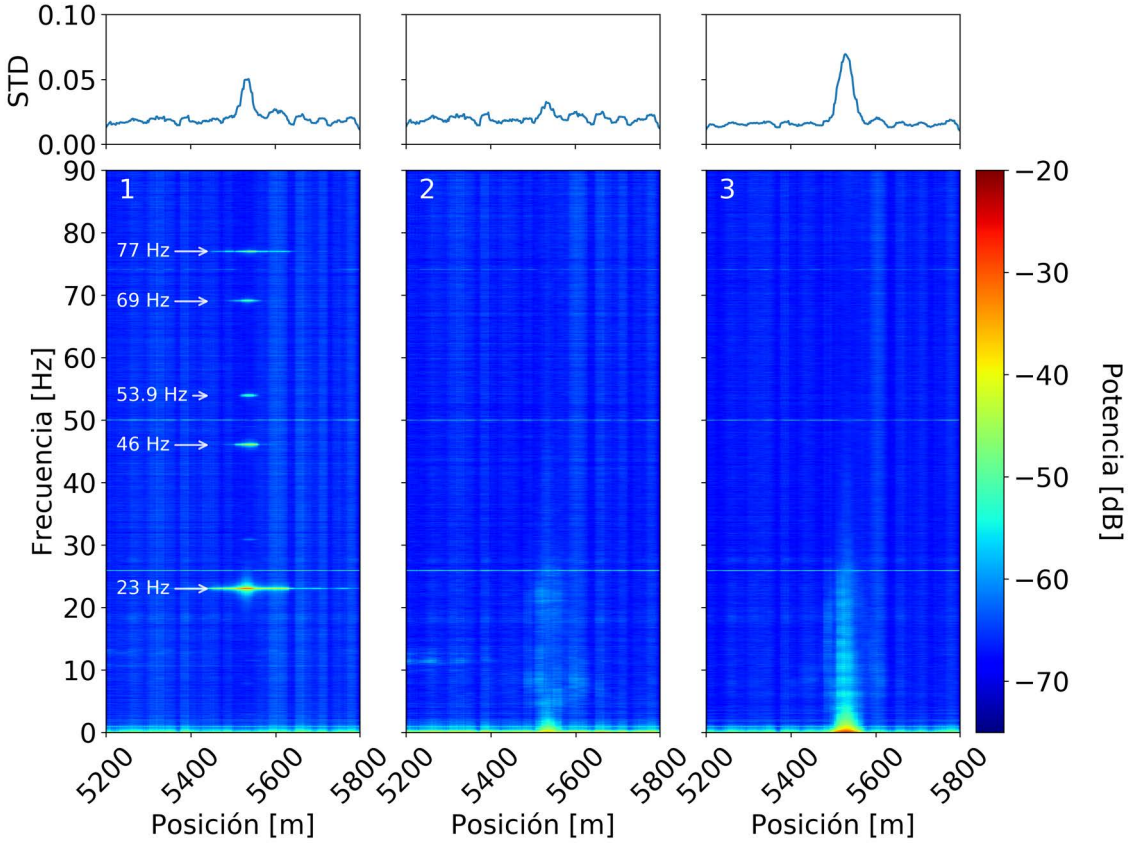


Figura 4.50: descomposición espectral de la señal del DVS para los tres momentos indicados anteriormente. Cuando la retroexcavadora regula con los estabilizadores bajos (1) se observan picos en el espectro de frecuencias localizados en la posición de la perturbación. Los golpes de pala durante la excavación (2), y el tapado del pozo y aplanado del terreno (3) están caracterizados por un continuo de componentes de baja frecuencia menor a los 25 Hz.

A continuación, se realizaron las mismas pruebas a distintas distancias transversales al ducto para 50 m, 100 m, y 150 m. En la Figura 4.51 se muestra la imagen STD para las cuatro distancias que corresponden a cuatro minutos de medición cada una. En los cuatro casos es posible distinguir la retroexcavadora regulando con los estabilizadores en el suelo, y sólo para los dos casos más cercanos es posible distinguir los golpes de pala, si bien para el caso de 50m son apenas perceptibles.

En la Figura 4.52 se muestran las correspondientes descomposiciones espectrales realizadas únicamente para los instantes en los cuales la máquina se encuentra regulando. Aquí la componente correspondiente a la frecuencia fundamental de 23 Hz se observa para todos los casos, al igual que la de 77 Hz si bien ésta es más débil que la anterior.

