

GUIA PRÁCTICA PARA LA TOMA E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE  
PRODUCCIÓN PLT

JONATHAN GUERRERO NIETO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2016

GUIA PRÁCTICA PARA LA TOMA E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE  
PRODUCCIÓN PLT

JONATHAN GUERRERO NIETO

Monografía presentada para optar al título de  
Especialista en producción de hidrocarburos

Director: SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO  
Ingeniero de petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2016

## DEDICATORIA

A Dios padre por darme la oportunidad de lograr esta meta que enriquece mi vida  
y la de mi familia

A mi esposa Katherine Velez por su compañía y apoyo continuo  
A mis padres por forjar en mí una personalidad con metas y sueños

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION.....	14
<b>1. PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO .....</b>	<b>16</b>
1.1 JUSTIFICACIÓN.....	16
1.2 OBJETIVO GENERAL .....	17
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
<b>2. CONCEPTUALIZACIÓN E IMPORTANCIA DE LOS REGISTROS PLT .....</b>	<b>18</b>
2.1 CONCEPTOS GENERALES DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN PLT ..	18
2.2 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DEL POZO.....	21
2.2.1 POBRE DESEMPEÑO INICIAL .....	21
2.2.2 CAMBIOS EN LAS FASES DE PRODUCCIÓN.....	26
2.2.3 DECLINACIÓN EN LA PRODUCCIÓN .....	31
<b>3. CONDICIONES MECÁNICAS DE LOS POZOS PARA LA CORRIDA DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN PLT.....</b>	<b>32</b>
3.1 DIÁMETRO INTERNO DEL CASING Y TUBING. ....	32
3.2 INCLINACIÓN DEL POZO.....	32
3.3 DOG LEG SEVERITY (DLS).....	32
3.4 CÁLCULO DE LAS FUERZAS SOBRE LA SARTA DE REGISTROS .....	34
3.5 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....	35
3.5.1 GAS LIFT O BOMBEO NEUMÁTICO.....	36
3.5.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	37
3.5.3 BOMBEO MECÁNICO.....	40
3.5.4 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP) .....	44
3.5.5 BOMBEO HIDRÁULICO. ....	49
<b>4. EQUIPO REQUERIDO PARA LA TOMA DE UN REGISTRO DE PRODUCCIÓN PLT.....</b>	<b>50</b>
4.1 EQUIPO DE SUPERFICIE.....	50

4.1.1	EQUIPO DE CONTROL DE PRESIÓN.....	50
4.1.2	UNIDAD O CAMIÓN DE REGISTROS.....	61
4.2	HERRAMIENTA DE FONDO.....	66
4.2.1	HERRAMIENTAS DE ACARREO.....	66
4.2.2	HERRAMIENTAS DE CORRELACIÓN DE PROFUNDIDAD.....	70
4.2.3	HERRAMIENTA DE TEMPERATURA.....	73
4.2.4	SENSOR DE PRESIÓN.....	73
4.2.5	HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DE CAUDAL.....	76
4.2.6	HERRAMIENTAS DE IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS.....	81
4.2.7	CALIBRADOR X-Y.....	86
4.2.8	HERRAMIENTAS ESPECIALES PARA POZOS ALTAMENTE DESVIADOS U HORIZONTALES.....	87
<b>5.</b>	<b>INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN PLT.....</b>	<b>93</b>
5.1	ASPECTOS GENERALES.....	93
5.2	INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN PLT.....	95
5.2.1	CALIBRACIÓN DEL CAUDALIMETRO Y CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DEL FLUIDO.....	95
5.2.2	INTERPRETACIÓN MULTIFÁSICA.....	102
5.2.2.1	HOLDUP.....	102
5.2.2.2	VELOCIDAD SLIPPAGE (DESLIZAMIENTO).....	103
5.2.2.3	ANÁLISIS DE UN SISTEMA BIFÁSICO.....	104
5.3	EJERCICIOS PRÁCTICOS DE INTERPRETACIÓN.....	105
5.3.1	EJERCICIO DE INTERPRETACIÓN No 1.....	105
5.3.2	EJERCICIO DE INTERPRETACIÓN No 2.....	124
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>131</b>
<b>7.</b>	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>132</b>
	BIBLIOGRAFIA.....	133

## LISTA DE FIGURAS

Ilustración 1. Secuencia de registros. ....	20
Ilustración 2. Secuencia de registros para la toma de un IPR selectivo por zonas. .....	20
Ilustración 3. Daño en el pozo Skin Effect.....	22
Ilustración 4. Prueba de restauración de presión “Buildup”.....	23
Ilustración 5. Esquema de los cañones empleados en la perforación de los pozos. .....	23
Ilustración 6. Correlación entre intervalos cañoneados y las arenas productoras.	24
Ilustración 7. Crossflow.....	26
Ilustración 8. Digitación a través de zonas de alta permeabilidad.....	27
Ilustración 9. Un canal que produce agua identificado con la herramienta USI, propiedad de schlumberger. ....	28
Ilustración 10. Registro de temperatura para un canal ubicado por debajo del perforado.....	29
Ilustración 11. Registro de temperatura para un canal ubicado por encima del perforado.....	30
Ilustración 12. Canalización en zona cercana y daño en el casing. ....	31
Ilustración 13. Máxima longitud de sarta rígida en pozo. ....	33
Ilustración 14. Completamiento Típico de un sistema Gas Lift. ....	36
Ilustración 15. Completamiento típico de un pozo con bombeo electrosumergible	38
Ilustración 16. Imagen de una y-tool.....	39
Ilustración 17. Completamiento de pozo con bombeo electrosumergible y y-tool.	40
Ilustración 18. Esquema típico superficie unidad de bombeo mecánico. ....	41
Ilustración 19. Esquema de fondo sistema de bombeo mecánico. ....	42
Ilustración 20. Flange de completamiento dual.....	43
Ilustración 21. Preparación de un pozo bombeo mecánico para tomar un registro PLT. ....	44
Ilustración 22. Sistema PCP convencional.....	45
Ilustración 23. Sistema PCP para la toma de un registro de producción PLT.....	47
Ilustración 24. Herramientas de fondo sistema PCP para registros de producción. .....	48
Ilustración 25. Sarta típica de equipo de control de presión para cable de registros. .....	52
Ilustración 26. Válvula para cable de registros de doble brazo Elmar.....	53
Ilustración 27. Tipos de conexiones rápidas. ....	55
Ilustración 28. Sección típica de un lubricador.....	56
Ilustración 29. Atrapador manual de herramientas. ....	57
Ilustración 30. Atrapador de herramientas hidráulico.....	57
Ilustración 31. Sujetador de la cabeza - Tool cátcher. ....	59
Ilustración 32. Esquema de la cabeza de inyección de grasa.....	60

Ilustración 33. Caja de empaque – Stuffing box.....	61
Ilustración 34. Conjunto caja de empaque y limpiador de cable. ....	62
Ilustración 35. Camión de registros wireline.....	63
Ilustración 36. Esquema del sistema de adquisición de señales unidad de registros. ....	64
Ilustración 37. Sistema de embobinado del cable (spooler).....	64
Ilustración 38. Estructura del cable de registros monoconductor.....	65
Ilustración 39. Sarta básica de registros PLT.....	67
Ilustración 40. Junta oscilante- Knucle Joint, (cortesía GE-wireline).....	68
Ilustración 41. Junta giratoria (Swivel Joint), (cortesía GE-wireline) .....	68
Ilustración 42. Centralizador de rollers, (cortesía GE-wireline). ....	69
Ilustración 43. Detector de rayos gamma, (cortesía GE-wireline). ....	71
Ilustración 44. Gamma ray en zonas con arrastre de finos radioactivos (Scale), (cortesía GE-wireline). ....	72
Ilustración 45. Localizador de cuellos – CCL, (cortesía GE-wireline).....	73
Ilustración 46. Sensor de temperatura, (cortesía GE-wireline).....	74
Ilustración 47. Principio de operación del sensor de presión, (cortesía GE-wireline). ....	75
Ilustración 48. Sensor de presión, (cortesía GE-wireline). ....	75
Ilustración 49. Caudalímetro de jaula, (cortesía de schlumberger). ....	76
Ilustración 50. Diagrama de bloques funcionamiento de los caudalímetros, (cortesía GE-wireline).. ....	77
Ilustración 51. Caudalímetros continuos, (cortesía GE-wireline).....	78
Ilustración 52. Caudalímetros continuos con montaje de joya, (cortesía GE-wireline).....	79
Ilustración 53. Caudalímetros en línea, (cortesía GE-wireline). ....	80
Ilustración 54. Caudalímetro canasta desviador (Diverter basket), (cortesía GE-wireline).....	80
Ilustración 55. Gradiomanometro, (cortesía GE-wireline). ....	82
Ilustración 56. Densidad radioactiva o nuclear, (cortesía de weatherford).....	83
Ilustración 57. Cálculo de la Pseudo-densidad a partir de la presión.....	84
Ilustración 58. Herramienta capacitancia, (Cortesía Weatherford y Spartek).....	85
Ilustración 59. Teoría de funcionamiento Herramienta de proporción de gas, (cortesía GE-wireline). ....	86
Ilustración 60. Calibrador X-Y (Capiler), (Cortesía de Sondex GE). ....	87
Ilustración 61. Herramienta de arreglo de capacitancias (Cortesía de Sondex GE, CAT). ....	89
Ilustración 62. Herramienta de arreglo de caudalímetros (Cortesía de Sondex GE, SAT).....	90
Ilustración 63. Operación de la sonda eléctrica en la herramienta FloScan, (Cortesía de Schlumberger).....	91
Ilustración 64. Operación de la sonda óptica en la herramienta FloScan, (Cortesía de Schlumberger). ....	92
Ilustración 65. Registro del caudalimetro y velocidad del cable para 8 pasadas. .	93

Ilustración 66. Ejemplo de spikes en la data.....	94
Ilustración 67. Efecto del deslizamiento en el completamiento (derecha) y yo-yo (izquierda).....	95
Ilustración 68. Representación de las pasadas para la calibración del caudalímetro.....	96
Ilustración 69. Respuesta del spinner a las diferentes velocidades del cable.....	97
Ilustración 70. Perfil de flujo medido por el spinner.....	98
Ilustración 71. Factor de corrección Vs el número de Reynolds.....	99
Ilustración 72. Solución iterativa del perfil de corrección de flujo.....	100
Ilustración 73. Interpretación típica de una sola fase.....	102
Ilustración 74. Definición de holdup.....	103
Ilustración 75. Correlación choquette para un flujo burbuja.....	105
Ilustración 76. Perfil general de producción pozo UIS 20.....	110
Ilustración 77. Correlación Gamma Ray con arenas de formación.....	111
Ilustración 78. Interpretación cualitativa de la temperatura y capacitancia.....	112
Ilustración 79. Calibración con todos los punto del caudalímetro zona cero flujo, PLT pozo UIS 20.....	113
Ilustración 80. Calibración final del caudalímetro en el pozo UIS 20.....	114
Ilustración 81. Completamiento pozo UIS 50.....	125
Ilustración 82. Sarta de registros pozo UIS 50.....	126
Ilustración 83. Calibración del caudalímetro pozo UIS 50.....	126
Ilustración 84. Cálculo de la velocidad de slippage pozo UIS 30.....	130

## LISTADO DE ECUACIONES

Ecuación 1. Daño en la cara de la formación.....	21
Ecuación 2. Máxima longitud de sarta rígida. ....	33
Ecuación 3. Peso del cable en función de la desviación.....	34
Ecuación 4. Efecto de la flotación en el cable.....	34
Ecuación 5. Peso de la sarta en función de la desviación. ....	34
Ecuación 6. Efecto de la flotación en la sarta de registros.....	35
Ecuación 7. Fuerza dada por la presión del pozo. ....	35
Ecuación 8. Levantamiento del cable en la tubería.....	35
Ecuación 9. Levantamiento de la sarta en la tubería. ....	35
Ecuación 10. Cálculo de la densidad del fluido con la herramienta gradiomanometro. ....	82
Ecuación 11. Cálculo de la fracción de agua con las lecturas de la capacitancia. ....	85
Ecuación 12. Relación entre la velocidad del fluido y la rps del caudalimetro. ....	96
Ecuación 13. Velocidad aparente en función de las revoluciones del caudalimetro. .....	97
Ecuación 14. Velocidad media del fluido.....	98
Ecuación 15. Cálculo del número de Reynolds.....	99
Ecuación 16. Caudal en barriles por día. ....	100
Ecuación 17. Factor volumétrico de la formación del aceite. ....	100
Ecuación 18. Factor volumétrico de la formación del gas. ....	101
Ecuación 19. Relación gas-aceite.....	101
Ecuación 20. Velocidad de slippage. ....	103
Ecuación 21. Caudal de la fase pesada en función de la velocidad de slippage. ....	104
Ecuación 22. Caudal de la fase liviana. ....	104
Ecuación 23. Holdup de la fase pesada en función de la densidad. ....	104
Ecuación 24. Densidad de una mezcla de fluidos.....	115
Ecuación 25. Viscosidad del aceite.....	115
Ecuación 26. Viscosidad de una mezcla.....	116

## RESUMEN

**TÍTULO:** GUIA PRÁCTICA PARA LA TOMA E INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN PLT.

**AUTOR:** JONATHAN GUERRERO NIETO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** REGISTRO, PLT (REGISTROS DE PRODUCCIÓN), INTERPRETACIÓN, CASED HOLE.

### **DESCRIPCIÓN:**

La toma de los registros de producción PLT hacen parte de una de las herramientas para el diagnóstico de los problemas asociados a la producción de un pozo, con el cual, se puede realizar una evaluación del movimiento de los fluidos de fondo bajo condiciones reales de producción, permitiendo determinar alternativas de mejora con el objeto de maximizar la recuperación de las reservas del yacimiento.

La toma de los registros de producción PLT comprenden una serie de actividades dentro de las que están, la planeación de la operación y estudio de las condiciones de pozo, la intervención del pozo, la toma de datos en fondo de pozo (el registro propiamente), y la interpretación de la data. El éxito de la toma de los registros se requiere cumplir a cabalidad cada una de las etapas.

Este trabajo se constituye en una guía para el ingeniero de petróleos a través de la cual, con conceptos y cálculos prácticos puede realizar una adecuada planeación de la toma de los registros de producción PLT, determinando el tipo de problemas de producción que pueden ser evaluados, las diferentes configuraciones mecánicas de pozo en la que es viable la toma del registro, considerando tópicos como la desviación del pozo, el Sistema de Levantamiento Artificial (ALS), las fuerzas de levantamiento que actúan sobre las herramientas debido a la velocidad del fluido, entre otros. También permite determinar las diferentes opciones de herramientas que pueden ser corridas con el fin de tomar la mayor cantidad de información de fondo. Finalmente, presenta una metodología para la interpretación de la data tomada permitiendo un análisis cualitativo y cuantitativo de la misma.

---

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro, Ingeniero de Petróleos.

## ABSTRACT

**TITLE:** PRACTICAL GUIDE FOR TAKING AND INTERPRETATION OF PRODUCTION LOGGING TEST PLT.

**AUTHOR:** JONATHAN GUERRERO NIETO\*\*

**KEYWORDS:** LOGGING, PRODUCTION LOGGING TEST (PLT), INTERPRETACIÓN, CASED HOLE.

### DESCRIPTION:

Taking of production logging test PLT are part of one of the tools for diagnosing problems associated with the production of a well, with which you can make an assessment of the movement of fluids in downhole under actual production conditions allowing determine improvement alternatives in order to maximize recovery of the reserves of the deposit.

Taking of production logging test PLT comprise a series of activities among which are, the planning of the operation and study conditions well, well intervention, data collection in downhole (registration proper) and the interpretation of the data. The success of taking of the logging required to comply fully each of the stages.

This work constitutes a guide for the petroleum engineer through which concepts and practical calculations can make proper planning of taking of production logging test PLT, determining the type of production problems that can be evaluated, different mechanical configurations of the well in which it is feasible to take the logging, considering topics such as well deviation, the artificial lift system (ALS), uplift forces acting on the tools due to the fluid velocity, between others. It also allows to determine the different options of tools that can be run in order to take as much background information. Finally, it presents a methodology for the interpretation of the data taken allowing a qualitative and quantitative analysis of it.

---

\*\* Physico-chemical Engenier Faculty. Petroleum Engenier School. Director: Eng. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

## INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de petróleo y gas yacen en las profundidades de la tierra. Los geólogos e ingenieros no pueden examinar las formaciones rocosas en sitio, de modo que unas herramientas denominadas sondas lo hacen por ellos. Los especialistas bajan estas herramientas en un pozo y obtienen mediciones de las propiedades del subsuelo. Los datos se muestran como una serie de mediciones que cubren un rango de profundidades en una representación que se conoce como un registro de pozo. A menudo, varias herramientas se corren simultáneamente como una sarta de adquisición de registros.

El primer registro de pozo se obtuvo en el año 1927 en el campo Pechelbronn de Alsacia, en Francia. La herramienta inventada por Conrad y Marcel Schlumberger, medía la resistencia eléctrica de la tierra. Los ingenieros registraban un punto de medición cada un metro cuando extraían del pozo la sonda que se encontraba suspendida de un cable. El registro identificaba cambios en la resistividad que permitía localizar el petróleo.

Hoy en día, los geólogos dependen de conjuntos de registros de pozos para mapear las propiedades de las formaciones del subsuelo. Mediante la comparación de los registros de los diversos pozos de un campo, los geólogos e ingenieros pueden desarrollar planes de producción de hidrocarburos efectivos y eficientes.

Los registros eléctricos están divididos en dos categorías, los registros cased hole y los registros open hole. Los registros open hole son aquellos que se corren en un pozo una vez finaliza la etapa de perforación y una vez las formaciones quedan abiertas, y tienen el objetivo de identificar el hidrocarburo presente en los poros de las rocas y poder cuantificarlo, para así determinar la viabilidad de continuar con las etapas de terminación y puesta en producción del pozo. Los registros cased hole son aquellos que se toman una vez el pozo ha sido revestido con una tubería o casing, y se ha instalado cemento entre la formación y el casing, el cual permitirá aislar las zonas productoras y darle la resistencia mecánica al pozo.

Los registros cased hole pueden ser catalogados en las siguientes categorías:

1. Evaluación de la formación.
2. Integridad del pozo.
3. Movimiento de fluido durante la inyección / producción.
4. Otros.

Esta monografía se centra en el estudio del movimiento de fluidos a nivel del subsuelo durante la inyección y producción, para lo cual se emplean los registros de producción PLT, por sus siglas en inglés Production Logging Test.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

### 1.1 JUSTIFICACIÓN

La toma de los registros de producción PLT hacen parte de una de las herramientas para el diagnóstico de los problemas asociados a la producción de un pozo, comprende una serie de actividades dentro de las que están, la planeación de la operación y estudio de las condiciones de pozo, la intervención del pozo, la toma de datos en fondo de pozo (el registro propiamente), y la interpretación de la data. La toma de una data de calidad y que permita diagnosticar adecuadamente el problema, exige conocer todas las etapas de las operación, y actualmente únicamente existen procedimientos básicos para la toma de los registros PLT que involucra un paso a paso operativo, pero este no garantiza el éxito de la operación, y no da una guía para la interpretación de la data tomada, con llevando esto a una pérdida de tiempo, dinero y producción de un pozo por las diferidas en que se debe incurrir al ejecutar la operación en caso de no realizar una planeación adecuada.

Desarrollar una guía para la toma e interpretación de registros de producción PLT, le va a permitir al ingeniero de producción y yacimientos, identificar los principales problemas asociados a la producción de los pozos que pueden ser diagnosticados con los registros de producción PLT, y reconocer sus alcances, permitiendo con ello determinar la viabilidad de realizar esta operación con base en las condiciones del pozo. Adicionalmente, va a permitir ser un referente para la planeación y ejecución de las operaciones, al lograr identificar las condiciones mecánicas requeridas en pozo para la corrida de los registros, y finalmente va a permitir contar con una metodología práctica en campo que permita realizar la interpretación de la data y garantizar el éxito de los datos tomados, favoreciendo el diagnóstico indicado del comportamiento de la producción del pozo.

## 1.2 OBJETIVO GENERAL

Establecer una guía práctica para la toma e interpretación de registros de producción PLT.

## 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar los principales problemas que afectan la producción de un pozo y que pueden ser diagnosticados mediante un registro de producción PLT.
2. Definir las condiciones mecánicas de los pozos en los que es viable realizar la corrida de los registros de producción PLT.
3. Describir los equipos y herramientas de fondo y superficie que se requieren para realizar la corrida de los registros de producción PLT en pozos horizontales y verticales.
4. Proponer una metodología de interpretación de los registros de producción PLT mediante su aplicación en casos reales de estudio.

## 2. CONCEPTUALIZACIÓN E IMPORTANCIA DE LOS REGISTROS PLT

### 2.1 CONCEPTOS GENERALES DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN PLT

Dos definiciones principales engloban lo que son los registros de producción:

“Los registros de producción abarcan unas técnicas de corridas de registros en pozos completados inyectores y productores, con el objetivo de evaluar el desempeño del yacimiento”<sup>1</sup>.

“El propósito de los registros de producción es proveer el conocimiento más detallado de la naturaleza y comportamiento de los fluidos en el pozo durante producción o inyección”<sup>2</sup>.

Basado en las anteriores definiciones podemos sintetizar que las técnicas de registros de producción abarcan todas aquellas mediciones del subsuelo posteriores al completamiento del pozo, en donde el principal interés se centra en caracterizar el movimiento de fluidos producidos a nivel del subsuelo. Prácticamente hablando, hay dos categorías en las cuales los registros de producción caen: los pozos inyectores y productores<sup>3</sup>. Otras literaturas hacen referencia a los registros de producción como registros cased hole o registros de pozo entubado, haciendo referencia a que el pozo ya se encuentra revestido o completado.

Los pozos inyectores están generalmente recibiendo agua como parte de una técnica de recuperación secundaria, para mantener la presión o algunas veces simplemente como un sistema de disposición. El medio de inyección puede ser un líquido hidrocarburo, gas (incluyendo el aire), o una combinación de líquido y gas. Cualquiera que sea el fluido de inyección, el principal propósito de los registros de producción es generalmente determinar el perfil de inyectividad, que es cuantitativamente asignar volúmenes o porcentajes de fluido a cada uno de los intervalos que toman una cantidad significativa de fluido. Mientras el perfil es obtenido, es a menudo importante chequear también fallas en el casing, fugas en los empaques, fallas en los trabajos de cementación o migración entre zonas.

---

<sup>1</sup> Hill A.D. SPE Monograph 14, Production logging.

<sup>2</sup> Schlumberger. Production Log Interpretation.

<sup>3</sup> Stratton R, Chase R, y Schaller G. Cased histories of production logging. En Society of petroleum engineer (SPE 2335), October 20, 1969.

En pozos productores el objetivo generalmente es identificar las zonas que están aportando fluido (agua, gas o aceite) y más específicamente la cantidad de cada fluido y su respectiva entrada.

Los pozos estáticos o cerrados pueden también ser investigados con las técnicas de los registros de producción. Un perfil de temperatura estático es un medio reconocido de indicar cualitativamente en donde han entrado al reservorio los fluidos inyectados.

Avances recientes en los registros de temperatura presentan la posibilidad de identificar aceite, gas o agua en el reservorio a través de la diferencia de su conductividad térmica.

El conocimiento del movimiento de los fluidos de fondo de pozo real bajo condiciones de producción normales es de gran valor para garantizar la máxima recuperación eficiente en condiciones de recuperación primaria y secundaria. Los problemas de producción en superficie son mejor explicados evaluando las condiciones de flujo en fondo, lo cual permitirá establecer un programa remedial inteligente.

Un estudio de registros de producción PLT involucra la toma de datos de una serie de variables de fondo tales presión, temperatura, flujo, identificación de fases, diámetros, entre otros. Un estudio completo de registros de producción comprende el registro de dichas variables bajo condiciones estáticas y dinámicas de producción, en una secuencia que idealmente debería comprender, Ilustración 1<sup>4</sup> :

- Registro en condiciones de pozo cerrado por un periodo extendido (A).
- Registro en condiciones de flujo estable (B).
- Registro post flujo en condiciones de flujo cerrado (C).

---

<sup>4</sup> KAPPA, Dinamica Data Analysis. V4.12.02. Production Logging. 1988-2011.

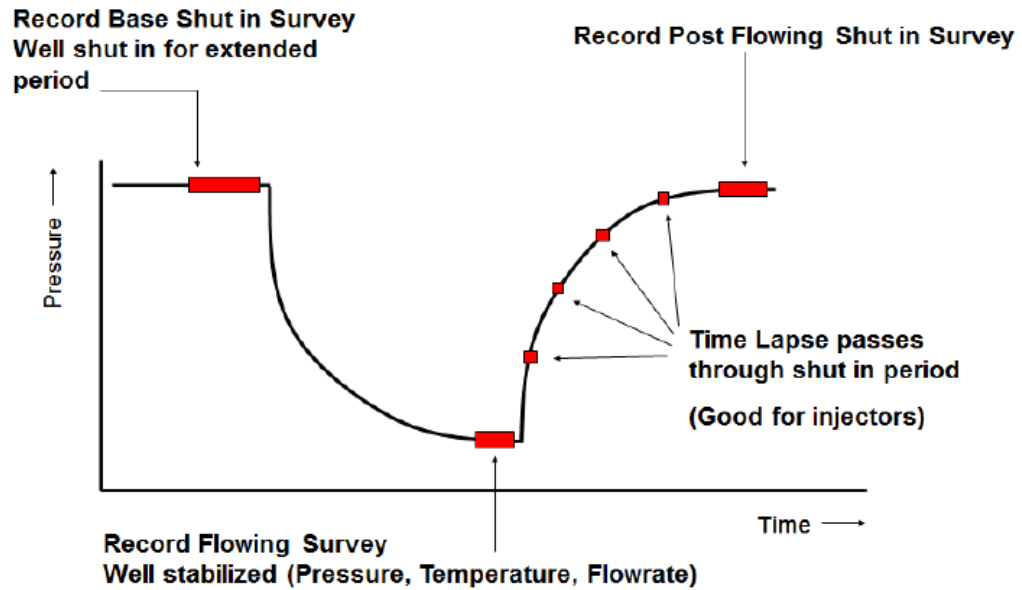


Ilustración 1. Secuencia de registros.

La consideración básica en los registros de producción es que el pozo está en estado estable. Es por tal importante que el pozo este estabilizado antes de correr los registros. Parte del trabajo de planeación es tomar en cuenta el tiempo que tomará el pozo en estabilizar. El concepto de estabilidad está definido como una variación de presión en el tiempo ya que en condiciones de flujo la presión no es estrictamente constante, usualmente un pozo con un delta de 5 psi/hora se considera en estado estable, sin embargo, en algunas ocasiones en donde el pozo presente un flujo por baches esta condición no se va a lograr.

Para obtener un Inflow Performance selectivo o por zonas productoras, es necesario tomar el registro a más de un caudal de producción. Típicamente tres (3) caudales y un shut-in son registrados, como se observa en la Ilustración 2.

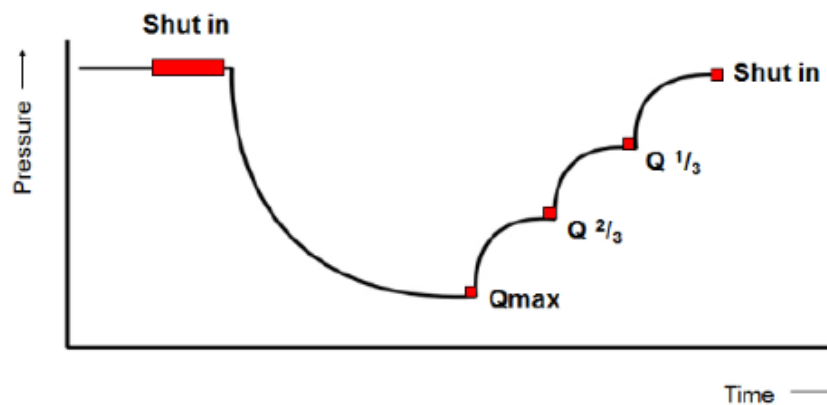


Ilustración 2. Secuencia de registros para la toma de un IPR selectivo por zonas.

## 2.2 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DEL POZO

Unos de los objetivos de los registros de producción es identificar a nivel del subsuelo problemas asociados a la producción del pozo, los problemas típicos son:

### 2.2.1 Pobre desempeño inicial

Se presenta cuando el desempeño esperado del pozo o expectativas de producción no se han logrado. Muchos de estos problemas pueden ser diagnosticados mediante los registros cased hole, a través de registros de producción PLT:

- Daño en la zona productora causado por el skin effect. Se puede definir como una reducción en la permeabilidad alrededor del pozo, en la frontera de la zona productora. Esta reducción puede ser causada durante el periodo de perforación, completamiento o producción del pozo. La zona con la permeabilidad afectada es llamada "Skin" y su efecto sobre la presión y el comportamiento del flujo es llamado "Skin Effect". Dicho daño puede ser el resultado del hinchamiento de arcillas presentes en la formación, invasión del lodo de perforación hacia la formación, precipitaciones químicas, formación de emulsiones, depositación de parafinas<sup>5</sup>, etc. Ilustración 3.

La siguiente ecuación relaciona el efecto del daño con el radio del pozo, radio de drenaje y permeabilidades tanto del yacimiento como del área dañada:

$$S = \left( \frac{K}{Kd} - 1 \right) \ln \left( \frac{rd}{rw} \right)$$

Ecuación 1. Daño en la cara de la formación.

K Permeabilidad de la formación.

Kd Permeabilidad en la zona del skin.

Rd Radio del daño.

Rw Radio drenaje del pozo.

---

<sup>5</sup> W. Hurst, J. Donald Clack, E. Bernard. The skin effect in producing well. En Society of petroleum engineer (SPE 1854), Noviembre, 1969.

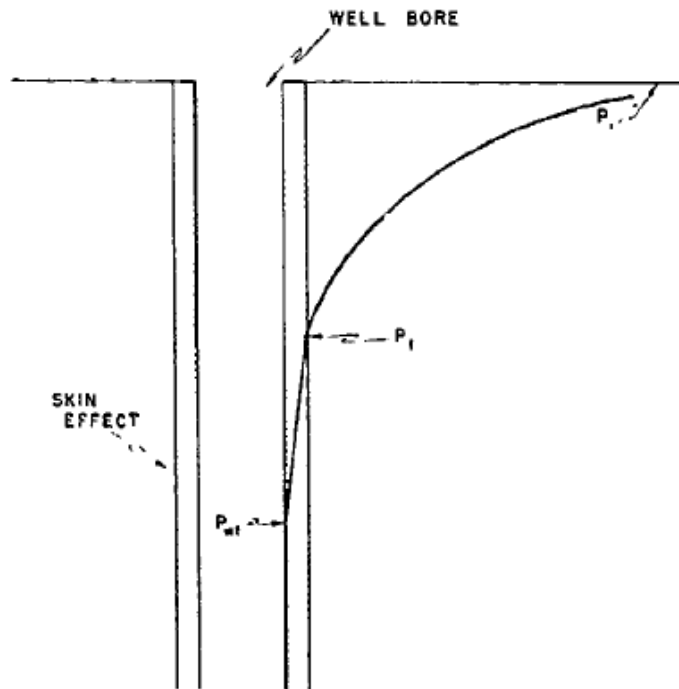


Ilustración 3. Daño en el pozo Skin Effect.

Si la permeabilidad en la zona skin es menor que la permeabilidad del yacimiento, es un pozo dañado y la  $S$  será mayor que cero. Si la permeabilidad alrededor del pozo es mayor que la permeabilidad del yacimiento, entonces es un pozo estimulado y la  $S$  tendrá un valor inferior a cero.

La evaluación del skin effect de un pozo se realiza mediante la toma de una prueba de restauración de presiones en un pozo productor llamada Buildup, para la consecución de la prueba se ubica una sonda en punto medio de perforados que registre datos de presión, se inicia con un periodo de flujo estable, y posteriormente se realiza un cierre al pozo con el fin de registrar la presión hasta lograr un periodo estable, es decir, se haya logrado una restauración de presión a un valor cercano a la presión del yacimiento<sup>6</sup>. Ilustración 4.

---

<sup>6</sup> Dake, LP. "Reservoir Engineering Fundamentals". Elsevier. 1978. Halliburton, Manual de ingeniería de yacimientos

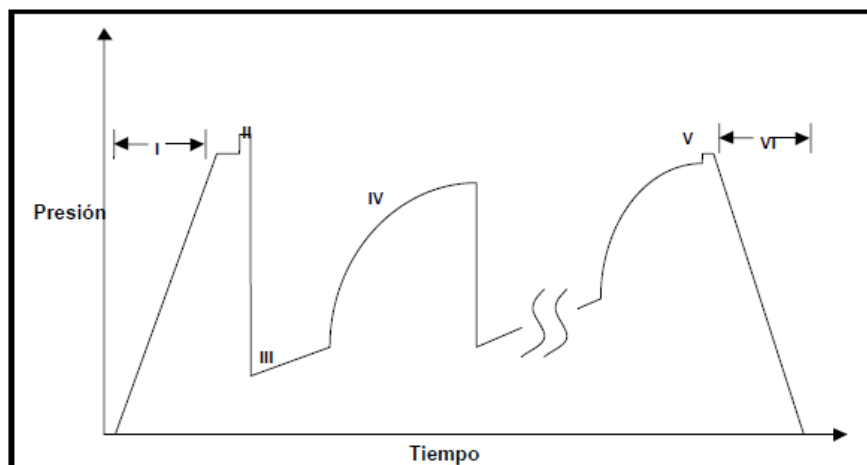


Ilustración 4. Prueba de restauración de presión “Buildup”.

- Zonas taponadas e ineficientes perforaciones. Los parámetros de las perforaciones son importantes en las interpretaciones PLT, dentro de ello es importante conocer el intervalo perforado el cual podrá ser evaluado con el medidor de flujo identificando en los registros si todo el perforado está aportando fluido o solo una parte del él. La densidad de los disparos permitirá reconocer si se tiene la suficiente área de drenaje para los fluidos del pozo, esta densidad suele medirse en cargas por pie (shoot / ft), las densidades de disparo estándar son 5, 6 y 12 tiros por pie (shoot/ft). El tipo de carga cual puede ser de hueco grande (big hole) o gran penetración (deep penetrating). El objetivo final de este análisis será identificar cuales perforaciones están produciendo y si se encuentran en profundidad respecto a la arena que se quiere drenar. Ilustración 5.

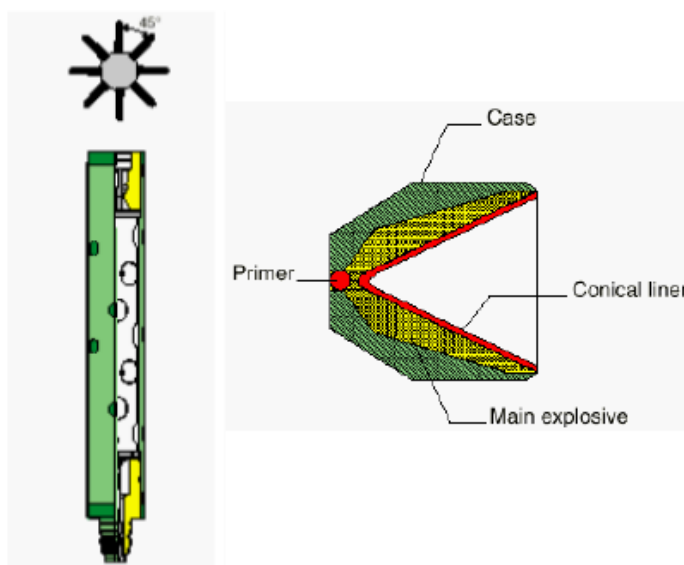


Ilustración 5. Esquema de los cañones empleados en la perforación de los pozos.

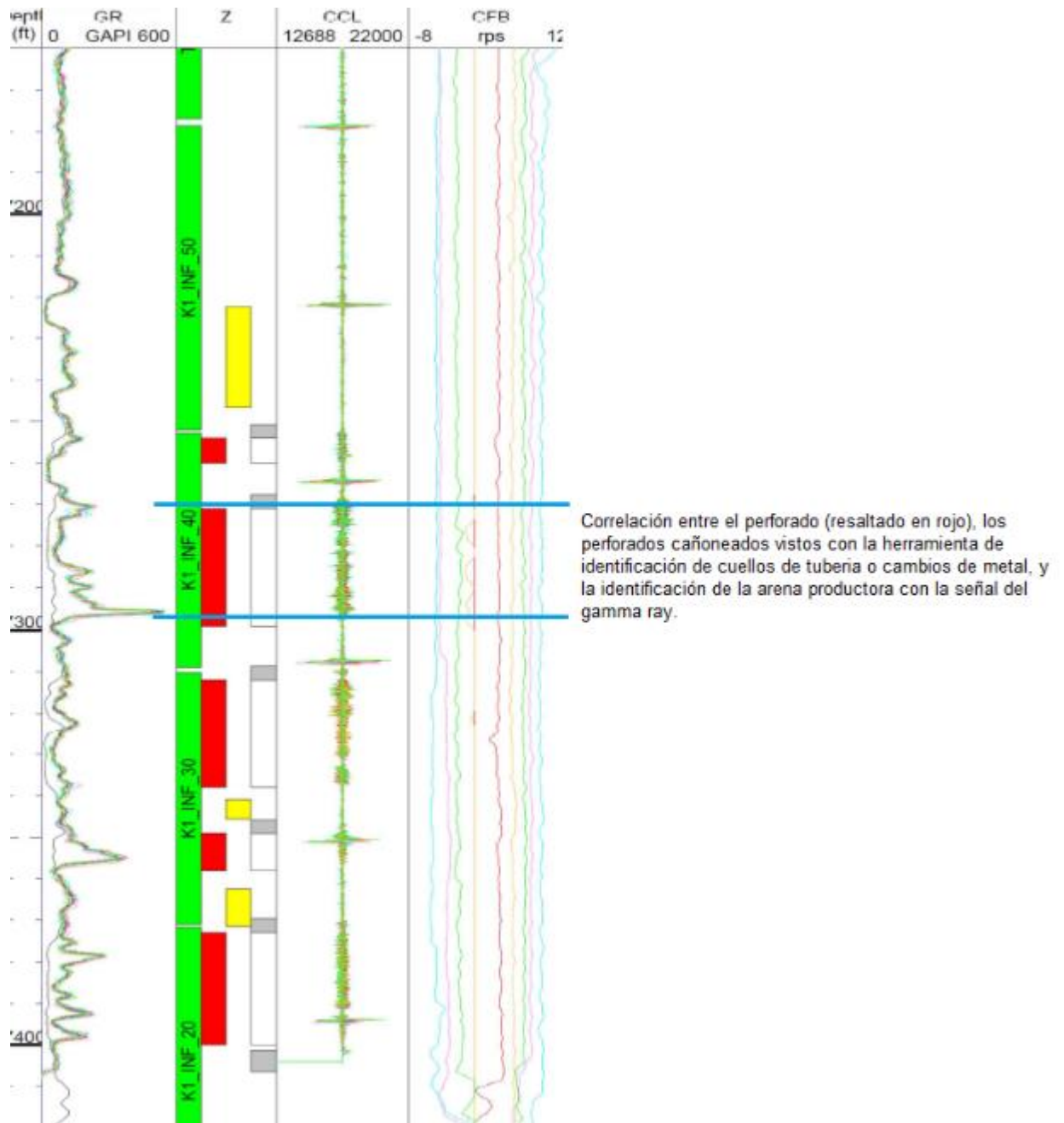
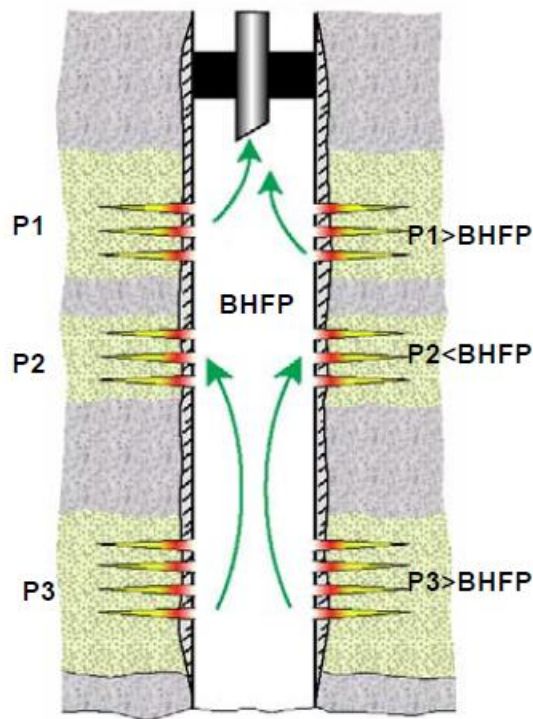


Ilustración 6. Correlación entre intervalos cañoneados y las árenas productoras.