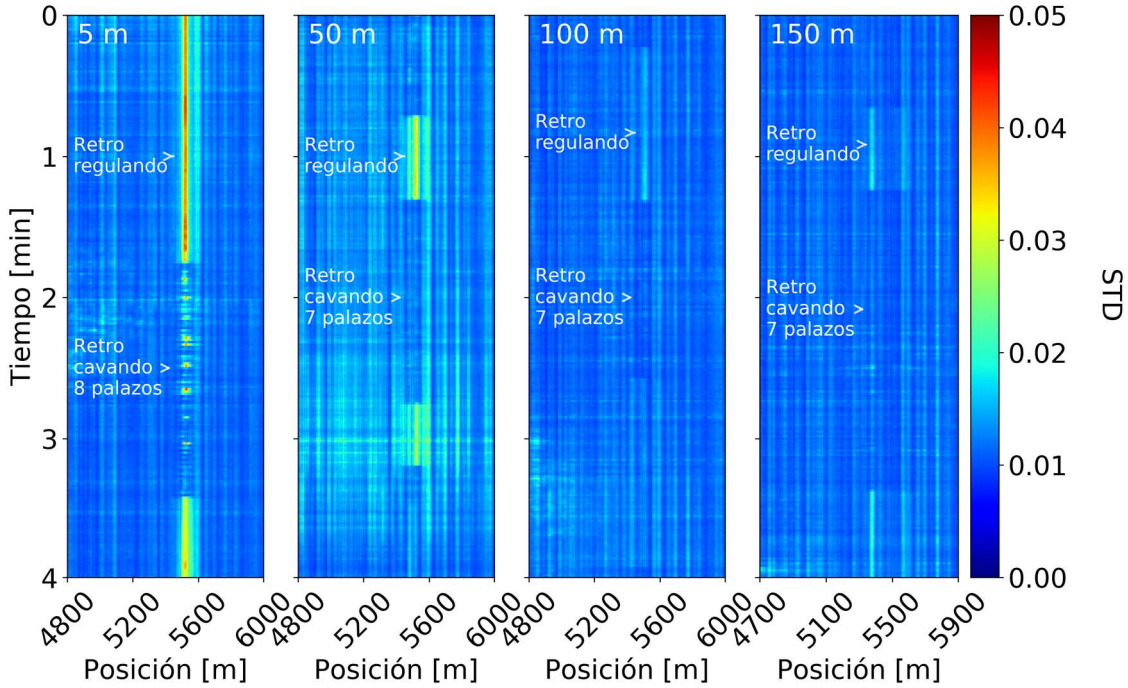


Figura 4.51: imagen STD correspondiente a cuatro minutos de medición para cuatro distancias transversales al ducto. A medida que la retroexcavadora se aleja del ducto, los niveles de perturbación medidos con la fibra óptica disminuyen.

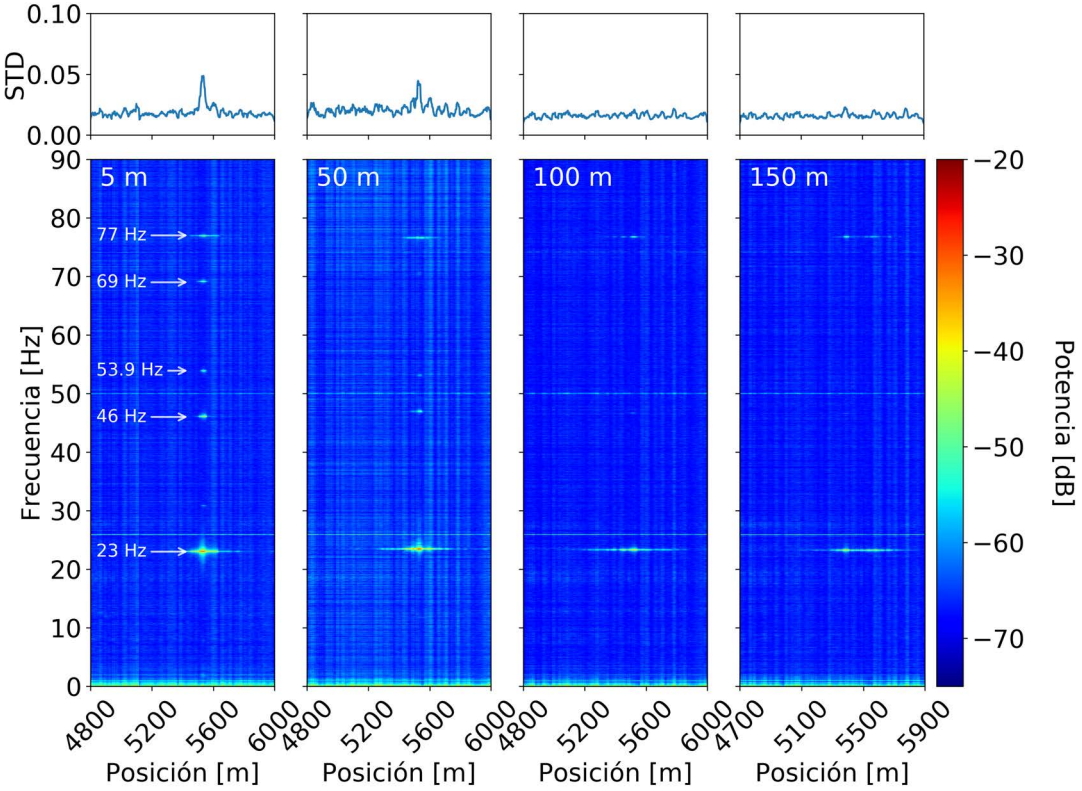


Figura 4.52: descomposición espectral de la señal DVS cuando la máquina se encuentra regulando con los estabilizadores en el suelo para los cuatro casos de la Figura anterior. En todos los casos es posible observar la componente de 23 Hz asociada a las revoluciones del motor, si bien la perturbación en la STD es apenas distinguible para los casos de 100 m y 150 m.

4.4.4. Conclusiones

Los resultados de las mediciones en Villa Mercedes dejan en claro la posibilidad de distinguir amenazas a la integridad de los ductos haciendo uso del sensor DVS. Sin embargo el desarrollo de un sistema que genere alarmas a partir de las mediciones realizadas con el sensor requiere de una implementación robusta a la que se le debe exigir, no sólo la detección de posibles amenazas, sino también, eficacia ante falsos positivos. La caracterización de la retroexcavadora en el espacio de frecuencias de las vibraciones generadas por el motor de la máquina y transmitidas al suelo por los estabilizadores es auspiciosa para la futura implementación de un sistema de alarmas. Sin embargo son necesarias más pruebas para caracterizar otro tipo de maquinaria y cambiando las condiciones del suelo ya sea por su tipo o los niveles de humedad del mismo.