- Inapropiado tamaño del tubing. La determinación de este tipo de falla es hecha con base en un análisis nodal, el cual emplea como dato de entrada la presión en fondo fluyente  $P_{wf}$ , un inapropiado tamaño del casing conlleva a unas elevadas pérdidas de presión que disminuye el flujo total que llegaría a superficie, esta  $P_{wf}$  puede ser determinada mediante los registros de producción

PLT con la cual se puede construir una curva de Inflow Performance Relationship (IPR), para cada uno de los intervalos perforados y así caracterizar mediante el índice de productividad la capacidad de aporte de cada intervalo perforados, para ello se haría necesaria tener conocimiento de la presión promedio del yacimiento o realizar una prueba de PLT multirata que me permita construir la curva del IPR.

- Operación por debajo del punto de burbuja. Este fenómeno está causado por operar el pozo bajo un draw down elevado, el cual conlleva a la liberación de gas del fluido, y una disminución en la producción de crudo en superficie. En este evento una prueba multirata o multitasa de registros PLT puede ser útil para determinar cuál es el punto óptimo de operación de un pozo.
- Zonas ladronas o crossflow. Es un fenómeno causado cuando en un pozo se ponen a producir zonas o formaciones de alta y baja presión, o diferentes permeabilidades a través de una única tubería, en él la zona de mayor presión va a producir y la de menos presión va a tomar el fluido producido. Ilustración 7A. Este fenómeno se puede detectar fácilmente mediante un registro PLT tomado en un pozo durante un shut-in, como se ve Ilustración 7B, en donde se puede evidenciar que los perforados A están aportando fluidos, y los perforados B están tomando fluido, denotando claramente que la zona B le está quitando fluido de producción a la zona A.



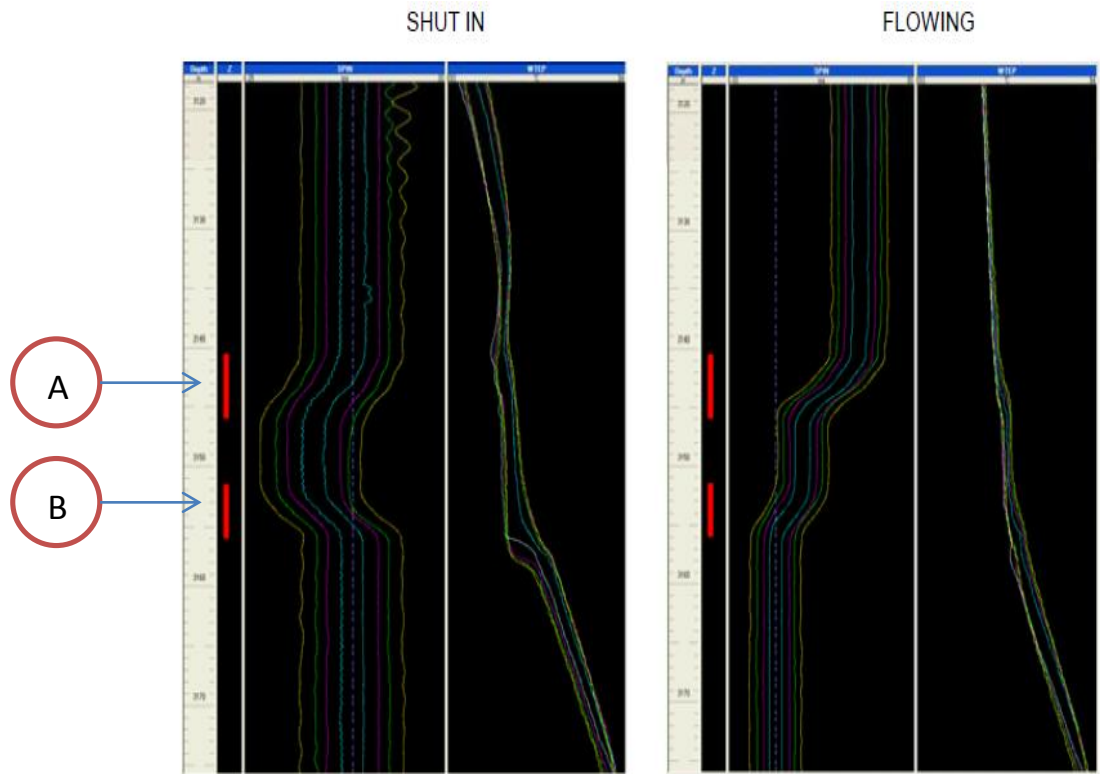


Ilustración 7. Crossflow.

### 2.2.2 Cambios en las fases de producción

Se refiere al cambio en los volúmenes de una de las fases producidas agua, gas o aceite, y que típicamente puede tratarse de una fase no deseada. El monitoreo del contacto de los fluidos permite a el operador anticipar cambios en la producción. Algunas causas de esta condición son:

- Invasión del contrato Agua-Aceite (WOC) o gas-aceite (GOC). Ilustración 8. Es un fenómeno que se presenta en pozos que presentan una permeabilidad vertical baja en el que la interface agua-aceite se vuelve dinámica ascendiendo hacia unos intervalos perforados abiertos, pudiendo a generar una producción indeseada de agua. En un pozo vertical este problema usualmente se puede resolver mediante un aislamiento mecánico por medio de un tapón de cemento o mecánico ubicado en el casing de la zona productora.
- Conificación de agua o gas. Ilustración 8. Este fenómeno se produce cuando existe un contacto agua petróleo cerca a los intervalos productores, en una zona cuya permeabilidad vertical es elevada, y la tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua

por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económicamente viable.

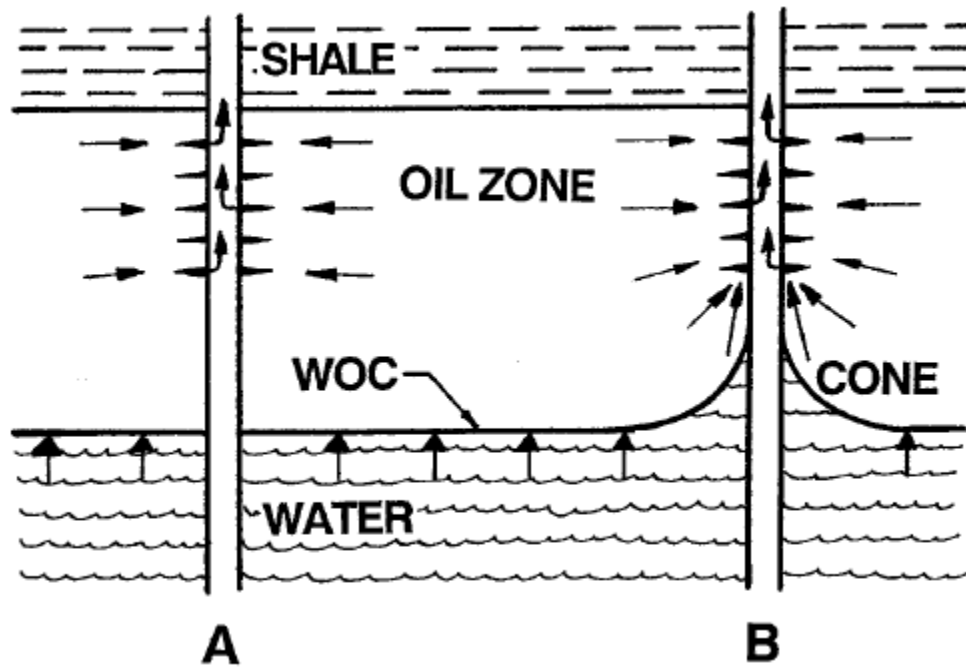


Ilustración 8. A. Contacto agua-aceite. B. Conificación.

- Digitación a través de zonas de alta permeabilidad. Es un fenómeno en el que se presentan zonas o formaciones preferenciales de flujo debido a la alta permeabilidad.

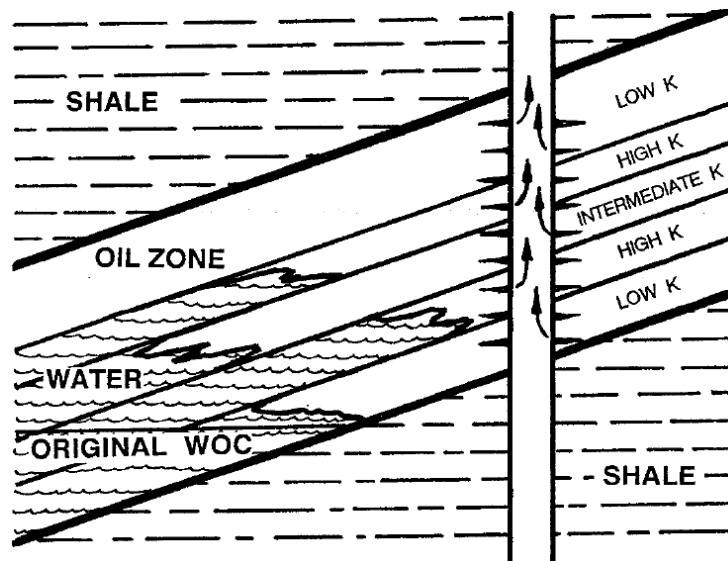


Ilustración 9. Digitación a través de zonas de alta permeabilidad.

- Canalización de una zona cercana. Ilustración 11. Consiste en un canal ubicado detrás del casing por el que se puede filtrar agua o gas indeseado hacia un perforado abierto a producción, por lo general este canal es producto de una falla en la cementación que genera una falla en el aislamiento hidráulico, ver Ilustración 10. Este tipo de problema puede ser determinado mediante un registro de imágenes ultrasónicas USI, el cual básicamente es una herramienta que evalúa la calidad del cemento y reconoce canales detrás del revestidor. Alternativamente, un registro de producción PLT puede ser útil para detectar dichos canales, en ello lo recomendado es bajar una sarta que conste de un sensor de temperatura, de flujo e identificadores de fluidos. La canalización puede ser producto de la filtración de un fluido por encima o por debajo de la zona productora. Suponga que un canal existe y fluye desde una zona inferior a un perforado, ver Ilustración 11, en este evento el registro de temperatura mostrará un aumento con respecto al gradiente geotérmico, y el medidor de flujo permanecerá estático en el punto A. En el punto B se observará un aumento en las revoluciones del medidor de flujo y la temperatura continuará su tendencia ascendente respecto al gradiente geotérmico. Para la identificación de este tipo de daño es útil tomar el registro en condiciones estáticas para generar el gradiente geotérmico y dinámicas para generar el perfil de producción del pozo.

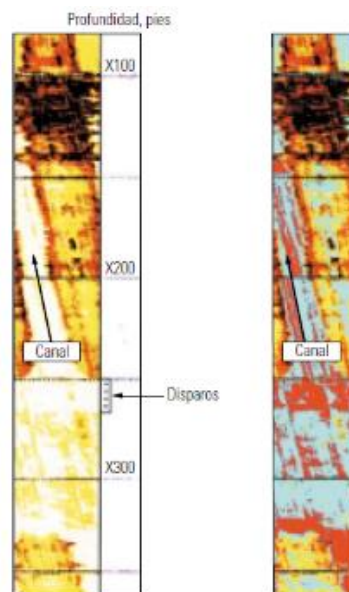


Ilustración 10. Un canal que produce agua identificado con la herramienta USI, propiedad de schlumberger.

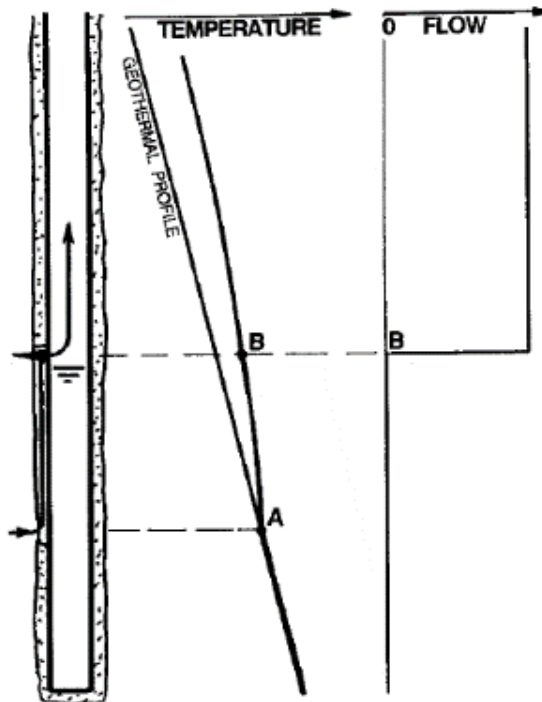


Ilustración 11. Registro de temperatura para un canal ubicado por debajo del perforado.

En el caso de que el canal comunique el pozo con una zona por encima del perforado, con el flujo originando en el punto A y entrando al pozo en el punto B. Ver Ilustración 12. El registro de temperatura mostrará un enfriamiento en el punto B y el flowmeter una entrada de fluido en el punto B. Para descartar que la entrada de fluido en el punto B corresponda a un enfriamiento por gas, se deberá correr en la sarta un identificador de fluidos<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> SMALEN, J. Cased Hole and Production Logging Evaluation. Second Edition. United States of America. 1996, 230 P.

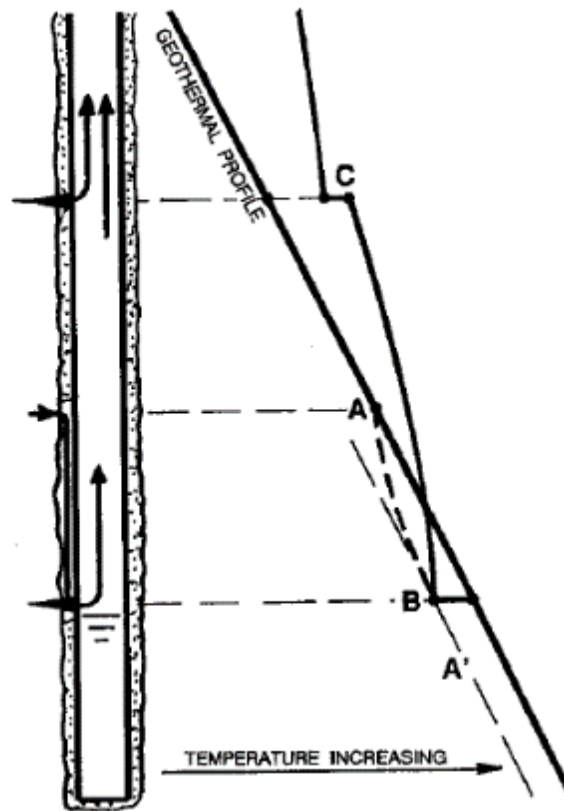


Ilustración 12. Registro de temperatura para un canal ubicado por encima del perforado.

- Daño en el casing. Ilustración 13. Un daño en el casing igualmente puede generar un influjo indeseado de agua o gas de producción, un registro de producción PLT o un registro de integridad del casing puede ser útil para evaluar este daño, empleando como referencia la señal de temperatura, dado que se genera un efecto similar en su señal al efecto de canalización, sin embargo, para llegar a esta conclusión es útil evaluar la configuración del estado mecánico del pozo y el estado del cemento.

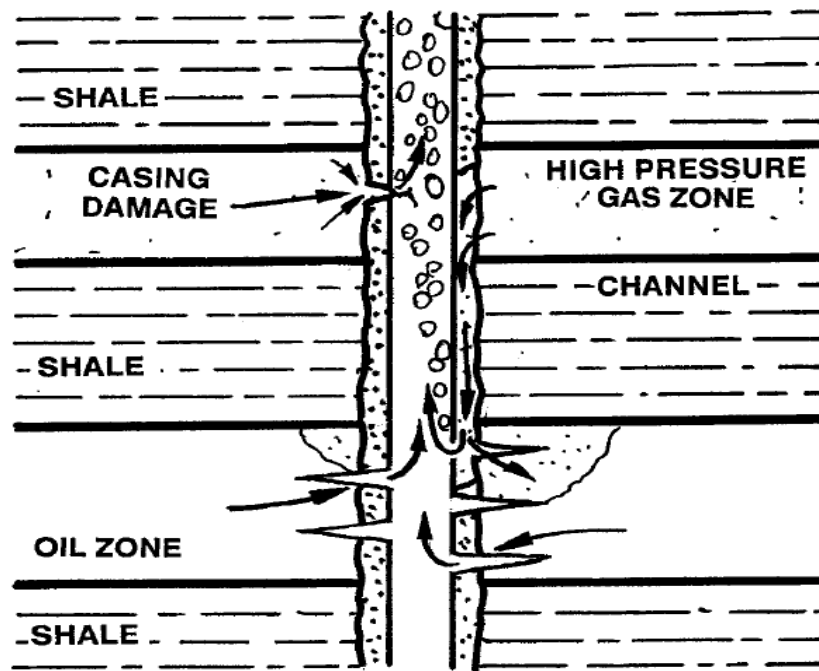


Ilustración 13. Canalización en zona cercana y daño en el casing.

### 2.2.3 Declinación en la producción

La declinación en la producción es gradual y usualmente resulta en una condición de deterioro lenta. Esos problemas pueden ser difíciles de diagnosticar con los registros, pero su monitoreo puede dar una luz del mecanismo que está causando el problema. Alguno de los problemas asociados puede ser:

- Declinación en la presión del yacimiento.
- Pérdida de la permeabilidad debido al arrastre de sedimentos.
- Cierre de fracturas.
- Restricción debido a arenamientos en fondo.
- Incremento de la presión hidrostática debido al incremento en la producción de la fase pesada.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> SMOLEN, JAMES J. Cased Hole and Production Logging Evaluation. Tulsa, United States. 1996, 22-24p.

### 3. CONDICIONES MECÁNICAS DE LOS POZOS PARA LA CORRIDA DE LOS REGISTROS DE PRODUCCIÓN PLT.

Dentro de los aspectos claves para la corrida de los registros de producción PLT está la evaluación de las condiciones mecánicas del pozo en donde se busca determinar si la sonda o sarta de registros va a lograr acceder a la zona de interés o perforados con el fin de registrar la mayor cantidad de información. De los aspectos a evaluar están:

#### 3.1 DIÁMETRO INTERNO DEL CASING Y TUBING.

Está definido según estado mecánico del pozo, como la tubería que va desde superficie hasta fondo por donde va a viajar la sonda de registros. Desde este punto de vista como regla, se recomienda que el mínimo diámetro interno del pozo por donde va a pasar la sarta de registros sea de 1/8in adicional al diámetro externo de la herramienta, es decir, si la sarta de registros tiene un diámetro externo de 1 11/16 in (1.69 in), la mínima restricción del pozo debe ser de 1.815 in en condiciones de no flujo (condiciones estáticas del pozo), si se va a acceder al pozo en condiciones de flujo (condiciones dinámicas), es útil realizar un análisis de las fuerzas de levantamiento a las que va a estar sometida la sarta, ya que al intentar pasar con ella por un diámetro pequeño, se va a generar cierta restricción al flujo, pudiendo llegar a levantar la sarta, esta condición es función de la velocidad del fluido, la presión del fluido y el peso de la sarta.

#### 3.2 INCLINACIÓN DEL POZO.

Hace referencia a los grados de desviación que tiene el pozo respecto a la vertical. Como regla del dedo gordo se tiene en campo que la máxima inclinación del pozo en la que se puede bajar una sarta de registros PLT favorecido por la fuerza gravitacional y ayudado por el peso de la sarta de registros y el cable es de 70° grados, empleando como accesorios de corrida unos centralizadores de roller, los cuales traen unas ruedas en acero que favorecen el deslizamiento de la sarta para restarle parte de la fricción que se genera contra las paredes de la tubería del pozo y knucle Joint que es un accesorio que ayuda a quitarle rigidez a la sarta. Para pozos de mayor inclinación se requiere el uso de una unidad de coiled tubing o un tractor.