En cuanto al equipo DVS dedicado a la prevención de daños por terceros, éste debe ser optimizado para su utilización a distancias largas manteniendo los niveles de sensibilidad estables en todo el largo del tendido. Para ello se propone la amplificación óptica, mediante otro EDFA, de la señal de retrodispersión de manera de poder disminuir los niveles de energía de los pulsos de entrada, y reducir los efectos no lineales en la fibra que afectan la sensibilidad del sensor. Este tipo de configuración permitiría, además, la utilización de otro tipo de fotodiodos de juntura PN o PIN, reduciendo los niveles de ruido del equipo y de los costos del mismo.

Conclusiones generales

En este trabajo de presentaron los resultados de las mediciones realizadas con el sensor acústico-vibracional distribuido de fibra óptica, diseñado primero en el laboratorio y luego desarrollado como equipo de campo, en un pozo productor de condensado de gas retrógrado de tight gas y en cuatro pozos inyectores de fluido. La primera parte del trabajo estuvo dedicada al diseño del equipo que incluyó la elección de los componentes y el armado del primer prototipo con instrumentación de laboratorio. Luego, se pasó al armado del equipo de campo que requirió el montaje en un gabinete cerrado con el fin de otorgarle robustez y maniobrabilidad al armado, y evitar el daño de los componentes debido a la presencia de polvo y la gran amplitud térmica presente en los lugares de medición. Para el armado del equipo de campo, se puso especial interés en evitar la utilización de instrumentación de laboratorio por varias razones. En primer lugar, este tipo de instrumentación está diseñada para utilizarse en condiciones de limpieza típicas de un laboratorio; además, el costo de este tipo de componentes es elevado y los costos se multiplican al fabricar cinco de estos sensores. Por último, la cantidad de funcionalidades encontradas en la instrumentación de laboratorio excede a las requeridas en el campo, y su utilización debe ser priorizada para la investigación en laboratorio. Bajo estas premisas se desarrolló la fuente de pulsos láser que, además de contemplar todas las funcionalidades requeridas, su fabricación es de bajo costo y admite el control de todos los parámetros via la PC, permitiendo el control remoto del equipo. Una mención especial debe hacerse sobre el software de adquisición, el cual requirió la utilización de herramientas computacionales dedicadas al *multithreading* para asegurar el funcionamiento esperado del equipo. En primer lugar, el software debía asegurar el correcto guardado de los datos, de manera continua y sin pérdida, y por largos tiempo de medición. Además debía ser capaz de realizar el procesamiento en tiempo real del dato crudo y la visualización de los datos procesados; y, lo que no es menor, debía interrumpir la medición en caso de mal funcionamiento, para asegurar que el dato guardado y visualizado sea el esperado o, en caso contrario, para cambiar los parámetros de medición o procesamiento hasta asegurar el correcto funcionamiento.

Luego, se describieron los procedimientos de campo efectuados para la instalación permanente del capilar en un pozo. En esta parte del trabajo se puso especial interés en describir no sólo el procedimiento de instalación del capilar, sino también cada una de las partes que conforman la instalación y la función que cumple cada una de ellas dentro del procedimiento. Si bien la descripción detallada del procedimiento puede parecer tediosa, el objetivo de esta sección fue dar cuenta de todos los factores que debieron considerarse para que la instalación fuera exitosa, tanto del punto de vista de la medición como de los aspectos de seguridad (tanto del personal como de las instalaciones). Cabe destacar que el éxito en la instalación del capilar realizada en los distintos pozos fue producto de la coordinación de los distintos actores que hicieron parte de la operación. Además de los integrantes del LSF, debe mencionarse la tarea de la empresa Tolket en el diseño y fabricación de los distintos componentes dedicados a la instalación (sujetador, tubo protector, etc.) y al diseño de los distintos procedimientos de instalación desde un extremo del capilar al otro, desde la barra de peso hasta el trailer de medición. A ellos se le suman el

personal de las empresas de servicios, dedicados generalmente a la operación con alambre, la cual, si bien es similar a la operación de bajada de capilar, no requiere los cuidados que deben ser tenidos en cuenta a fin de asegurar la integridad de las fibras dentro del capilar.

Los resultados obtenidos con el DVS en la medición en el pozo de tight gas del yacimiento de EFO permitieron confirmar el régimen de flujo de tipo slug, el cual, si bien los ingenieros de reservorios de YPF inferían por las mediciones de superficie, fue confirmado por el DVS gracias a la capacidad de detectar el ascenso de las columnas de líquido por el tubo de producción. Dada la complejidad del régimen de producción típico de los pozos del yacimiento de tight gas de EFO, en los cuales la producción de gas viene acompañada por la producción de cantidades no despreciables de líquido (agua y petróleo), fue necesaria la utilización de modelos adaptados a la problemática de producción específicos de este yacimiento. Gracias a la buena correlación de estos modelos con las mediciones realizadas en muchos de los pozos del yacimiento, fue posible estimar la caída de presión en el tubing y, con eso, los factores de volumen de las distintas fases obtenidos de las curvas halladas previamente con el ensayo PVT. Con los factores de volumen hallados, fue posible pasar las mediciones de caudal obtenidas con el separador en superficie en CNPT a las condiciones en fondo del pozo, donde se había estimado la caída de presión. La buena correlación entre la medición de caudal obtenida a partir de la medición de la velocidad de los slugs en el fondo del pozo y la medición del separador llevada a esa profundidad, permitió validar el método de medición de caudal por slugs. Respaldados por este resultado, se estimó el perfil de producción en la zona de punzados para los distintos orificios de estrangulamiento, observando que el 60 % de la producción proviene de las tres etapas superiores. Además, el hecho de observar los slugs únicamente a partir de las etapas medias indica que la producción de líquido ocurre mayormente en estos punzados, lo cual resulta una confirmación de las mediciones realizadas previamente con el PLT.