#### 3.3 DOG LEG SEVERITY (DLS).

Este último hace referencia a la inclinación del pozo cada 100ft (°Deg/100ft), es un parámetro útil en la definición de la longitud de sarta de registros rígida máxima que se puede correr, facilitando su corrida e impidiendo su atascamiento.

La ecuación con la que se puede determinar la máxima longitud de sarta rígida está dada por:

$$Lt = 2 (dh - dt) \left[ 1 + \frac{2Ri}{dh - dt} \right]^{1/2}$$

$$Ri = \frac{180}{\left[ \frac{\alpha\pi}{Lturn} \right]}$$

Ecuación 2. Máxima longitud de sarta rígida.

En donde:

$\alpha$ : Dog leg ( $^{\circ}$ Deg).

Lturn: 100 ft, dado por la definición del dog leg.

$$Ri = \frac{18000}{[\alpha\pi]}$$

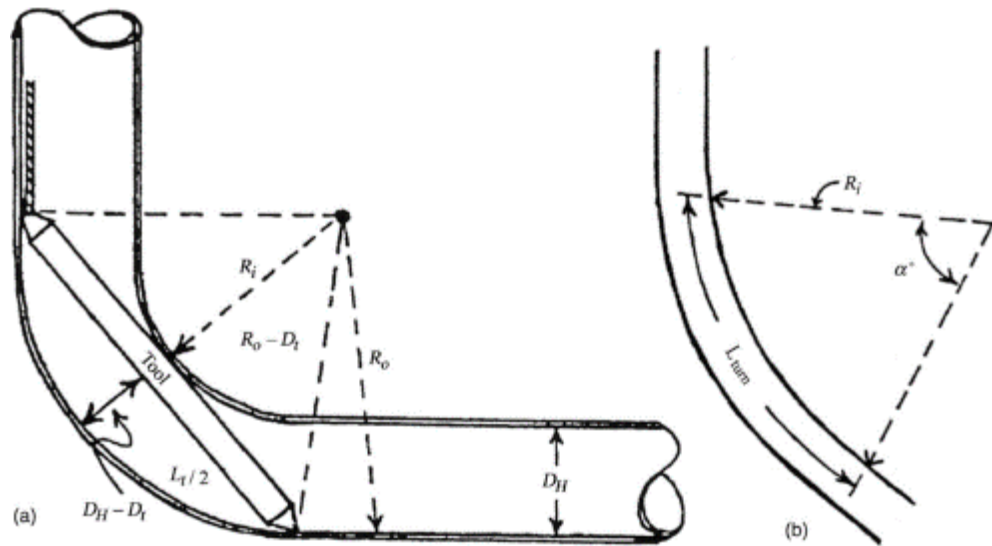


Ilustración 14. Máxima longitud de sarta rígida en pozo.

Dh Diámetro interno del casing o tubing que presente la mayor inclinación.

Dt Diámetro externo de la herramienta de registros.

Ri Radio de curvatura.

Ejemplo:

En un pozo cuya zona de interés o perforados se encuentran en un liner de 7 in, 29 lb/ft, en el que se va a correr una sarta de diámetro externo (OD) 1 11/16" (1.69 in). Considerando un pozo con un dog leg 7 °/100ft, extraído del survey del pozo.

Este liner 7 in, tiene un diámetro interno de 6.184 in. Empleando la formula nos daría que la máxima sarta rígida que puede ser corrida en pozo es de 49ft, si la sarta bajar en pozo mide más de 49ft, se debe instalar accesorios que le den flexibilidad a la sarta tales como knucle joint.

### 3.4 CÁLCULO DE LAS FUERZAS SOBRE LA SARTA DE REGISTROS

Una de las principales dificultades que se tienen para la corrida de los registros de producción PLT hace referencia a las fuerzas de levantamiento, que son aquellas fuerzas debe vencer las herramientas o una sarta de registros para poder bajar dentro de un pozo hasta la zona de interés, estas fuerzas son función de la presión en cabeza de pozo, la velocidad del fluido y el factor de la flotación. Para realizar una adecuada planeación de la intervención del pozo, se deben evaluar las fuerzas positivas y negativas que se van a tener:

Fuerzas positivas. Están dadas por el peso del cable y la sarta restándole el efecto de flotación.

$$\text{Peso cable @ desviación} = \left( \frac{\text{Longitud del cable}}{1000} \right) * \text{Peso cable} * \text{Cos } \alpha$$

Peso cable: peso por cada 1000 ft, suministrado por el fabricante.

Ecuación 3. Peso del cable en función de la desviación.

$$\text{Flotación del cable} = \left( \frac{D_{\text{cable}}}{24} \right)^2 * 3,1415 * \text{Profundidad} * \rho \left( \frac{gr}{cc} \right) * 62.43 * 0,85$$

Ecuación 4. Efecto de la flotación en el cable.

$$\text{Peso sarta @ desviación} = \text{Peso sarta} * \text{Cos } \alpha$$

Ecuación 5. Peso de la sarta en función de la desviación.

$$\text{Flotación de la sarta} = \left( \frac{D_{\text{sarta}}}{24} \right)^2 * 3,1415 * \text{Profundidad} * \rho \left( \frac{gr}{cc} \right) * 62.43 * 0,85$$

Ecuación 6. Efecto de la flotación en la sarta de registros.

Fuerzas positivas =  $\sum$ (Peso cable –flotación del cable+ Peso de la sarta-Flotación de la sarta).

Fuerzas Negativas. Están dadas por todas aquellas fuerzas que se oponen a que la sarta baje dentro del pozo. Dentro de estas fuerzas tenemos:

$$\begin{aligned} & \text{Fuerza x presión en cabeza de pozo} \\ & = A(\text{área del cable}) * P(\text{whp, presión cabeza de pozo}) \end{aligned}$$

Ecuación 7. Fuerza dada por la presión del pozo.

$$\begin{aligned} & \text{Levantamiento (cable en tubería)} \\ & = \text{Fricción}(\text{factor cable}) * \text{Fracción densidad} * 1000 * 3.1416 * Vf^2 \\ & * D(\text{cable}) * \text{Longitud del cable en la tubería} \end{aligned}$$

Ecuación 8. Levantamiento del cable en la tubería.

$$\begin{aligned} & \text{Levantamiento (sarta en tubería)} \\ & = \text{Fricción}(\text{factor cable}) * \text{Fracción densidad} * 1000 * 3.1416 * Vf^2 \\ & * D(\text{sarta}) * \text{Longitud del cable en la tubería} \end{aligned}$$

Ecuación 9. Levantamiento de la sarta en la tubería.

Fuerzas negativas =  $\sum$  (fuerza x presión en cabeza+ Levantamiento (cable)+levantamiento (sarta)).

Fuerzas Netas =  $\sum$  (Fuerzas Positivas – Fuerzas negativas).

En conclusión tendríamos que uno de los aspectos cruciales para lograr un acceso a pozo está en determinar el diámetro de cable adecuado y el peso de la sarta. En la práctica el parámetro útil es el peso de la sarta, el cual se puede variar de acuerdo a las condiciones de pozo, adicionado a la sarta de registros varios pies de barras de peso que adicionen fuerzas positivas que garanticen el acceso al fondo de pozo, sin embargo, esto se deberá realizar teniendo en cuenta la máxima longitud de sarta rígida que se puede correr de manera segura.

### 3.5 SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Dentro de las condiciones mecánicas de los pozos una de las consideraciones para la corrida de los registros de producción PLT es el tipo de sistema de levantamiento artificial, ya que los mismos requieren un cambio de la sarta de producción e imponen restricciones adicionales dentro del pozo.

### 3.5.1 Gas Lift o Bombeo neumático.

Es un método de producción empleado principalmente para flujos multifásicos, su objetivo es reducir la densidad de la columna de fluidos presentes en el tubing, y de esa manera disminuir la contra presión a la formación productiva, haciendo que esta produzca de manera eficiente.

La configuración de fondo más empleada es la conocida como “semicerrada”, que tiene como característica principal que se instala un empaque (Packer) por encima del primer perforado para que el gas de inyección no contraprese la formación. El gas es transferido desde el espacio anular (casing y tubing) a la tubería de producción, a través de una válvula de gas lift, en donde la energía de presión del gas se convierte en velocidad. Un completamiento típico de un sistema gas lift se detalla en la Ilustración 15.

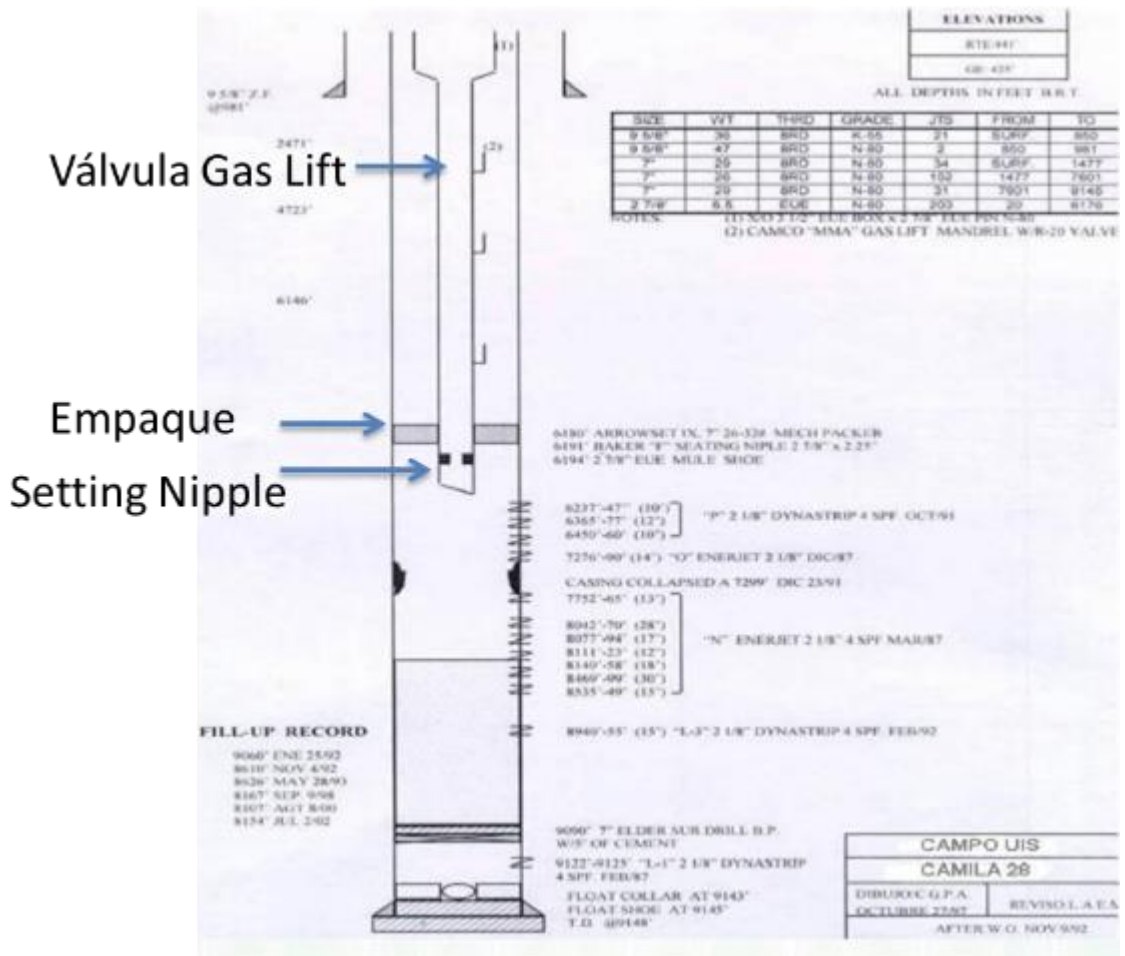


Ilustración 15. Completamiento Típico de un sistema Gas Lift.

En este método de producción las restricciones mecánicas en el completamiento son el mandril, a donde va alojada la válvula de gas lift, y el setting nipple que usualmente va ubicado en la punta de tubería de producción, y sirve como asiento para la instalación de un tapón que permite presurizar la tubería de producción y verificar su integridad, en este completamiento se deberá corroborar el mínimo diámetro interno (ID) para que la sarta pueda pasar sin problema. En esta configuración de pozo es totalmente posible realizar la corrida del registro PLT pues básicamente el completamiento es el de un pozo de flujo natural, con inyección de gas por encima de la zona productora. Para la interpretación de los registros de producción PLT se deberá tomar registro del caudal de gas que se está inyectando en cada uno de los mandriles con el fin de realizar un balance de masa adecuado y poder determinar el real aporte de fluidos desde la formación.

### 3.5.2 Bombeo Electrosumergible

Es un método de levantamiento artificial que está basado en la instalación de un motor eléctrico alimentado desde superficie y una bomba centrífuga multietapa, es empleado cuando se requieren altos caudales de producción, dado que favorece la formación de un drawdown alto en fondo, que genera una baja presión en fondo fluyente, reduciendo la contra presión a la formación. Los componentes básicos de un sistema electrosumergible son:

- La bomba.
- Intake.
- Sello.
- Motor.
- Sensor.

Un completamiento típico con bombeo electrosumergible consta de la bomba y el motor instalado por encima de los perforados, y de la tubería de producción conectada desde la descarga de la bomba hasta superficie, tal como se observa en la Ilustración 16.

En esta configuración no es posible bajar una sarta de registros al pozo, dado que al acceder por la tubería de producción, la sarta se encontraría la descarga de la bomba, y desde este punto no hay manera de pasar a los perforados. La única forma de tomar un registro es instalando en el completamiento del pozo una y-tool como se puede observar en la Ilustración 17, el cual genera un bypass para el fluido y para el viaje de la sarta a la zona productora. En la vía de acceso de la sarta de PLT, van instalados unos tubos cortos usualmente de 10 a 20ft, con diámetros de 2 3/8" y 2 7/8", que corresponde a la mínima restricción dentro del pozo, estos deben ser tenidos en cuenta a la hora de seleccionar los sensores que van a conformar la sarta de registros, la longitud total de los tubos de instrumentos usualmente son 3ft

más largos que la longitud de la sarta que conforma el conjunto motor, bomba y sellos del sistema del bombeo electrosumergible.

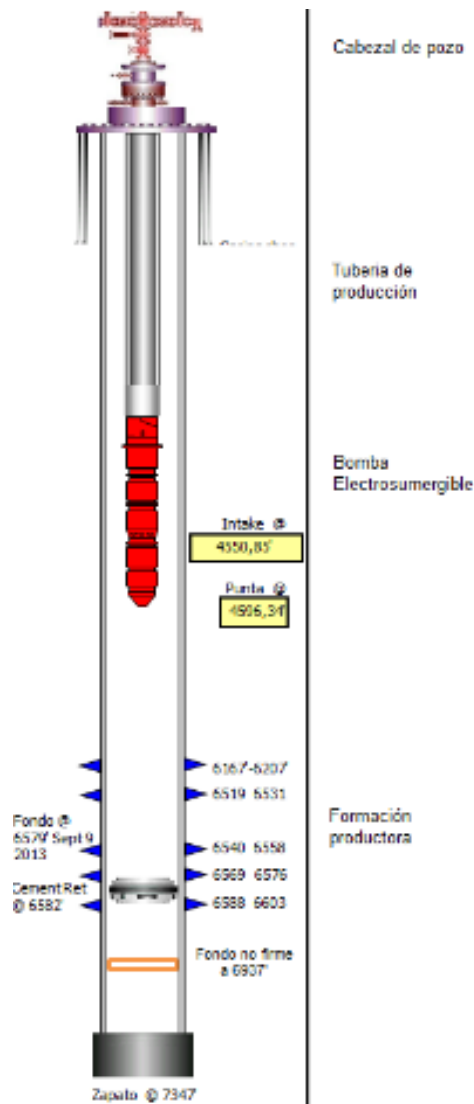


Ilustración 16. Completamiento típico de un pozo con bombeo electrosumergible

Con esta y-tool, el completamiento del pozo se vería de acuerdo a la Ilustración 18. El principio de operación con y-tool está basado en que en la vía de acceso de la sarta de PLT (tubos de instrumentos) va instalado un tapón (Blanking plug) cuya función es sellar el paso de fluidos provenientes de la descarga de la bomba evitando la recirculación del pozo, y garantizando que los fluidos viajen a superficie, es uno de los elementos clave en el funcionamiento del sistema. Para la corrida de los registros de producción PLT, este blanking plug es reemplazado por una running

plug, el cual es un tapón con un orificio central que permite que el cable de registros que conecta la sarta o sensores de fondo, pase a través de él, mientras permanece en el asiento del blanking plug, facilitando el sello que garantiza la producción del pozo.

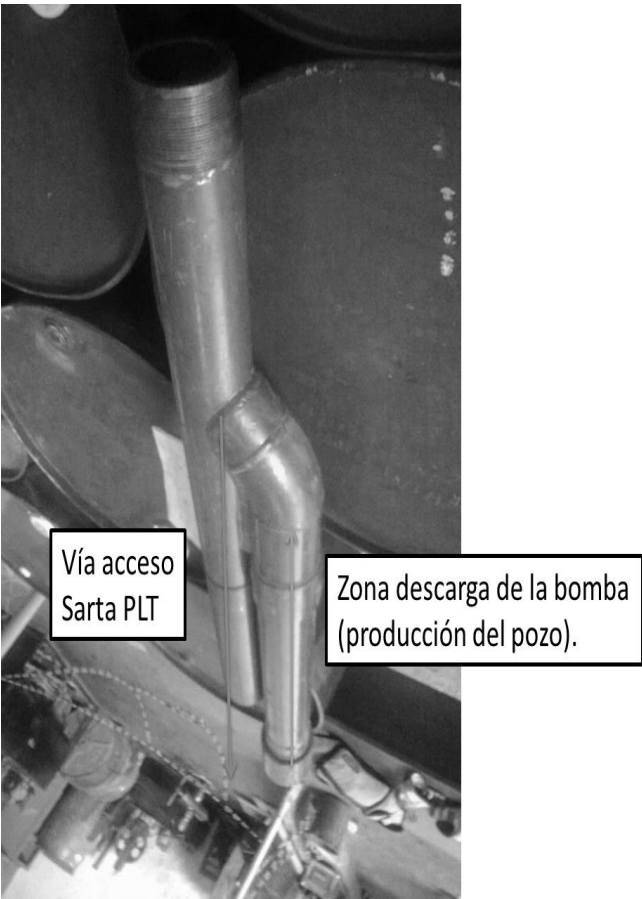
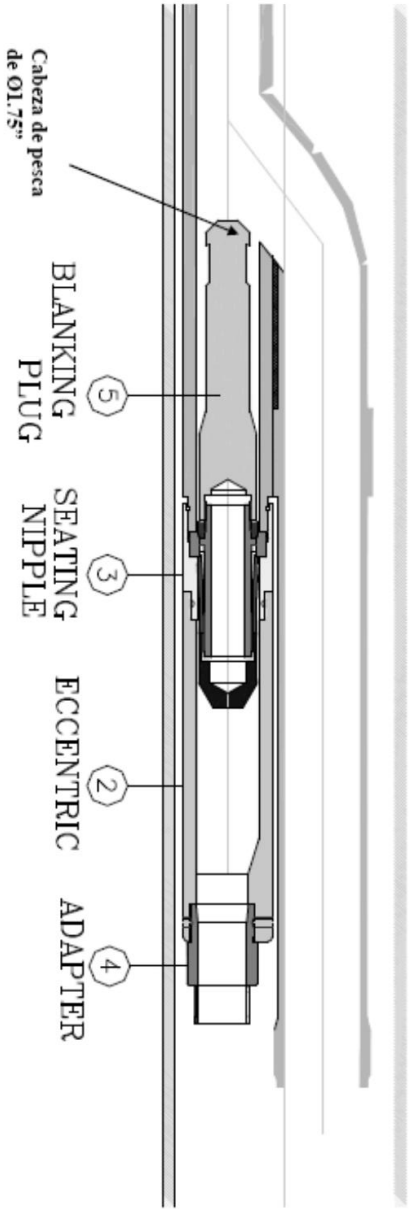


Ilustración 17. Imagen de una y-tool

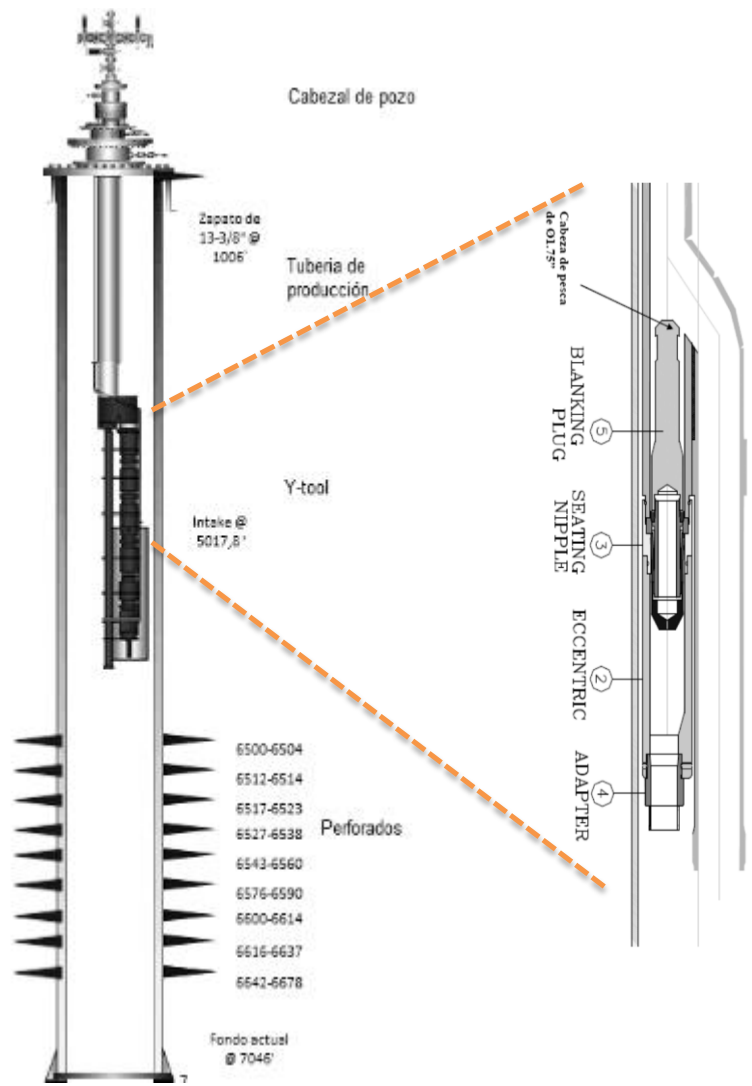


Ilustración 18. Completamiento de pozo con bombeo electrosumergible y y-tool.

### 3.5.3 Bombeo mecánico

Es un sistema de levantamiento artificial que consiste básicamente de una bomba de subsuelo abastecida con energía suministrada a través de una sarta de varillas, la energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza una unidad en superficie mediante un sistema de engranajes y correas. En su forma más simple la bomba consiste de un cilindro o camisa suspendida en una tubería

de producción, el embolo se mueve arriba y abajo en el interior de este cilindro por medio de la sarta de varillas, las cuales consisten de una serie de varillas de acero enroscadas y acopladas en la superficie a la unidad de bombeo. Un esquema típico en la superficie se puede detallar en la Ilustración 19<sup>9</sup>.

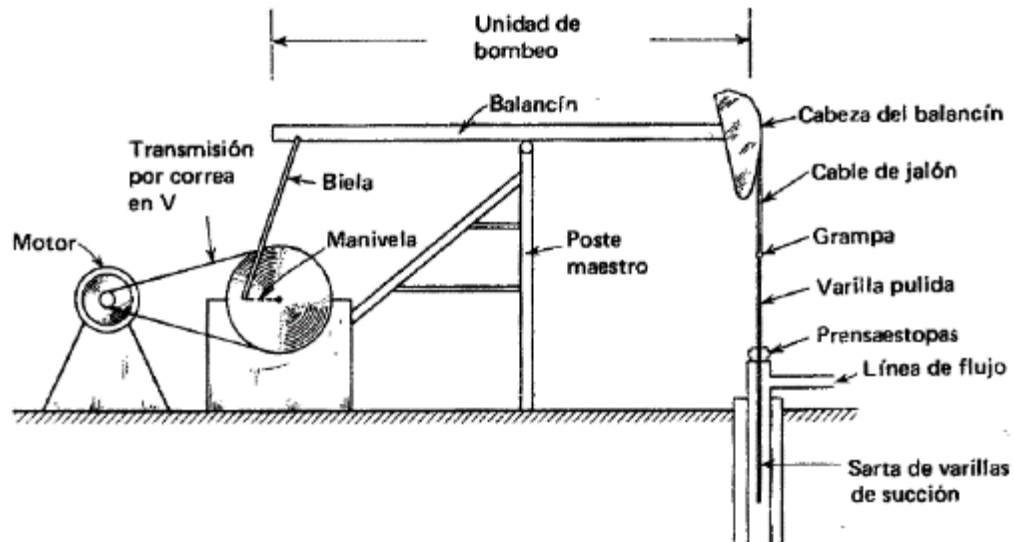
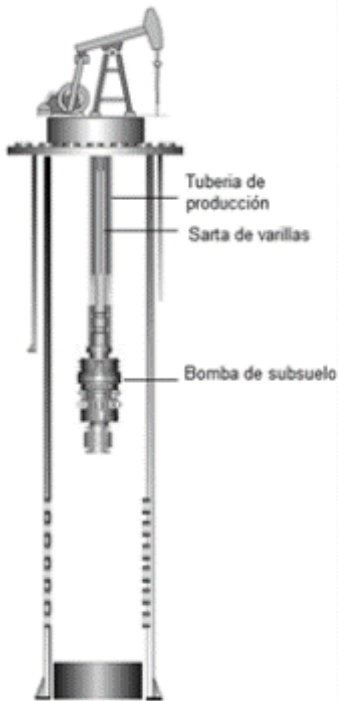


Ilustración 19. Esquema típico superficie unidad de bombeo mecánico.

---

<sup>9</sup> T.E.W Nind. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Segunda edición. Trent University, Ontario, Canadá. 2010, 299p.



INFORMACIÓN GENERAL							
Pozo				Elevación del terreno	1283		
Fecha Perforación	13-oct-83	08-nov-83		Elevación masa Rotaria	1313	30,00	
Fecha completamiento	09-nov-83	14-nov-83		Profundidad Perforada	7165'		
Coordenadas Gauss				Profundidad actual	6495'		
REVESTIMIENTOS							
Casing	Diámetro	Peso [lb/ft]	Grado	Topo [ft]	Zapato [ft]	Drift	Capacidad
Superficie	13 3/8"	61	K55	0'	1015'	12,359	0.1521 Bls/pie
Producción	9 5/8"	47	T95	0'	7158'	8,525	0.0732 Bls/pie
INTERVALOS CAÑONEADOS							
Fecha	Formación	Tiro por pie	Topo [ft]	Base [ft]	Tipo Carga	Condición	Intervalos [ft]
16-nov-04	K1	5	6211	6231	UJ 4505 HMX	ACTIVO	20
15-nov-04	K1	5	6480	6484	UJ 4505 HMX	ACTIVO	4
01-dic-93	K1	5	6484	6486	7 1/2" 51 8 HJ II	ACTIVO	2
15-nov-04	K1	5	6486	6490	UJ 4505 HMX	ACTIVO	4
01-dic-93	K1	5	6490	6492	7 1/2" 51 8 HJ II	ACTIVO	2
01-dic-93	K1	5	6496	6514	8 1/2" 51 8 HJ II	ACTIVO	18
05-nov-94	K2		6580	6720		Inactivo	140
R.M.P.	6363					Total Activos:	50
HERRAMIENTAS EN EL POZO							
Herramienta			Corrida			Profundidad	
9 5/8" E2-Drill SV Packer						6545	
UNIDAD DE BOMBEO							
Tipo de Bombeo		Bombeo Mecánico - Air Balance					
Marca		LUFKIN					
Modelo		A 1824 D - 427 - 192					
Serial		192168144 - 30635					
Tipo Compresor		Ingersoll-Rand					
Relación de Reducción		28,33					
Motor		Eléctrico 115 Volt., 60 Hz, 240 Watt					

Ilustración 20. Esquema de fondo sistema de bombeo mecánico.

La toma de un registro de producción PLT a través de la tubería de producción no es viable debido a que esta se encuentra ocupada por la sarta de varillas y la bomba de fondo. La toma de un registro de producción PLT en este tipo de sistema de producción, únicamente es posible a través del espacio anular entre el tubing y el casing, y requiere disponer de un arreglo especial en el cabezal de pozo.

La preparación del trabajo requiere:

- Pull del tubing.
- Remover el ancla de gas.
- Bajar la bomba si es posible ubicarla 100ft por encima de los perforados.
- Instalar un flange de completamiento dual. Ver Ilustración 21.
- Instalar una pequeña pumping tee.
- Instalar un slimline stuffing box.
- Remover la brida de guardia.
- Dejar un espacio vertical entre la barra lisa y el área de tránsito para el cable de registros. Ver Ilustración 22.

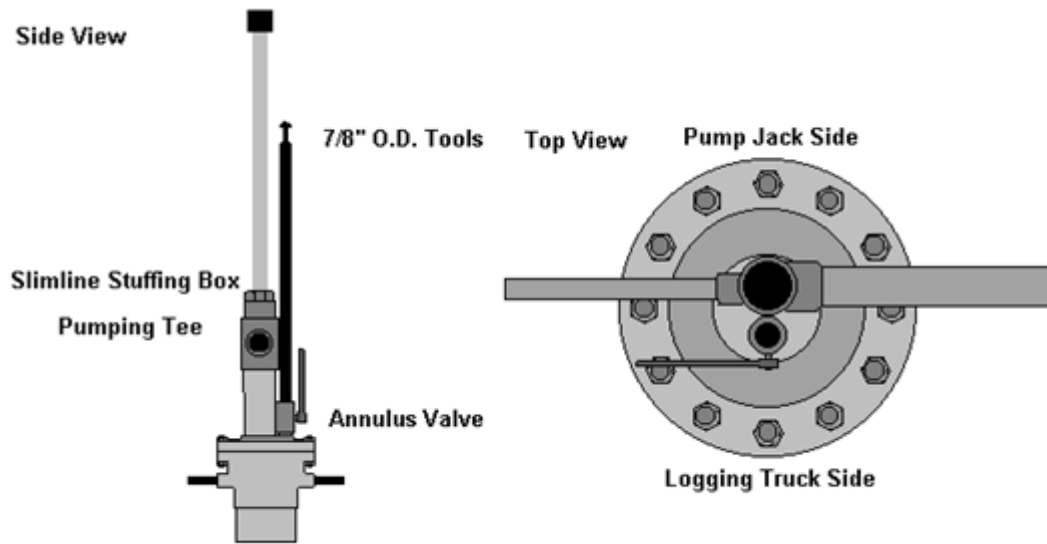
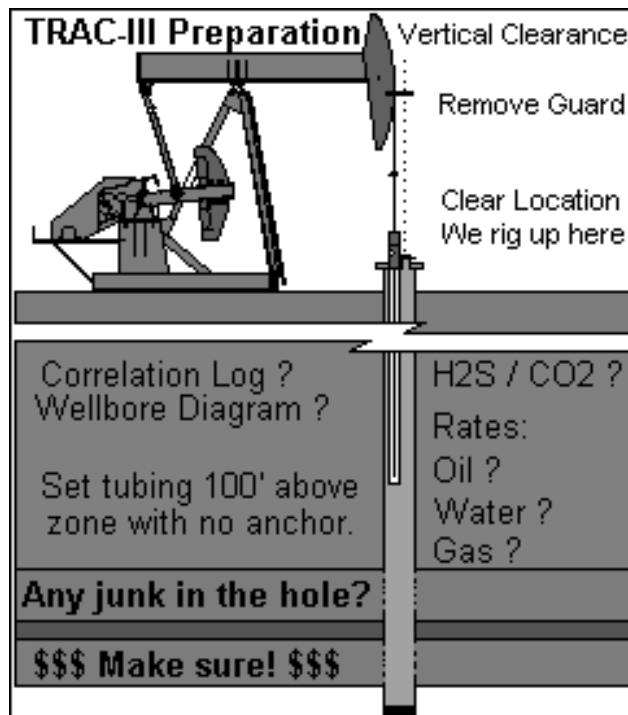


Ilustración 21. Flange de completamiento dual.

Las herramientas de registro recomendadas para esta operación son las de 7/8" de OD debido al espacio anular disponible para su corrida. Los pozos candidatos para la operación son los de casing 5 1/2" con tubing 2 7/8", casing 4 1/2" con tubing 2 3/8", o cualquier combinación con casing de mayor tamaño y tubing de menor tamaño. Es importante que no existan restricciones adicionales en el anular.



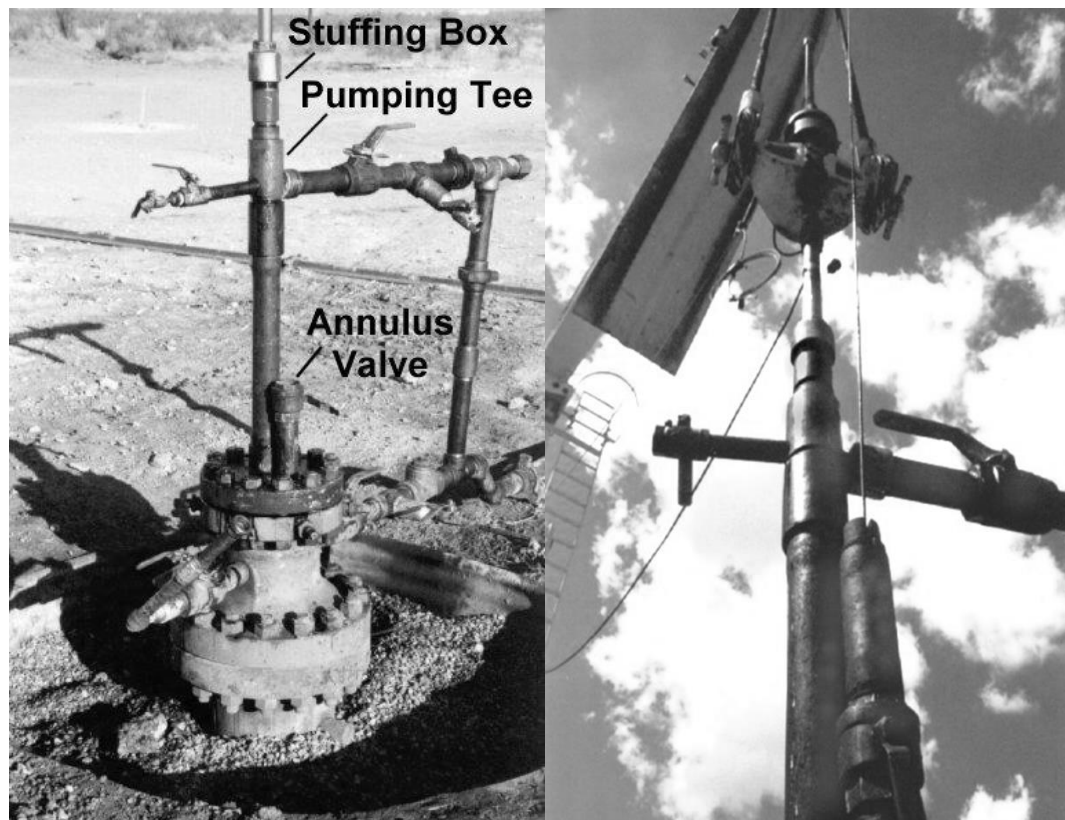


Ilustración 22. Preparación de un pozo bombeo mecánico para tomar un registro PLT.

#### 3.5.4 Bombeo de cavidades progresivas (PCP)

Es un método de levantamiento artificial el cual consiste en un rotor de acero helicoidal y un estator de elastómero sintético moldeado dentro de un tubo de acero. Una configuración típica de este sistema se observa en la Ilustración 23<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> HIRSCHFELDT, Marcelo. Manual de bombeo de cavidades progresivas. Versión 1. 2008, 11p.

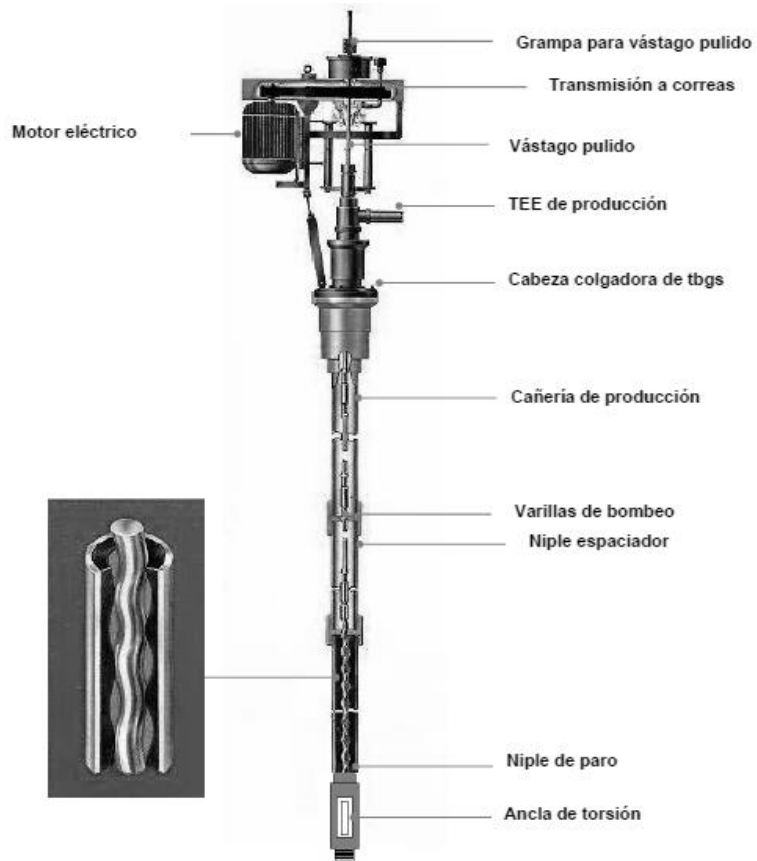


Ilustración 23. Sistema PCP convencional.

La toma de un registro de producción PLT en un sistema PCP convencional no es factible debido al limitado espacio del cabezal PCP y la estructura en fondo de pozo del tubing string. Los principales cambios que deben ser aplicados para aplicar técnicas de registros de producción son:

- Tamaño limitado en el diámetro interno (ID) del casing. Que es el espacio por donde la sarta de registros PLT va a bajar a fondo de pozo, va a dar las limitaciones en cuanto al diámetro permitido de la sarta de registros a correr.
- Sistema convencional PCP. En general el sistema está limitado para aplicar técnicas de registros de producción debido a:
  - Complejidad de la estructura del cabezal de pozo. El cabezal de PCP es instalado cercano al cabeza de pozo, el cual no tiene una entrada extra para la sarta de registros de producción.
  - El tamaño del estator. El diámetro externo del estator PCP viene en rangos que van de 4 y 4.7", algunos de los cuales son más grandes

que la tubería de producción, lo cual deja poco espacio anular para bajar la sarta de producción .

- Centralizador y ancla de PCP. Tradicionalmente, un centralizador de la bomba es instalado encima del estator para estabilizar la operación de la bomba. Un ancla es instalado debajo de la bomba para eliminar el riesgo de desenrosque de tubería. Ambas herramientas de fondo reducen el espacio anular entre el casing y el tubing, necesario para la corrida de la sarta de registros.

La toma de un registro de producción PLT requiere acondicionar el sistema de producción desde fondo a superficie, para ello se requiere<sup>11</sup>:

Diseño especial de un cabezal PCP excéntrico

El cabezal de PCP para la toma de registros de producción viene con dos diseños diferentes:

1. Diseño de entrada de prueba. Es una entrada especial que permite la entrada de la sarta de registros al cabezal de pozo. Este es un ancho y deslizable canal el cual guía los sensores de registros dentro del pozo. Un blowout preventer (BOP) es montado sobre la entrada con un ángulo de inclinación. Ver
2. Ilustración 24.
3. Diseño de un cabezal de pozo excéntrico. Esta cabeza de pozo consiste de un colgador de tubing (tubing hanger) y el cuerpo del asiento del colgador. La pared interna del cabezal de pozo tiene una abertura con ángulo de inclinación adecuado para la entrada de la sarta de registros. Este diseño asegura flexibilidad y seguridad para el proceso de registros.