El mismo método de medición de la velocidad de la perturbación generada en la interfase entre dos líquidos de inyección con distintas propiedades de viscosidad y temperatura, permitió estimar el caudal de inyección en los pozos inyectores del yacimiento de Grimbeek durante la etapa de recuperación terciaria de hidrocarburos en pozos convencionales. Con los dos métodos de medición de caudal, basados en la detección de la interfase entre los fluidos con los equipos DVS y DTS, se obtuvieron mediciones similares tanto en el tubing como en la etapa de punzados. En esta zona se observó que en todos los pozos, la mayor parte del fluido ingresa por las etapas superiores de punzados. Este es un resultado de importancia pues permite a la empresa operadora (YPF) obtener un diagnóstico del perfil de admisión y, en base a éste, decidir la intervención del pozo a fin de volver a estimular las etapas inferiores por las cuales no ingresa fluido.

Por último, el sistema DVS fue utilizado para realizar una prueba de factibilidad para su implementación en un sistema de alarmas de prevención de daños a los ductos que transportan hidrocarburos o productos ya refinados. La prueba fue realizada en la localidad de Villa Mercedes haciendo uso del tendido de fibra óptica enterrado próximo al ducto y utilizado para la comunicación de las estaciones de bombeo dispuestas a lo largo del poliducto. La prueba estuvo dedicada a la detección de maquinaria pesada, en especial de una retoexcavadora, la cual es frecuentemente utilizada en la localidad para la remoción de terreno y mantenimiento de los campos, en el contexto de los frecuentes anegamientos que ocurren en la cuenca de El Morro. Las pruebas permitieron detectar no sólo vehículos pesados, sino también el pasaje de vehículos livianos por encima del ducto. En particular, se verificó que es posible discriminar las perturbaciones provenientes de la retroexcavadora si se tiene en cuenta la descomposición espectral de la señal del DVS. Se encontró que aún a una distancia de 150 m del ducto, existía una componente a 23 Hz debido a las vibraciones del motor transmitidas al suelo a través de los estabilizadores de la maquinaria.

En la actualidad, el equipo DVS está siendo utilizados bajo licencia por la empresa Sur Tecnologías S.A.S. en el marco de los contratos que tiene con YPF para el desarrollo de un sistema de prevención de daños por terceros para el poliducto en la localidad de Villa Mercedes y para la medición en otros pozos del yacimiento de EFO.

Apéndice A

Automodulación de fase

En esta sección usaremos como referencia el tratamiento por realizado por G.P. Agrawal [46] y por S. P. Singh y N. Singh [47]. Este fenómeno no lineal puede ser comprendido a partir de escribir el vector de polarización eléctrica como un desarrollo en serie del campo eléctrico E

$$P = \epsilon_0 \chi^{(1)} E + \epsilon_0 \chi^{(2)} E^2 + \epsilon_0 \chi^{(3)} E^3 + ..., \tag{A.1}$$

donde ϵ_0 es la permitividad eléctrica y $\chi^{(k)}$ es la susceptibilidad de orden k. Con esto se puede definir un vector de polarización con una parte lineal y otra no lineal

$$P = P_L + P_{NL}. \tag{A.2}$$

Si se plantean las ecuaciones de Maxwell para un pulso propagante por una fibra óptica se obtiene la siguiente ecuación

$$i\frac{\partial A}{\partial z} = -\frac{i\alpha}{2}A + \frac{\beta_2}{2}\frac{\partial A}{\partial T^2} - \gamma|A|^2 A, \tag{A.3}$$

donde A es la función envolvente del pulso, α la atenuación en la fibra, β_2 es el segundo orden del número de onda $\beta(\omega)$, y $\gamma = \frac{n_2\omega_2}{cA_{eff}}$ donde n_2 es el termino de tercer orden del índice de refracción n expandido en E y A_{eff} es el diámetro del modo de la fibra. Con esto se puede definir los dos parámetros L_D y L_{NL}

$$L_D = \frac{T_0^2}{|\beta_2|}, \tag{A.4}$$

$$L_{NL} = \frac{1}{\gamma P_0}, \tag{A.5}$$

donde T_0 y P_0 son el ancho del pulso y potencia pico, respectivamente. Estos dos parámetros tienen unidades de distancia y están asociadas a las distancias a partir de las cuales los efectos de GVD y SPM se hacen visibles. En el caso de que el largo de la fibra L sea tal que $L << L_{NL}$ y $L << L_D$ entonces los efectos de dispersión por velocidad de grupo y automodulación de fase son despreciables. Con los parámetros típicos de operación del DVS en cuanto potencia pico y ancho de pulso se cumple que L y L_{NL} son del mismo orden, y al mismo tiempo $L_D >> L$, es decir que los efectos de SPM deben ser tenidos en cuenta mientras que los de GVD pueden considerarse despreciables. Por lo tanto, la ecuación (A.3) se simplifica de la forma

$$\frac{\partial U}{\partial z} = \frac{i\exp(-\alpha z)}{L_{NL}}|U|^2 U, \tag{A.6}$$

donde antes se propuso una solución del tipo

$$A(z,\tau) = \sqrt(P_0)\exp(-\alpha z/2)U(z,\tau), \tag{A.7}$$

donde τ es el tiempo normalizado al ancho de pulso T_0 y $U(z,\tau)$ es el perfil del pulso normalizado en potencia y tiempo. Teniendo en cuenta estas aproximaciones y proponiendo una solución para U es posible obtener el ensanchamiento espectral de un pulso a medida que este viaja por la fibra. Si se propone una solución del tipo