---

<sup>11</sup> Liu He, SPE, RIPED, and Wang Fengshan, SPE, Shi Guochen, SPE, Cao Gang, SPE, Jiang Tao, and Zhang Tianli, Daqing Oilfield Co., Ltd. An Innovative PCP Logging Technique for the Separated Layer Production Wells. En Society of Petroleum Engineer, SPE 136738. 2010, 2-7p.

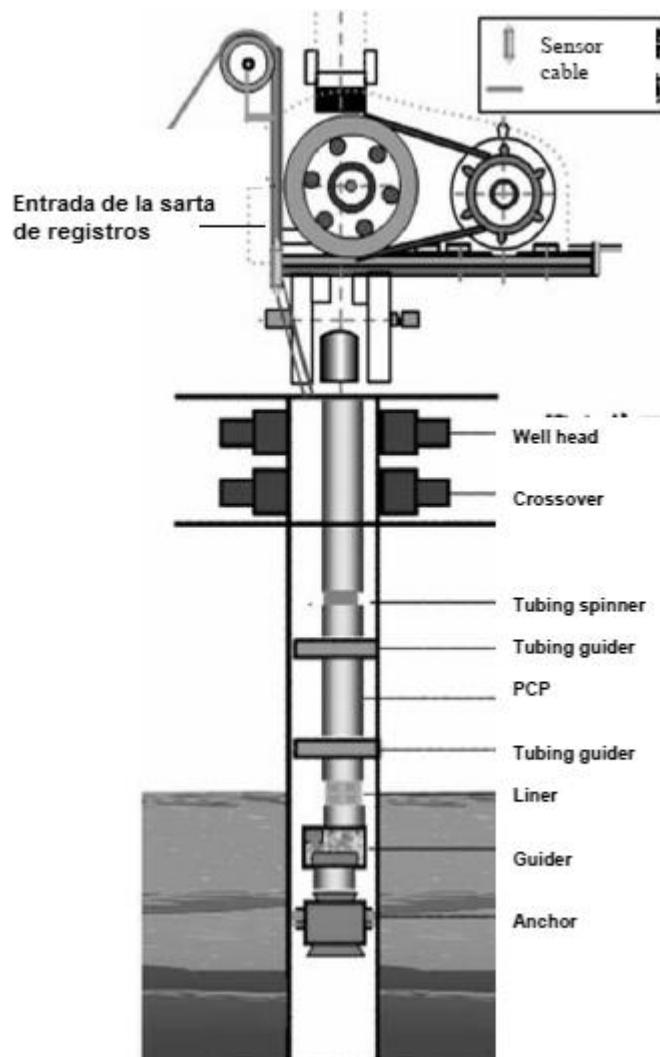


Ilustración 24. Sistema PCP para la toma de un registro de producción PLT.

#### Diseño especial PCP del equipo de fondo

1. Diseño de un Tubing spinner. Es instalado en la parte superior de la tubería encima del estator. Ver Ilustración 25B. En el caso de que la sarta de registros no sea capaz de pasar a través del anular o el cable se enrolle sobre el tubing durante la toma de los registros, el procedimiento más común es rotar el cabezal excéntrico, generando un efecto sobre el tubing spinner y el cable podrá fácilmente desenroscarse y correr dentro del pozo.

2. Diseño de un tubing excentralizador especial. El objetivo es excentralizar la sarta de producción para ganar espacio anual por un costado de la tubería para facilitar el acceso con la tubería de producción. Ver Ilustración 25C.



(a) Tubing guider



(b) Tubing spinner



(c) Eccentralizer

Ilustración 25. Herramientas de fondo sistema PCP para registros de producción.

3. Diseño de un tubing guider. Este se conecta al fondo del estator de la bomba PCP y encima del ancla. Este es usado para permitir el paso de la sarta de registros a fondo, y amortiguar el movimiento de la bomba. Ver Ilustración 25.
4. Diseño especial del ancla. Un ancla con un orificio en el centro para permitir que la sarta viaje a la zona de interés.
5. Diseño de una bomba PCP de pequeño tamaño. Se trata de una bomba PCP con un diámetro externo reducido de 4,25" a 3,54".

Las herramientas de registros a correr en este tipo de pozos son de diámetros reducidos preferiblemente de 7/8".

### 3.5.5 Bombeo hidráulico.

Para este sistema de levantamiento artificial no es viable la toma de un registro de producción PLT debido a la restricción que genera en fondo su completamiento, por lo cual no se profundiza en el tema.

## 4. EQUIPO REQUERIDO PARA LA TOMA DE UN REGISTRO DE PRODUCCIÓN PLT.

El equipo necesario en el sitio de pozo para realizar la toma de un registro de producción PLT o en general un trabajo de cased hole, se divide en dos categorías, el equipo de superficie y el equipo o herramientas de fondo.

### 4.1 Equipo de superficie.

Hace referencia al equipo ubicado a nivel o por encima del cabezal de pozo, dentro de sus funciones está el control de presión en superficie mientras se toma el registro con las herramientas en fondo, buscando mantener las condiciones de producción y contensión de fluidos. Dentro del equipo de superficie están el equipo de control de presión y el camión de registros.

#### 4.1.1 Equipo de control de presión.

La operación en un pozo activo o potencialmente activo, es un pozo que va a estar bajo presión, y es necesario utilizar un equipo de control de presión que permita realizar un sello alrededor del cable con el que se bajaran las herramientas de registros PLT. Este equipo debe proporcionar un medio seguro para entrar y salir de un pozo con equipo para correr registros manteniendo control del pozo simultáneamente, en todo momento<sup>12</sup>.

El equipo de control de presión es fabricado en diversos tamaños y especificaciones, y es seleccionado de acuerdo a la necesidad del trabajo. Los trabajos en pozo bajo presión son generalmente efectuados con cables de diámetros externos pequeños, por ejemplo, monocables de 7/32" o con líneas de acero para los servicios mecánicos. Esto es debido a que el empuje hacia arriba por la presión del pozo, que actúa sobre el área transversal del cable, es mucho menor en un cable de 7/32" que en un cable de 15/32". Por ejemplo, una presión de pozo de 5,000 psi ejerce una fuerza hacia arriba de 830 libras en un cable con diámetro externo de 15/32", pero solamente 190 libras en un cable con diámetro externo de 7/32". Otro problema relacionado a los cables con diámetro externo grande es mantener el sello de grasa trabajando en la cabeza de inyección de grasa. Es más fácil mantener un buen sello alrededor de cables de 7/32" debido a que los alambres son más pequeños y existe mejor cobertura de las armaduras. La resistencia mecánica del cable con diámetro externo más pequeño es considerablemente

---

<sup>12</sup> Elmar A Varco Company. Curso de control de control de presión de 10Kpsi. 2002, Sección 4 – 1p.

menor que la de un cable de 7 conductores. Las herramientas más pequeñas y ligeras diseñadas para ser corridas a través de las tuberías de producción generalmente son corridas con cables monoconductores o coaxiales con un diámetro externo pequeño o línea de acero con diámetro externo pequeño. Estas herramientas son normalmente llamadas "Herramientas de Producción" y tienen un tamaño con rango desde 3/4" D.E. (Diámetro Externo) hasta 2.5" D.E. Los tamaños más comunes son 2-1/8", 1-11/16" o 1-3/8". La mayoría del equipo de presión para trabajo de alta presión ha sido construido para acomodar herramientas de estos tamaños para que el equipo de control de presión pueda ser tan liviano como sea posible. Algunas herramientas y cañones de perforación modernos requieren un Equipo para Control de Presión con un diámetro interno mayor. Sartas más largas con diámetros internos de 3" y 4" han sido desarrolladas para este propósito. El Equipo para Control de Presión con Líneas de Acero puede tener un calibre "decreciente" (Diámetro Interno 6-5/8" - 5" - 4" - 3") para acomodar tapones y herramientas especiales. El equipo para el control de presión, a menudo es referido como equipo para el cabezal del pozo (WHE), normalmente tiene presiones de trabajo de 5,000 psi, 10,000 psi y 15,000 psi. Si existe necesidad para ir más alto de 15,000 psi entonces es requerido un equipo especial. La sarta típica de un equipo de control de presión se puede detallar en la Ilustración 26.

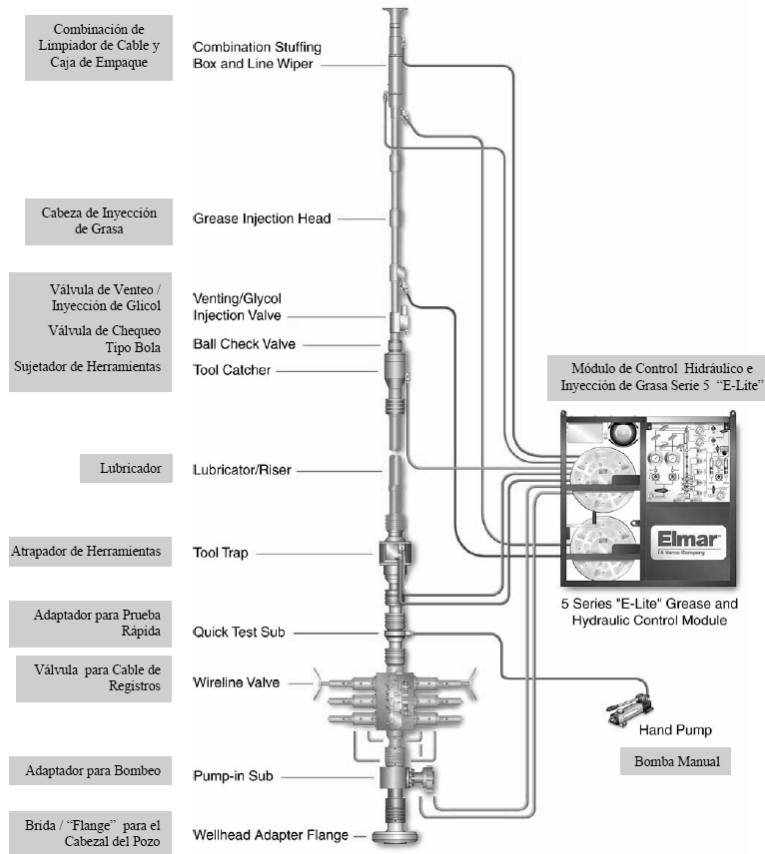
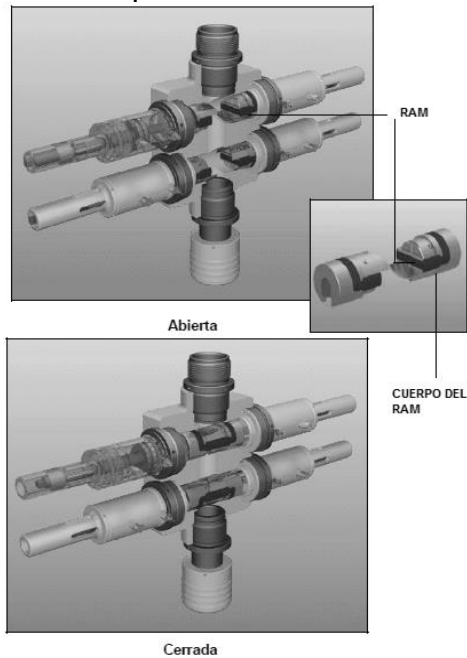


Ilustración 26. Sarta típica de equipo de control de presión para cable de registros<sup>13</sup>.

Valvula para cable de registros (Blowout preventer – BOP)

La BOP está diseñada para controlar la presión del pozo sellando alrededor del cable y es utilizada primordialmente cuando debe ser reparado un cable sometido a presión, o cuando usted no puede obtener de nuevo el sello de control en la cabeza de inyección de grasa. Los elementos de sello son dos “rams” de metal, con superficies de elastómero, los cuales tienen forma para adaptarse a un tamaño específico de cable. Los sellos de elastómero son comúnmente llamados "cauchos". Elementos especiales de sello han sido desarrollados recientemente los cuales pueden adaptarse a cables de diferentes tamaños. Cuando la válvula para Cable de Registros es activada las superficies de elastómero forman un sello alrededor del cable expandiéndose sobre los espacios entre los alambres de la armadura.



---

<sup>13</sup> Elmar A Varco Company. Curso de control de presión 10Kpsi. 2002, sección 7, 1p.

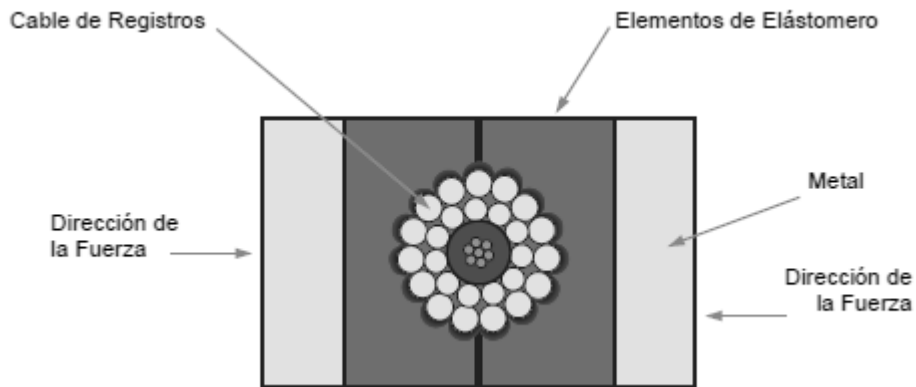


Ilustración 27. Válvula para cable de registros de doble brazo Elmar14.

### Lubricadores (Riser)

Los lubricadores también conocidos como “risers” son simplemente una serie de longitudes de tubos inter-conectados, su objetivo es proporcionar un espacio para que la herramienta pueda ser contenida bajo presión, cuando se abre y se cierra el pozo. La longitud del lubricador es calculada de manera que sea tan larga como la sarta de herramientas más 3 ft de seguridad para permitir el manejo de la sarta dentro del lubricador durante el y conexión en cabeza de pozo. El diámetro interno del lubricador debe ser de 0.15” a 0.25” mayor que el diámetro externo más grande que tenga la herramientas de registros. Las secciones del lubricador pueden ser suministradas en longitudes de 4, 5, 6, 8, 10 y 12 pies. Cada junta de lubricador viene suministrada con uniones rápidas para alta presión. Las uniones rápidas pueden ser tipo rosca, soldadas, o ser una parte integral del cuerpo del lubricador. Algunos lubricadores tienen orificios para permitir que se anexasen válvulas de desahogo con mangueras de drenaje y medidores de presión. Algunos lubricadores están diseñados con un dispositivo colgador que permite que el cuello sea mantenido alejado de la grúa durante el ensamblaje vertical del lubricador. Elmar recomienda la utilización de lubricadores integrales en vez de con roscas o soldados para eliminar sellos innecesarios o posible falla de soldaduras en el equipo para control de presión.

Los sellos son fabricados con elastómeros de diversos compuestos, dependiendo de la temperatura de operación y de los fluidos del pozo. Sellos especiales deben ser utilizados para condiciones árticas, para fluidos muy corrosivos (alto H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>), o para operaciones con inyección de vapor.

<sup>14</sup> Elmar A Varco Company. Curso de control de presión 10Kpsi. 2002, sección 7, 2-7p.

El equipo de control de presión está conectado entre sí con uniones. Las uniones rápidas son auto alineadas debido al perfil de la caja y de la sección macho, ver Ilustración 28. El sello es obtenido por un oring interno en el extremo macho que sella contra el extremo caja de la unión. Las roscas tipo ACME son usadas. Existen dos tipos de conexiones rápidas normalmente utilizadas, con diferentes perfiles:

- Uniones rápidas tipo Bowen.
- Uniones rápidas tipo Otis.

Las uniones Bowen y Otis no son compatibles. Las uniones Bowen son más compactas, las uniones Otis son más fáciles de empatar cuando no están perfectamente alineadas, por ellos a elección son preferibles. La unión rápida es definida por:

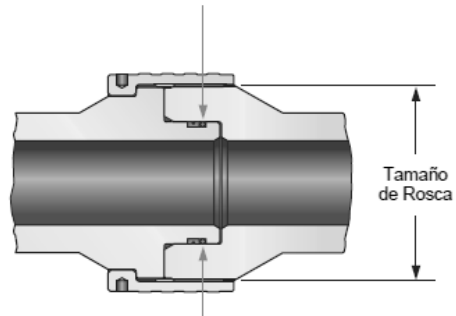
- Tipo: Bowen u Otis.
- Su diámetro de rosca ACME en pulgadas.
- El paso de la rosca en roscas por pulgadas.
- Diametro de sello en pulgadas.

Así por ejemplo la conexión Bowen  $4 \frac{3}{4}$ " – 4 Acme –  $3 \frac{3}{4}$ ", es una conexión de 4.75" en la rosca, 4 hilos por pulgada, y diámetro de sello de 3.75".

Conexiones Tipo Unión Rápida

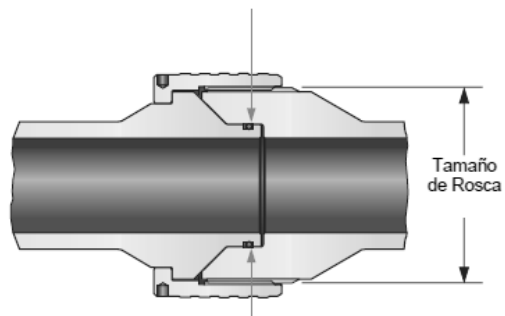
Figura 7-24

Diámetro de Sello



BOWEN

Diámetro de Sello



OTIS

Ilustración 28. Tipos de conexiones rápidas<sup>15</sup>.

Una sección típica de un lubricador se puede detallar en la Ilustración 29.

---

<sup>15</sup> Elmar A Varco Company. Curso de control de presión 10Kpsi. 2002, sección 7B, 36p.



Ilustración 29. Sección típica de un lubricador<sup>16</sup>.

#### Atrapador de herramientas manual e hidráulico (Tool Trap)

Los atrapadores de herramienta hidráulicos se encuentran disponibles en todas las especificaciones comunes de presión, y para servicio H<sub>2</sub>S y Estándar. Las aletas (algunas veces llamadas "láminas de retención") tienen una ranura mayor que el cable de registro pero menor que la sarta de herramientas. Estas están cargadas con resorte y son levantadas a medida que la herramienta es levantada a través y vuelven a caer tan pronto como la herramienta está por encima de la trampa. Para abrir la aleta externamente se debe aplicar presión hidráulica. Un pistón abierto es bombeado hacia arriba dentro del atrapador de herramientas y empuja la aleta a su posición de abierta. El bombeo de fluido hidráulico en la parte superior de los dos orificios hidráulicos empuja el pistón hacia abajo y permite que la aleta caiga hacia atrás impulsada por un resorte. El atrapador de herramientas permanece cerrado durante la operación normal. Este es abierto únicamente al comienzo del trabajo para permitir que la herramienta descienda desde los lubricadores hacia dentro del pozo. Este es cerrado de nuevo una vez que la herramienta se encuentra en el pozo. Otros tipos de atrapadores de herramientas disponibles incluyen los atrapadores manuales de herramientas Ilustración 30 y los atrapadores hidráulicos de herramientas con indicadores externos Ilustración 31. El tipo con indicador externo es muy beneficioso pues proporciona una indicación positiva a la cuadrilla de

---

<sup>16</sup> Elmar A Varco Company. Curso de control de presión 10Kpsi. 2002, sección 7, 48p.

registros que la herramienta ha pasado por el atrapador y que el pozo puede ser cerrado.

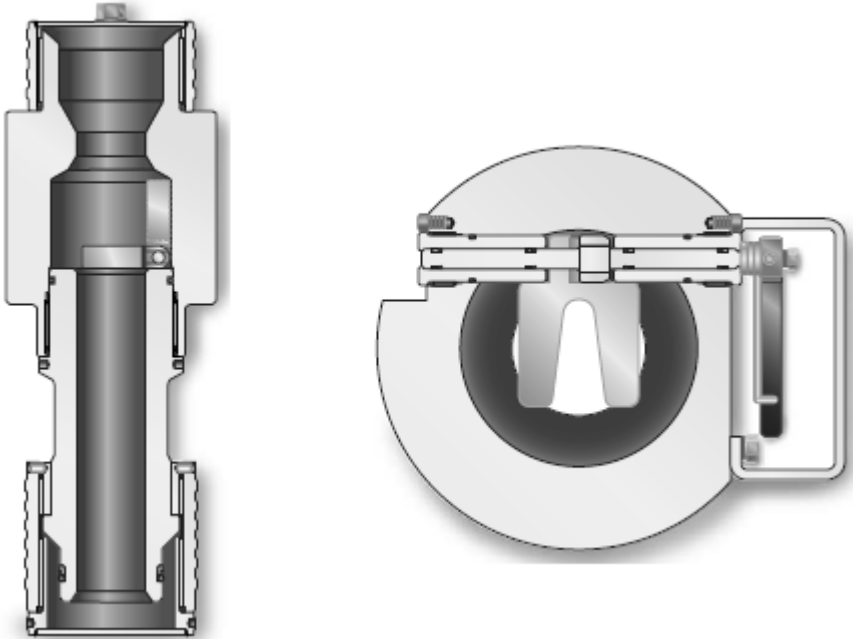


Ilustración 30. Atrapador manual de herramientas<sup>17</sup>.

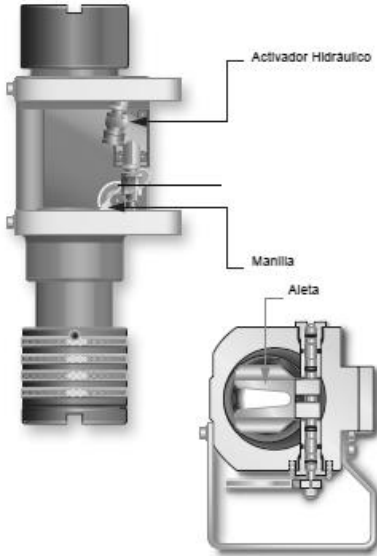


Ilustración 31. Atrapador de herramientas hidráulico<sup>18</sup>.

---

<sup>17</sup> Elmar A Varco Company. Curso de control de presión 10Kpsi. 2002, sección 7, 57p.

<sup>18</sup> Elmar A Varco Company. Curso de control de presión 10Kpsi. 2002, sección 7, 58p.

## Sujetador de la cabeza (Tool Trap)

El sujetador de herramientas es normalmente ubicado encima de la sarta del lubricador y por debajo de la válvula de chequeo tipo bola / cabeza de inyección de grasa. Su propósito es resguardar de un posible trabajo de pesca en la eventualidad que la herramienta inadvertidamente sea tensionada contra el extremo superior del lubricador

y el punto débil sea roto. Cuando el sujetador es activado, este engancha la cabeza de registros o cabeza de cable para línea de acero y sujeta la herramienta con seguridad dentro de los lubricadores. Es obligatorio el tener por lo menos un sistema de sujeción, ya sea el atrapador de herramientas o el sujetador de herramientas en la sarta de WHE como un sistema de seguridad.

El Sujetador de Herramientas es normalmente utilizado sin presión hidráulica aplicada. En esta condición, el sujetador agarra y sostiene automáticamente el cuello de pesca de una herramienta golpeada contra el sujetador, por ejemplo la sarta de registros. Para liberar la herramienta, presión hidráulica es aplicada al sujetador de herramientas, haciendo que las cuñas de enganche se retraigan y liberen la herramienta. Cuando la herramienta ha sido liberada, la presión hidráulica debe ser desahogada para preparar el sujetador a la posición de enganche para una futura operación.

## Cabeza de inyección de grasa

La cabeza de inyección de grasa (GIH) consiste de un conjunto de tubos de flujo y una caja de empaque, ver Ilustración 33. La cabeza de inyección de grasa tiene una camisa externa para el tubo de flujo y un tubo interno conocido como el tubo de flujo el cual es ligeramente más largo y encaja dentro de las uniones del GIH. La camisa del tubo de flujo asegura la capacidad mecánica del ensamblaje, mientras que el tubo de flujo contiene la grasa alrededor del cable de registros.

Los tubos de flujo deben ser emparejados al tamaño del cable que se utiliza, teniendo en consideración cualquier desgaste del cable, el diámetro interno del tubo de flujo debe ser seleccionado para que tenga de 0.002" a 0.008" con el diámetro externo del cable, se recomienda utilizar el rango de 0.008" para realizar la corrida de cables nuevos o en sus primeras corridas de su vida útil, y en la medida que el cable vaya sufriendo desgaste se va reduciendo su rango hasta un mínimo de 0.002". Es muy importante utilizar la cantidad adecuada de tubos de flujo, un tubo de flujo con el tamaño adecuado puede soportar 2000psi en líquido y 1500psi en gas. Una mayor cantidad de tubos de debe ser utilizado en gas, pues es más fácil para el gas irrumpir a través de la grasa y empujarla fuera a medida que el gas se expande. Sin embargo, este dato deberá ser validado con el proveedor del equipo de control de pozos, debido a que pueden existir diferencias particulares de diseño que afectan los parámetros de operación.

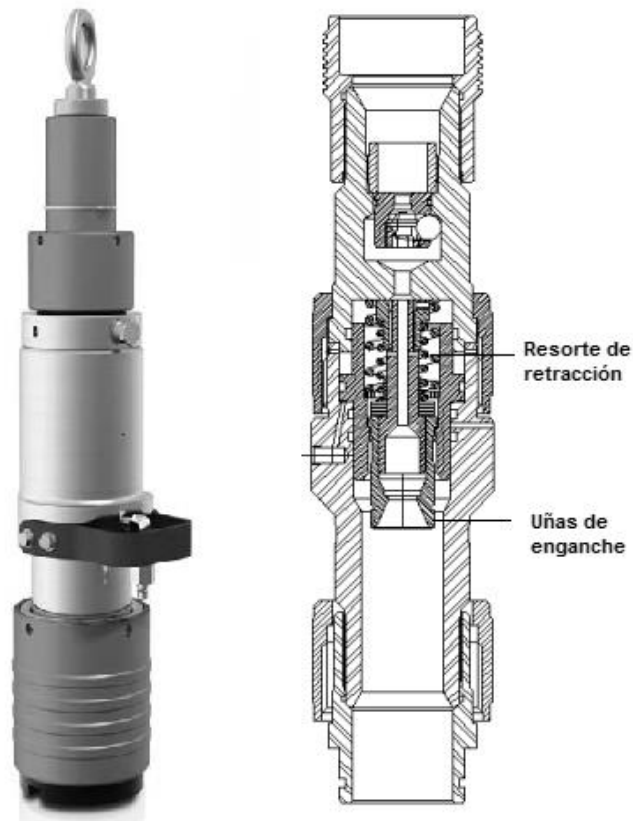


Ilustración 32. Sujetador de la cabeza - Tool catcher<sup>19</sup>.

La caja de empaque se encuentra ubicada inmediatamente encima de los tubos de flujo de grasa, es también llamada stuffing box. Esta es utilizada para sellar alrededor del cable en una emergencia o cuando el cable se encuentra estático por un largo periodo, y permanece abierto durante una operación normal. Se debe tener especial cuidado de no emplear este stuffing box como limpiador de línea, dado que el caucho de empaque de sello es suficientemente rígido como aplicar una tensión excesiva en el cable llegando a deformar las armaduras del cable y pudiendo generar una canasta en el cable también llamada jaula de pájaro. La caja de empaque consta de un caucho por el que internamente se hace pasar el cable de registros, un pistón que se encarga de aprisionar el caucho deformándolo generando un sello alrededor del cable, un resorte que se encarga de regresar el pistón a la posición abierto y un puerto de entrada de fluido hidráulico que entrando en el dispositivo a presión se encarga de desplazar el pistón, ver Ilustración 34.

<sup>19</sup> Elmar, equipo de control de presión 10Kpsi. 2014, Sección 3.

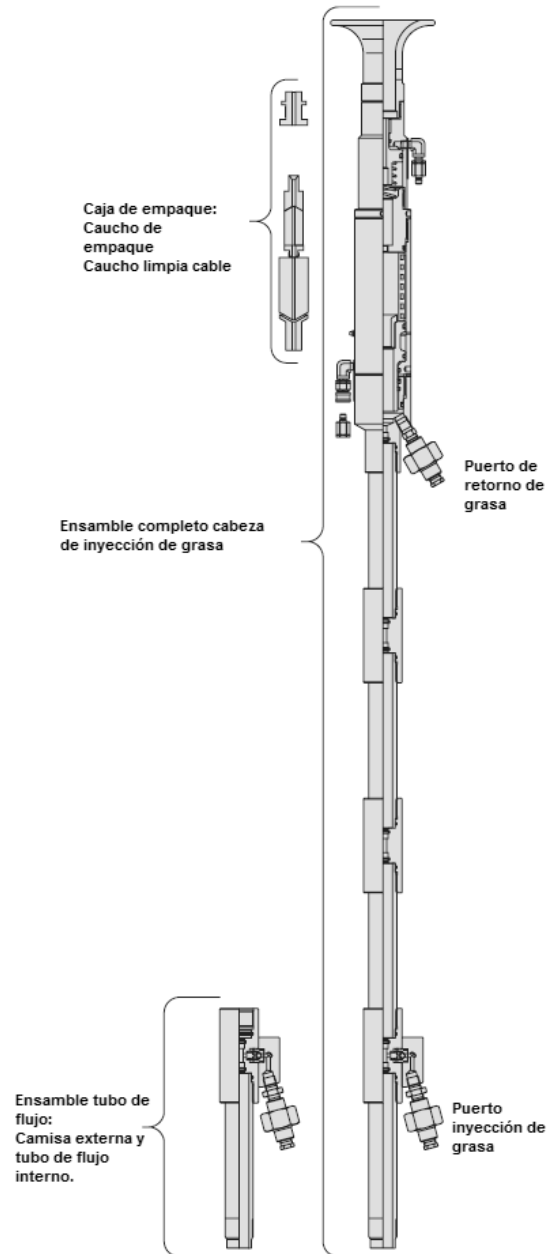


Ilustración 33. Esquema de la cabeza de inyección de grasa<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> Elmar A Varco Company. Curso de control de presión 10Kpsi. 2002, sección 7, 85p.

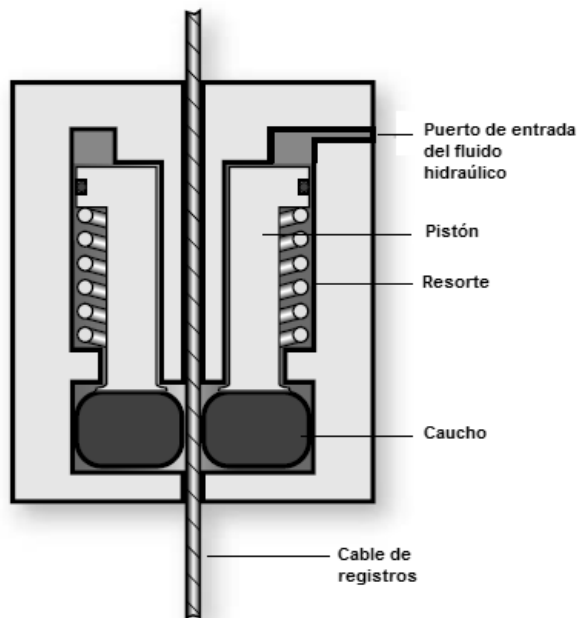


Ilustración 34. Caja de empaque – Stuffing box

#### Limpiador de línea (Line Wiper)

El limpiador de cable está ubicado por encima del empaque y su función es limpiar el cable del exceso de grasa producto de la inyección de grasa durante las operaciones de control de pozo. No se recomienda emplear como elemento para sostener la presión. La grasa removida del cable sale hacia un puerto de drenaje con una manguera y es retornada hacia el módulo de inyección de grasa.

#### 4.1.2 Unidad o camión de registros.

Un esquema de una unidad de registros wireline típica se presenta en la Ilustración 36. El operador controla el winche y el cable desde el laboratorio, a donde se encuentra el sistema de adquisición de datos. El cable pasa a través del sistema de medida y embobinado del cable (spooler), el cual le transmite las señales de profundidad y tensión al operador, con los que pueden controlar las velocidades de registros, profundidad de acceso y las tensiones seguras de trabajo de acuerdo al tipo de cable de registros con el que se esté bajando las herramientas de registros.

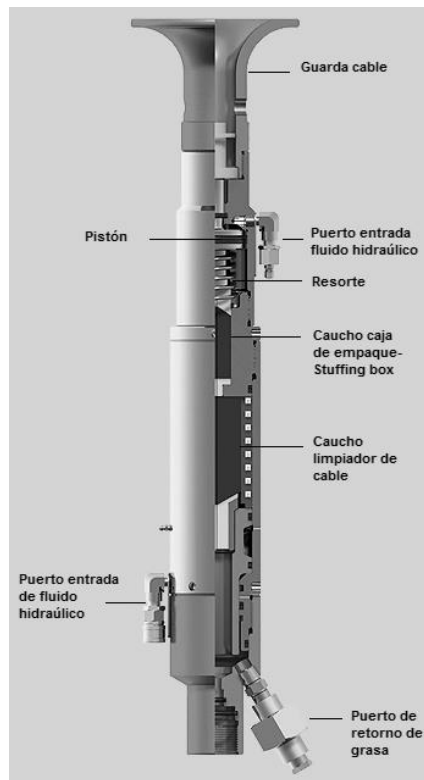


Ilustración 35. Conjunto caja de empaque y limpiador de cable<sup>21</sup>.

El sistema de adquisición de señales básicamente captura dos conjuntos de señales, las señales provenientes de las herramientas de fondo, las cuales son enviadas por el sistema de telemetría a superficie a través del cable de registros wireline, y las señales provenientes del spooler (tensión y profundidad) con las cuales se controla los parámetros de acceso a pozo. Un esquema general del sistema de adquisición se puede detallar en la Ilustración 37, con esto se logra obtener un registro de señales de fondo tales como la presión, temperatura, caudal, etc, versus la profundidad.

---

<sup>21</sup> National Oil Well Varco. Equipo de control de presión 10Kpsi. [En línea] [fecha de consulta: 30 de julio del 2015][https://www.nov.com/Segments/Completion\\_and\\_Production\\_Solutions/Intervention\\_and\\_Stimulation\\_Equipment/Elmar/WPCE\\_Wireline\\_Pressure\\_Control/Pressure\\_Control\\_Equipment/WPCE\\_Enviro\\_Combination\\_Stuffing\\_Box\\_and\\_Line\\_Wiper.aspx](https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Intervention_and_Stimulation_Equipment/Elmar/WPCE_Wireline_Pressure_Control/Pressure_Control_Equipment/WPCE_Enviro_Combination_Stuffing_Box_and_Line_Wiper.aspx)

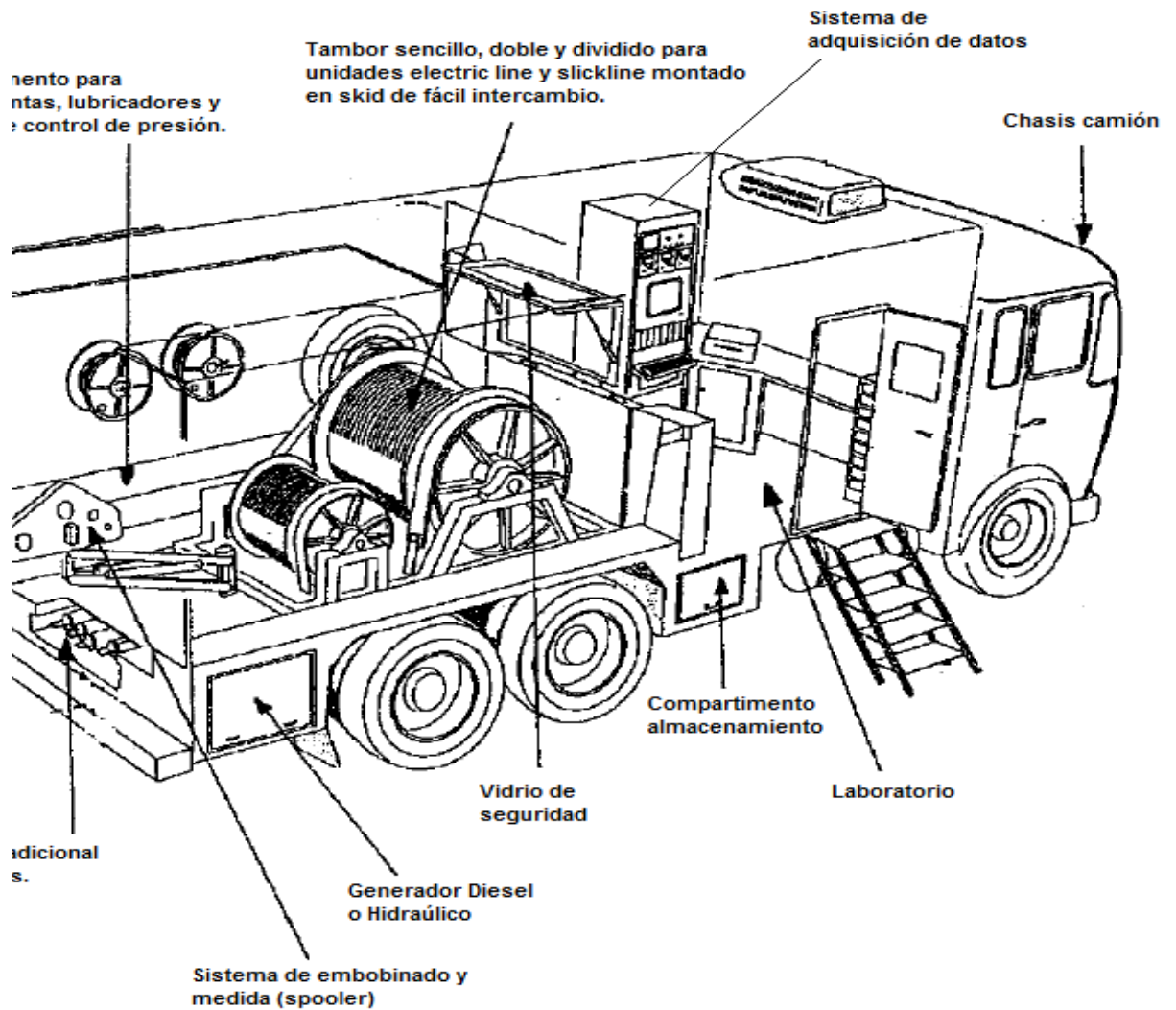


Ilustración 36. Camión de registros wireline<sup>22</sup>.

El spooler es un accesorio de la unidad de registros que consta básicamente de un conjunto de poleas dispuestas en un soporte fijo, sobre las cuales van alojados los sensores electrónicos de tensión y profundidad. A través de este sistema de poleas se hace pasar el cable de registros wireline, con lo cual se pueden monitorear los parámetros de acceso al pozo tales como profundidad y tensión de manera directa, y de manera indirecta la velocidad a partir de la integral de la profundidad. Ver Ilustración 38

<sup>22</sup> SMOLEN, James. Cased Hole and Production Logging Evaluation. Second Edition. United States of America. 1996, 11 P.

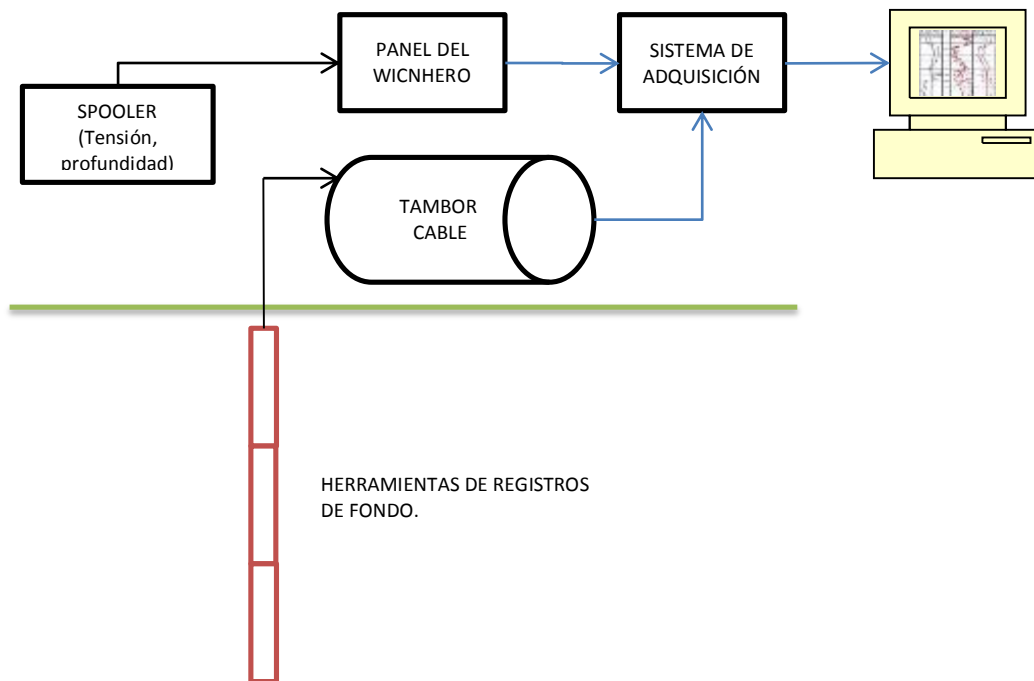


Ilustración 37. Esquema del sistema de adquisición de señales unidad de registros.