$$U = V\exp(i\phi_{NL}), \tag{A.8}$$

y se resuelve la ecuación (A.6) es su parte real e imaginaria, se obtiene una solución del tipo

$$U(L,T) = U(0,T)\exp(i\phi_{NL}(L,T)), \tag{A.9}$$

donde

$$\phi_{NL}(L,T) = |U(0,T)|^2(L_{eff}/L_{NL}), \tag{A.10}$$

$$, L_{eff} = [1 - exp(-\alpha L)]/\alpha \tag{A.11}$$

Apéndice B

Sensor de InGaAs

En cuanto al tipo de sensor utilizado se decidió la utilización de sensores de InGaAs los cuales muestran los mejores niveles de respuesta en el rango de los 1550 nm (ver Figura B.1).

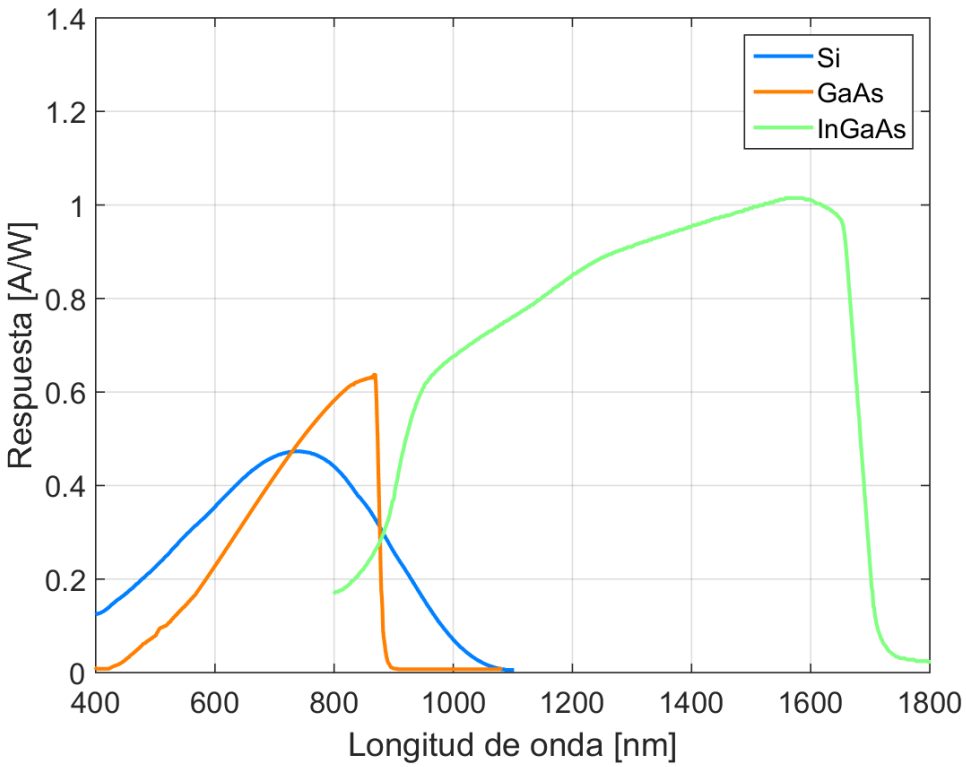


Figura B.1: respuesta de sensores de Silicio, GaAs e InGaAS. Curvas tomadas de la Ref. [51].

Fotodiodo de juntura PN

El fotodiodo de tipo PN se construye a partir de dos materiales semiconductores de tipo P y N, que al ponerlos en contacto generan un reordenamiento de sus cargas que delimitan la zona de depleción (Figura B.2).

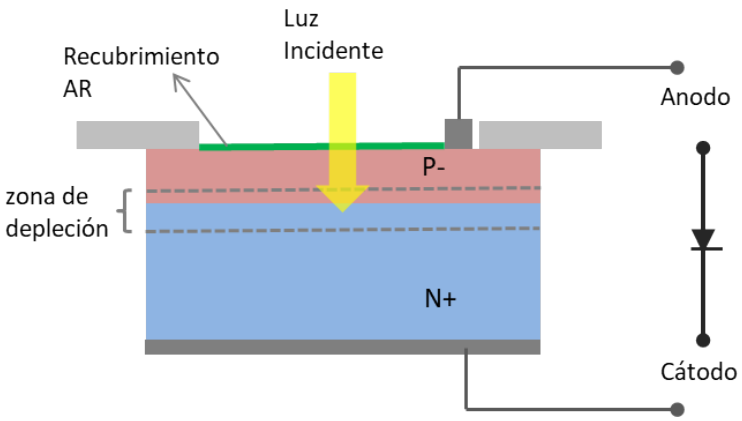


Figura B.2: esquema de fotodiodo de juntura PN.

Cuando un fotón incide en la zona de depleción con suficiente energía para crear un par electrón-hueco se genera una fotocorriente I_L cuya intensidad está dada por la relación

$$I_L = R_\lambda P_\lambda, \tag{B.1}$$

donde R_λ la respuesta del sensor en 1550 nm y P_λ es la potencia óptica de la señal medida. La conversión de corriente a tensión se realiza con un circuito de carga, que consiste en una resistencia de carga o en un circuito de transimpedancia utilizando un amplificador operacional (op-amp). De esta manera, la conversión está dada por

$$V_R = R_{carga} I_L, \tag{B.2}$$

donde R_{carga} es la resistencia de carga o de retroalimentación al utilizar una resistencia o un op-amp como circuito de carga, respectivamente.

En ambos casos el circuito es polarizado en inversa, es decir el cátodo a la terminal negativa y el ánodo a la terminal positiva de una fuente de tensión. La polarización del circuito se realiza para aumentar el rango lineal del sensor, asegurándonos que las curvas de carga se encuentren en la zona lineal de las curvas I-V del diodo. La tensión de polarización es de unos pocos volts (en el rango de los 0-12V), lejos de la zona de ruptura del diodo (50V para los sensores de InGaAs). La polarización en inversa del fotodiodo, además de aumentar el rango lineal del sensor, al aumentar el ancho de la zona de depleción reduce significativamente la capacidad de juntura del sensor (C). De esta manera, se reduce el tiempo de respuesta (t_{RC}) del sensor que está dado por

$$t_{RC} = 2{,}2 C R_{carga}. \tag{B.3}$$

La mayor contribución de ruido, en los niveles de potencia de nuestro sensor, proviene del ruido estadístico o (shot-noise) en la medición de la corriente, el cual se genera debido a la naturaleza discreta de los electrones como portadores de corriente. La distribución de este ruido es poissoniana, pero para los niveles de potencia de interés puede ser considerada gaussiana con un ancho de [52],

$$I_s = \sqrt{2qBw(I_L + I_{DC})}, \tag{B.4}$$

donde q es la carga del electrón, Bw es el ancho de banda del detector (que puede ser estimado como la inversa del tiempo de respuesta del mismo), I_L la fotocorriente e I_{DC} la corriente de oscuridad del sensor estimada en el orden de los nA. En cuanto a la respuesta

espectral del ruido estadístico ésta es plana. En cuanto a los niveles de ruido hay que tener en cuenta la fórmula del ruido estadístico y luego se considera el valor de la relación señal a ruido (SNR_{DET}) de la medición, dada por

$$SNR_{DET} = \frac{I_L}{I_s}. \tag{B.5}$$

De aquí se deduce que la relación señal a ruido mejora como la raíz cuadrada de la fotocorriente, es decir que cuanto mayor sea el nivel de fotocorriente, y por lo tanto de señal, menor será el ruido relativo de la medición.

Fotodiodo de avalancha APD

El fotodiodo de avalancha (APD) es un fotodiodo de juntura PIN el cual es polarizado en inversa con niveles de tensión cercanos a la ruptura. En primer lugar, al utilizar un sensor de tipo PIN, es decir con un material intrínseco fotosensible entre la juntura PN, se aumenta la sensibilidad al aumentar la zona de depleción y además se reduce la capacidad aumentando el ancho de banda del sensor. Al polarizar al sensor próximo a la tensión de ruptura, se favorece el fenómeno de avalancha de los portadores en la zona de depleción. Al aumentar la tensión entre las caras, los portadores de carga que aportan a la fotocorriente son acelerados con energías mayores al bandgap, generando nuevos portadores por efecto avalancha (Figura B.3).

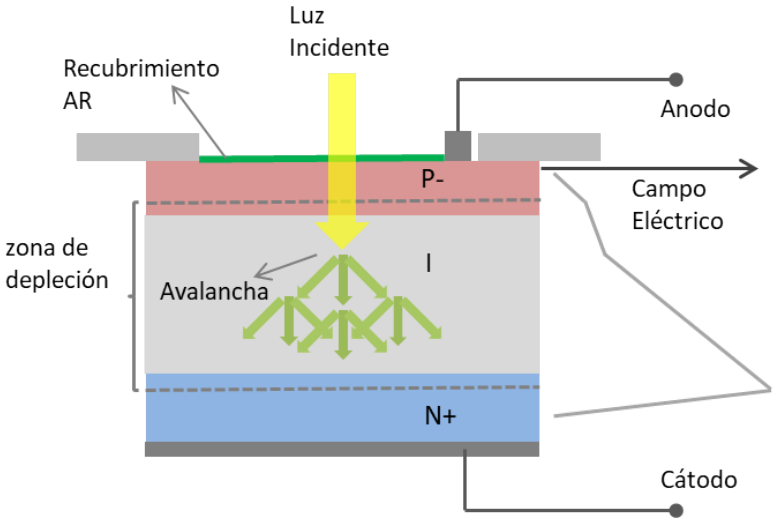


Figura B.3: esquema de fotodiodo de avalancha APD.

En este caso la fotocorriente es multiplicada por un factor de multiplicación M, obteniendo la siguiente relación para la fotocorriente

$$I_L = R_\lambda P_\lambda M. \tag{B.6}$$

El valor de M varía en función del tipo se sensor, material y fabricante. Valores usuales son de hasta 500 para el silicio y del orden de 10 para el InGaAs. Al considerar el ruido, ahora se debe tener en cuenta que la corriente de oscuridad tiene una componente de volumen I_{DB} la cual también es amplificada en un factor M, y una corriente de superficie I_{DS}. La corriente de oscuridad total, es entonces

$$I_{DC} = I_{DS} + I_{DB}M. \tag{B.7}$$

Para el caso del InGaAs estos valores están en el orden del nA. Teniendo en cuenta esto se puede estimar el ruido del detector como el ruido estadístico o shot-noise correspondiente a la fotocorriente (I_{sL}) despreciando el ruido estadístico aportado por la corriente de oscuridad [53] [54]

$$I_{sL} = \sqrt{2qI_L MBwF}, \tag{B.8}$$

donde F es un factor de exceso de ruido debido a que la multiplicación es un proceso estadístico y a que la tasa de multiplicación para huecos y electrones no es la misma (típicamente, en sensores de InGaAs F es del orden de 5.5). Al igual que en el fotodiodo de juntura PN, la respuesta espectral del ruido estadístico es plana.

Referencias

[1] G.L. Chierici, 1989. Principi di Ingenieria dei Giacimenti Petroliferi. Agip S.p.A.

[2] F. H. Poettmann, 1951. The Calculation of Pressure Drop in the Flow of Natural Gas through Pipe. Petroleum Transactions, AIME. Vol. 192.

[3] White, Frank, 2008. Mecánica de Fluidos (6ª edición). McGraw-Hill.

[4] A.S. Kaya, C. Sarica,J.P. Brill, 2001. Mechanistic Modeling of Two-Phase Flow in Deviated Wells. SPE-72998-PA.

[5] A.M. Ansari, C. Sarica, O. Shoham, J.P. Brill. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. SPE-20630-PA.

[6] J. P. Lovecchio, L.O. Rebori, P. Marshall, G. Vergani. Hidrocarburos convencionales y no convencionales, 2013. Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Volumen 23 número 134 agosto - septiembre 2013

[7] Cander, H., 2012, AAPG Search and Discovery Nbr. 80217

[8] https://en.wikipedia.org/wiki/List-of-components-of-oil-drilling-rigs

[9] https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/christmas-tree.aspx

[10] http://www.crestps.com/petroleum-and-gas-process-products/separation/

[11] https://www.emerson.com/es-es/automation/measurement-instrumentation/flow-measurement/coriolis-flow-meters

[12] E. Barrett, I. Abbasy, Z. You, P. Bedrikovetsky, 2012. Fiber Determining Gas Flow Rate and Formation Thermal Conductivity from Pressure and Temperature Profiles in Vertical Well. SPE 152034.

[13] E. Barrett, I. Abbasy, Z. You, P. Bedrikovetsky, 2012. Determining Rate Profile in Gas Wells from Pressure and Temperature Distributions. IPTC 17041.

[14] George Brown, 2013. The Essentials of Fiber-Optic Distributed Temperature Analysis. Schlumberger.

[15] M. Tabatabaei, X. Tan, D. Hill, D Zhu, 2011. Well Performance Diagnosis with Temperature Profile Measurements. SPE 147448.

[16] E. Barrett, I. Abbasy, Z. You, P. Bedrikovetsky, 2012. Determining Rate Profile in Gas Wells from Pressure and Temperature Distributions. IPTC 17041.

[17] Juun van der Horst, Hans den Boer, Peter in't Panhuis, Roel Kusters, Dayeeta Roy, 2013. Fiber Optic Sensing for Improved Wellbore Surveillance. IPTC 16873.

[18] Peter in't Panhuis, Hans den Boer, Juun van der Horst, 2013. Flow Monitoring and Production Profiling Using DAS. SPE-170917-MS.

[19] Rakesh Paleja, Daria Mustafina, Peter in't Panhuis, Timothy Park, David Randell, Juun van der Horst, 2015. Velocity Tracking for Flow Monitoring and Production Profiling Using Distributed Acoustic Sensing. SPE-174823-MS.

[20] J. Xiao, M. Farhadiroushan, A. Clarke, Q Khalifa, A. Mulhem, H. Forero Reyes, T.R. Parker, J. Shawash, H.C. Milne, 2013. Inflow Monitoring in Intelligent Wells using Distributed Acoustic Sensor. SPE-167447.

[21] D.C. Finfer, V. Mahue, T.R. Parker, M.Farhadiroushan, 2014. Borehole Flow Monitoring using a Non-intrusive Passive Distributed Acosustic Sensing (DAS). SPE-170844-MS.

[22] M.M. Molenaar, D.J. Hill, P. Webster, E. Fidan, B. Birch, 2011. First Dowhole Application of Distributed Acoustic Sensing (DAS) for Hidraulic Fracturing Monitoring and Diagnostics. SPE-140561.

[23] Hocker, G. B. 1979. Fiber optic acoustic sensors with composite structure: An analysis. Appl. Opt. 18: 21: 3679–3683.

[24] Budiansky, B., D. C. Drucker, G. S. Kino, and J. R. Rice. 1979. Pressure sensitivity of a clad optical fiber. Appl. Opt. 18: 24: 4085–4088.

[25] Zhou, Z., J. He, M. Huang, J. He, and G. Chen. 2010. Casing pipe damage detection with optical fiber sensors: A case study in oil well constructions. Adv. Civil Eng. 2010: 9.

[26] Pearce, J. G., F. H. K. Rambow, W. Shroyer et al. 2009. High resolution, real-time casing strain imaging for reservoir and well integrity monitoring: Demonstration of monitoring capability in a field installation, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, USA, SPE, Paper 124932.

[27] Pearce, J., P. Legrand, T. Dominique et al. 2009. Real-time compaction monitoring with fiber-optic distributed strain sensing (DSS). In SPWLA 50th Annual Logging Symposium, The Woodlands, Texas, USA, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

[28] Tennyson, R. C. 2004. Monitoring of large structures using Brillouin spectrum analysis. US6813403B2.

[29] Zou, L., G. A. Ferrier, S. Afshar et al. 2004. Distributed Brillouin scattering sensor for discrimination of wallthinning defects in steel pipe under internal pressure. Appl. Opt. 43: 7: 1583–1588.

[30] Gu, G. P., W. Revie, L. Zou, and O. Sezerman. 2009. Pipeline monitoring by Brillouin-scattering-based fibre optic distributed strain sensors: Pipeline wall thickness detection, 20th International Conference on Optical Fibre Sensors, Edinburgh, United Kingdom, SPIE, 7503: 6O.

[31] Taylor, H. F., and C. E. Lee. 1993. Apparatus and method for fiber optic intrusion sensing. US5194847.

[32] Juskaitis, R., A. M. Mamedov, V. T. Potapov, and S. V. Shatalin. 1994. Interferometry with Rayleigh backscattering in a single-mode optical fiber. Opt. Lett. 19: 3: 225.

[33] Dakin, J. P., and C. Lamb. 1990. Distributed fibre optic sensor system. GB2222247A.

[34] Dakin, J. P., and C. A. Wade. 1984. An optical sensing system. GB2126820A.

[35] Posey, R. J., G. A. Johnson, and S. T. Vohra. 2001. Rayleigh scattering based distributed sensing system for structural monitoring. 14th Conference on Optical Fibre Sensors, Venice, Italy, SPIE, 4185: 678–681.

[36] Posey, R. J., G. A. Johnson, and S. T. Vohra, 2000. Strain sensing based on coherent Rayleigh scattering in an optical fibre. Electron. Lett. 36: 20: 1688–1689.

[37] A. Masoudi, M. Belal,T. P. Newson 2013. A distributed optical fibre dynamic strain sensor based on phase-OTDR. Meas. Sci. Technol. 24 085204.

[38] Marcuse, D. 1977. Loss analysis of single-mode fiber splices. Bell Syst. Tech. J. 56: 5: 703–718.

[39] Jeunhomme, L. B. 1990. Single-mode fiber optics. Principles and applications. Marcel Dekker, New York.

[40] Neumann, E.-G. 1980. Theory of the backscattering method for testing optical fibre cables. Arch. Elektr. Übertragungstechnik 34: 157–160.

[41] Barnoski, M. K., and S. M. Jensen. 1976. Fiber waveguides: A novel technique for investigating attenuation characteristics. Appl. Opt. 15: 9: 2112–2115.

[42] Personick, S. D. 1977. Photon probe – An optical time-domain reflectometer. Bell Syst. Tech. J. 56: 3: 355.

[43] Hartog, A. H., and M. P. Gold. 1984. On the theory of backscattering in single-mode optical fibers. J. Lightw. Technol. 2: 2: 76–82.

[44] Healey, P. 1985. Statistics of Rayleigh backscatter from a single-mode optical fibre. Electron. Lett. 21: 6: 226.

[45] Healey, P. 1987. Statistics of Rayleigh backscatter from a single-mode fiber. IEEE Trans. Commun. 35: 2: 210–214.

[46] Agrawal, G. P., Nonlinear Fiber Optics, 3rd edition, Academic Press, San Diego, CA, 2001.

[47] S. P. Singh, N. Singh, 2007. Nonlinear Effects in Optical Fibers: Origin, Management, and Applications. Progress In Electromagnetics Research, PIER 73, 249–275, 2007.

[48] Frigo M, Johnson SG (February 2005). "The design and implementation of FFTW3" (PDF). Proceedings of the IEEE. 93 (2): 216–231.

[49] C. M. Caves, 1982. Quantum limits on noise in linear amplifiers, Phys. Rev. D 26 (8), 1817.

[50] H. A. Haus, 1998. The noise figure of optical amplifiers, IEEE Photon. Technol. Lett. 10 (11), 1602.

[51] Application Notes: Optical Communication Photodiodes and Receivers. Osi Optoelectronics.

[52] Hammamatsu Handbook si Photodiode

[53] Hammamatsu. Characteristics and use of SI APD.

[54] PerkinElmer. Avalanche Photodiodes Users Guide.

[55] . A.F. Harvey. DMA Fundamentals on Various PC Platforms. Application Note 011, National Instruments.

[56] https://en.wikipedia.org/wiki/Producer–consumer-problem

[57] http://www.fftw.org/

[58] J.M. Jacobs, The impact oh Hidrogen on Optical Fibers, 2004. Corning White Paper.

[59] C.A. Saenz, N.Rusoci, J.C. Colazo, 2016. Balance Hídrico de Diferentes Escenarios en la Cuenca El Morro. Información Técnica 192. EEA San Luis. ISSN 0327-425X.

[60] J.C. Colazo, C.A. Saenz, N.Rusoci, E. Colazo, M. Federigi, 2017.Dinámica de los Niveles Freáticos en Villa Mercedes. Información Técnica 193. EEA San Luis. ISSN 0327-425X.

[61] Ley Nº IX-0939-2016, 2016. Ley de Emergencia Pública en Materia Ambiental en el Ámbito de la Cuenca del Morro. El Senado y la Cámara de Diputados de la Provincia de San Luis.

[62] http://agenciasanluis.com/notas/2017/08/12/las-tareas-de-drenaje-de-las-zonas-media-y-baja-de-la-cuenca-el-morro-en-su-etapa-final/.

[63] https://smart-pipe.com/

Bibliografía

[1] G.L. Chierici, 1989. Principi di Ingenieria dei Giacimenti Petroliferi. Agip S.p.A.

[2] L.P. Dake, 1998. Fundamentals of Reservoir Engineering. Elsevier Science B.V.

[3] G. P. Agrawal, 2001. Nonlinear Fiber Optics, 3rd edition, Academic Press, San Diego, CA.

[4] G. P. Agrawal, 2001. Applications of Nonlinear Fiber Optics, Academic Press, San Diego, CA.

[5] H.A. Hartog, 2017. An Introduction to Distributed Optical Fibre Sensing. CRC Press.

[6] S. Ungar, 1989. Fibre Optics Theory and Applications. John Wiley and Sons Ltd.

[7] A.E. Siegman, 1986. Lasers. Univ Science Books.