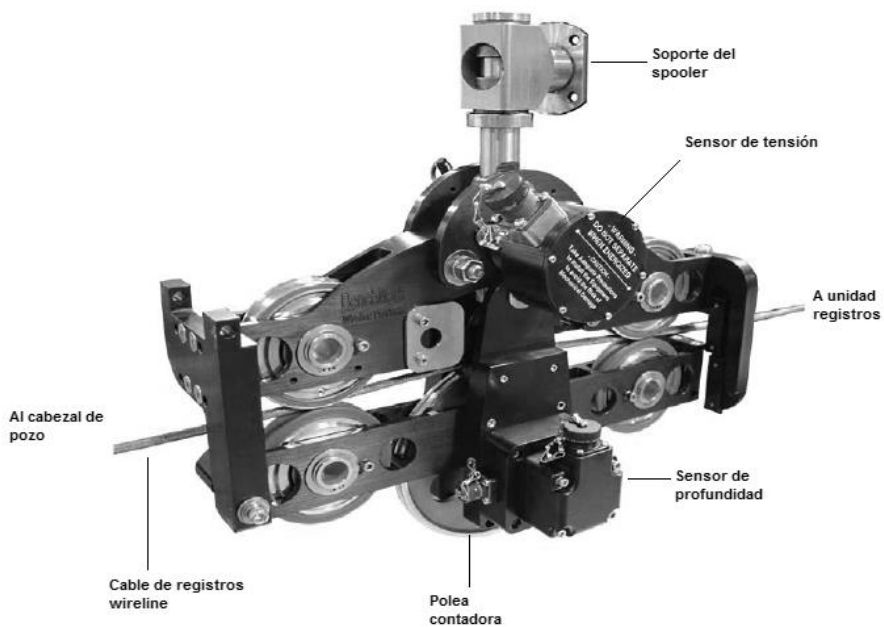


Ilustración 38. Sistema de embobinado del cable (spooler)<sup>23</sup>.

23 BENCHMARK, Wireline Products. AM3K Measuring Head – Cased Hole. Julio 2014. [En línea] [fecha de consulta: 04 de agosto del 2015] [http://www.benchmarkwireline.com/PDF/182\\_am3k.spec.2014-07-23.pdf](http://www.benchmarkwireline.com/PDF/182_am3k.spec.2014-07-23.pdf)

El cable de wireline empleado en las operaciones de registros de producción, es un cable que viene con un conductor central (monoconductor) cubierto por un aislador eléctrico, y este a su vez embobinado con dos capas de alambres de forma helicoidal y en direcciones opuestas. Ver Ilustración 39.

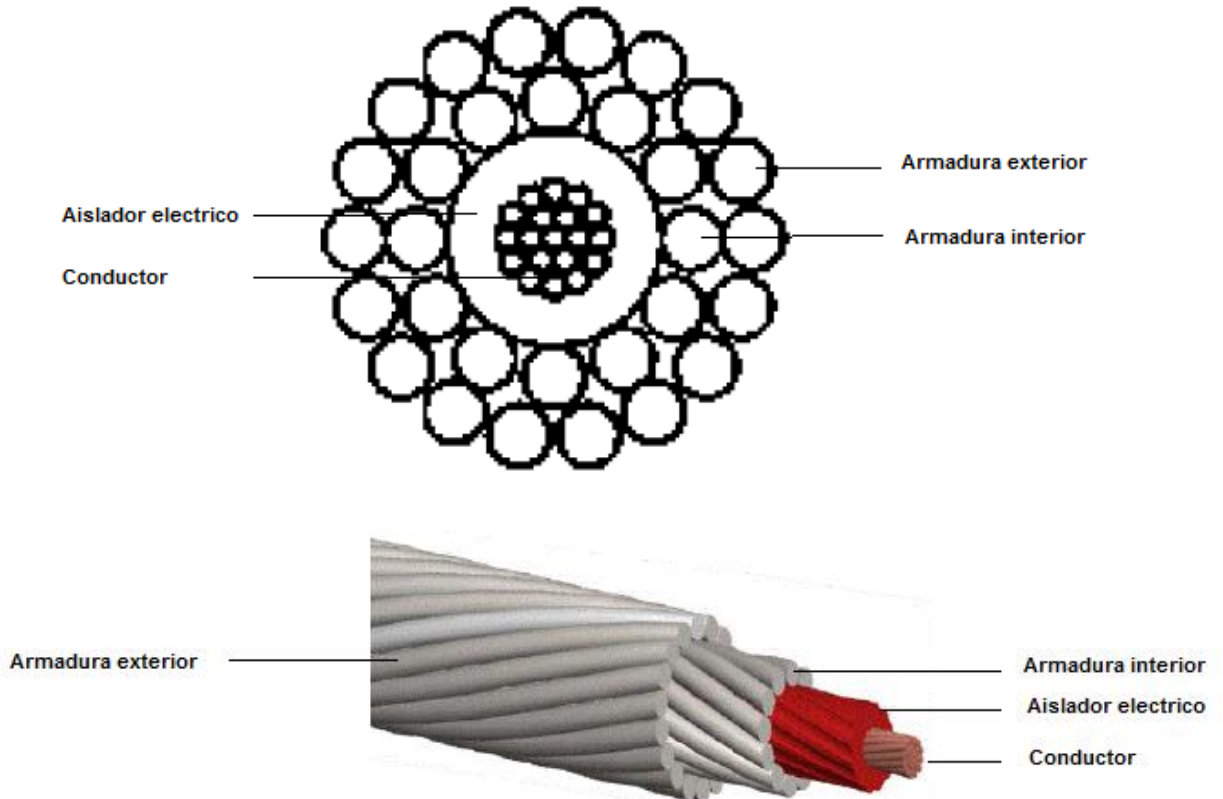


Ilustración 39. Estructura del cable de registros monoconductor.

El cable electromecánico usado en las operaciones de wireline realiza las siguientes funciones<sup>24</sup>:

- **Fuerza:** El cable debe tener la suficiente fuerza para transportar la herramienta de registros a cualquier profundidad. En muchos casos el peso del cable es más grande que la carga. La máxima fuerza que puede soportar por diseño este tipo de cable se denomina tensión de ruptura, y es un parámetro útil en la selección de este tipo de cable. Cuando el cable es apropiadamente instalado y mantenido se recomienda operarlo a una tensión máxima del 50% de la tensión de ruptura (Breaking Strength).

---

<sup>24</sup> CAMESA, Inc. Manual de cables. Cased Hole Electromechanical Cable.

- Potencia eléctrica: Los conductores en el cable debe ser adecuados para suministrar la potencia eléctrica desde el camión de registros a la instrumentación del fondo de pozo.
- Comunicación eléctrica: Los conductores eléctricos deben ser adecuados para transmitir la información eléctrica generada por la herramienta de registros en fondo al sistema de adquisición de datos.

La temperatura es un parámetro de gran importancia a considerar dentro de las especificaciones de los cables, y corresponde a aquella a la cual el aislamiento del cable se desempeña satisfactoriamente bajo condiciones normales de operación, permitiendo una comunicación óptima de la herramienta de fondo con el sistema de adquisición de datos; sin embargo, no se recomienda realizar operaciones repetitivas a la máxima temperatura, es útil manejar un margen de seguridad del 80%, y hacerle seguimiento continuo al aislamiento del cable.

## 4.2 Herramienta de fondo

Una sarta de registros de producción PLT consiste de una serie de herramientas conectadas entre sí, una a continuación de la otra, de forma modular, en donde es posible disponer de tantas herramientas como señales de registros o información se necesite para evaluar el comportamiento de los fluidos producidos. Un ejemplo de una sarta de registros PLT se puede detallar en la Ilustración 40. Los componentes son:

### 4.2.1 Herramientas de acarreo.

Son elementos utilizados para hacer que la sarta sea llevada hasta el fondo del pozo y para poder dar posición a los sensores de manera que estos puedan proporcionar una adecuada representación de los regímenes de flujo del pozo. Las herramientas son:

#### 4.2.1.1 Barras de peso.

Proporcionan el peso necesario para hacer que las herramientas lleguen al fondo del pozo y regresen a salvo a superficie sin que sean expulsadas por el diferencial de presión. Las barras de peso en el mercado están hechas en hierro y tungsteno, las barras de tungsteno son preferidas para este tipo de operaciones debido que proporcionan mayor peso a la sarta de registros para vencer las fuerzas negativas, los diámetros estándar de las barras son de 1 ½", 1 11/16", 2" y 2 1/8".

#### 4.2.1.2 Juntas oscilantes (Knucle Joint).

Es una herramienta que proporciona flexibilidad a la sarta de registros en pozos desviados, esta herramienta permite que la sarta tenga un cierto ángulo de libertad o de ecualización facilitando el acceso de la sarta a la zona de interés en el pozo, en la práctica su movimiento está limitado a 10°.

Schematic	Description
	cable
	Tungsten Bar weight
	Tungsten Bar weight
	XTU-002 (10001324) Crossover Ultrawire Toolbus to Ultralink
	CCL-015 (981208) Casing Collar Locator
	PGR-020 (10000147) Production Gamma Ray
	QPS-SNDX (212521) Sondex Quartz Pressure Gauge
	PRT-016 (99088) Platinum Resistance Thermometer
	PKJ-013 (10000282) Production Knuckle Joint
	PRC-034 (10000459) Production Roller Centraliser (4 Arm)
	CWH-013 (219939) Capacitance Water Holdup
	CAT-004 (10003275) Capacitance Array Tool
	PRC-034 (10000458) Production Roller Centraliser (4 Arm)
	CFBE-01 (AJC000211) Caged Fullbore Electronics
CFBM-01 (99058) Caged Fullbore Flowmeter Mechanicals Liner 7"	

Ilustración 40. Sarta básica de registros PLT.



Ilustración 41. Junta oscilante- Knucle Joint, (cortesía GE-wireline).<sup>25</sup>

#### 4.2.1.3 Juntas giratorias (Swivel Joint).

Permiten que la sarta de registros gire o rote, evitando añadir torque al cable, con lo que se evitan daños asociados a la armadura del cable tales como la jaula de pájaro.



Ilustración 42. Junta giratoria (Swivel Joint), (cortesía GE-wireline)<sup>26</sup>

---

<sup>25</sup> FERRY Van der Vorst. GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline, Manual de la herramienta Production Knucle Joint. 21 de Agosto del 2006.

<sup>26</sup>BARNES Andrew. GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline, Manual de la herramienta Production Swivel Joint. 17 de Julio de 1997.

#### 4.2.1.4 Centralizadores.

Los centralizadores pueden tener 3, 4 o 6 brazos montados sobre el housing del resorte y unidos entre sí para proveer una centralización precisa, y una fuerza radial constante. Esta herramienta permite reducir la fricción y el arrastre para facilitar el acceso en pozos altamente desviados favorecido por el hecho de tener en sus brazos ruedas (rollers), permite la centralización de las herramientas de identificación de fluidos y otras que por sus especificaciones deben ser corridas centralizadas. En la Ilustración 43 se puede observar la estructura de un centralizador, los centralizadores suelen abrirse hasta un máximo de entre 7" y 9 5/8", y se cierran a un mínimo correspondiente al diámetro del cuerpo para facilitar su corrida en pequeños diámetros de tubería.

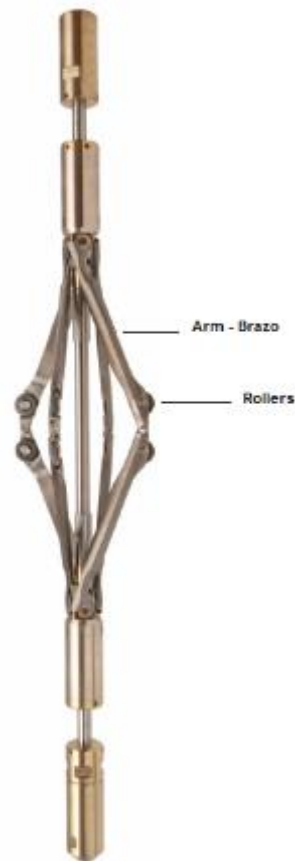


Ilustración 43. Centralizador de rollers, (cortesía GE-wireline).

#### 4.2.2 Herramientas de correlación de profundidad.

Estas herramientas permiten establecer relación entre las respuestas de las herramientas a la referencia de profundidad del pozo. Las herramientas de correlación son:

##### 4.2.2.1 Rayos Gamma (Gamma Ray).

Mide el nivel de rayos gamma en el pozo. Los rayos gamma son emitidos por los isotopos naturales de potasio, torio y uranio los cuales están asociados con las arcillas. Una roca con alto contenido de arcillas tendrá una alta emisión de esta radiación, una roca con un bajo contenido de arcillas tales como las arenas tendrán una baja emisión de estos rayos.

##### Principio de operación

Es una herramienta que detecta los rayos gamma a partir de un cristal de yoduro de sodio. Cuando un rayo gamma pasa a través del cristal este causa que un fotón de luz sea emitido, esta señal es amplificada usando un tubo fotomultiplicador para crear un pulso medible, los pulsos son filtrados y enviados al sistema de telemetría, el cual a su vez los reenvía al sistema de adquisición de datos en superficie. Ver Ilustración 44.

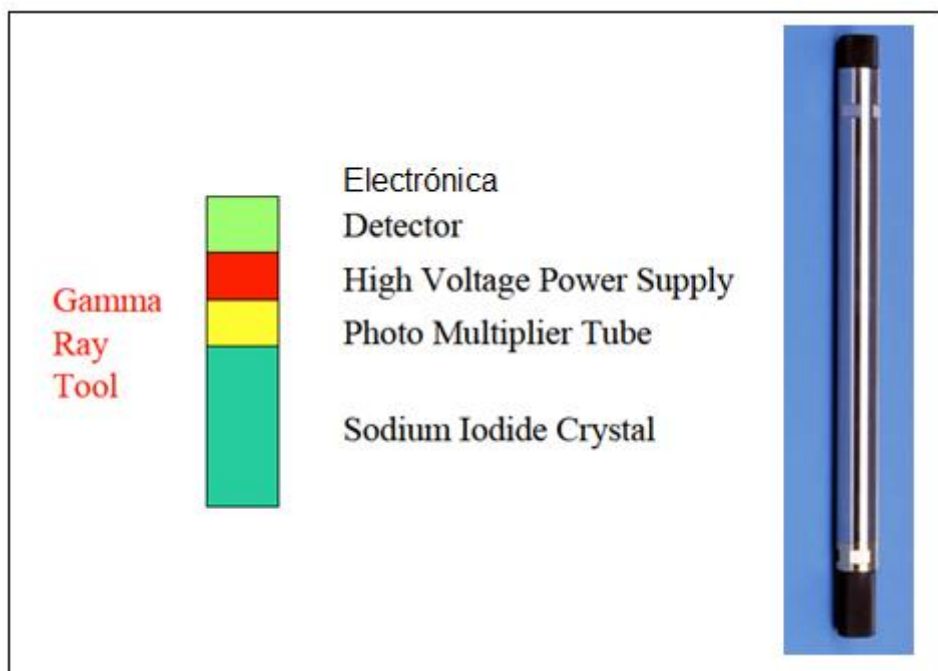


Ilustración 44. Detector de rayos gamma, (cortesía GE-wireline).

Esta herramienta es útil dado que recién perforado un pozo se toma un registro base o de referencia denominado registro open hole, y es un registro a partir del cual se crean las perforaciones e inicia la vida productiva del pozo, y en adelante, todos los registros que se tomen en el pozo deben ser ubicados en profundidad con base en el registro open hole. La herramienta puede ser corrida en conjunto con otras herramientas, ubicándola en cualquier lugar de la sarta de registros, la única recomendación que se debe tener en cuenta es que se debe proteger de choques o golpes. Una de las cosas que se puede observar con el gamma ray es el efecto del arrastre de finos radioactivos o scale, debido a que este fenómeno hará que la señal de rayos gamma cambie respecto a la original, ello ayuda a identificar zonas de producción de agua<sup>27</sup>. Ver Ilustración 45.

---

<sup>27</sup> HOLDING, Robert. GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline, Manual de la herramienta Casing Collar Locator. Febrero del 2002.

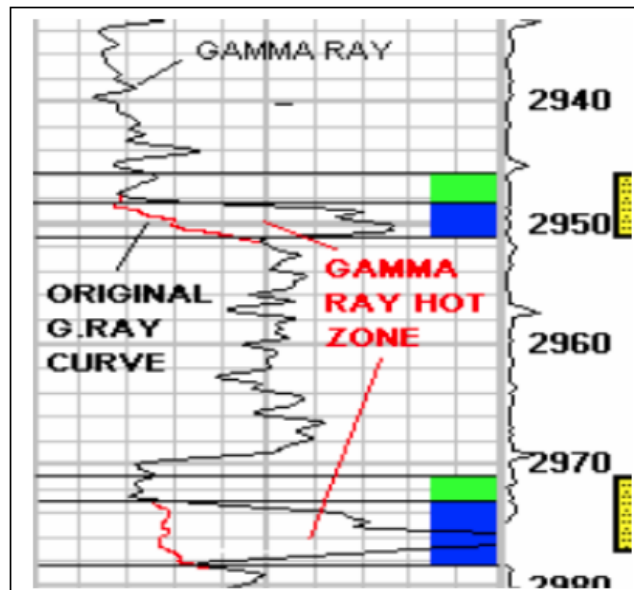


Ilustración 45. Gamma ray en zonas con arrastre de finos radioactivos (Scale), (cortesía GE-wireline).

#### 4.2.2.2 Localizador de cuellos (CCL).

Es una herramienta que responde al cambio en el volumen del metal, tales como collares de tubería y perforaciones. La herramienta crea que un campo magnético permanente que al pasar por cambios de metal distorsiona el campo magnético. Dentro de las aplicaciones fundamentales está la correlación de la sarta de registros con los accesorios del completamiento del pozo, la localización de daños en el casing, y la verificación de la profundidad de los perforados.

La herramienta arroja mejores lecturas corriéndola descentralizada sin el uso de centralizadores o usando knucle joint para desacoplar el CCL de las herramientas de centralización<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> HOLDING, Robert. GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline, Manual de la herramienta Casing Collar Locator. 29 de Julio de 1992.

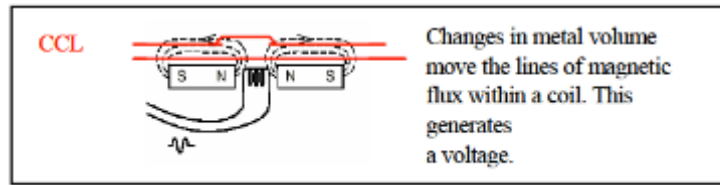


Ilustración 46. Localizador de cuellos – CCL, (cortesía GE-wireline).

#### 4.2.3 Herramienta de temperatura.

La herramienta mide la temperatura de los fluidos de pozo, puede operar en conjunto con otras herramientas de la sarta de registros. El sensor de la herramienta es una resistencia de platino, cuya parte sensitiva va expuesta al fluido, lo cual hace que tenga una rápida reacción, exacta, estable y repetible. Su objetivo es proveer un registro continuo de la temperatura del pozo. Dentro de sus aplicaciones están la interpretación de los registros de producción e inyección, la localización de movimiento de fluidos detrás del casing o tubing, la localización de entrada de fluidos, fuga de gas y zonas de inyección<sup>29</sup>.

#### 4.2.4 Sensor de presión.

El medidor de presión de cuarzo es usado para medir de una manera exacta la presión en el fondo del pozo y como este parámetro cambia con la profundidad y la rata de flujo. Esta data puede ser usada para medir el depletamiento, para analizar la formación y las propiedades del yacimiento, la eficiencia del pozo o factor de daño y determinar el gradiente de presión con el cual puede ser utilizado para producir una densidad sintética del fluido.

---

<sup>29</sup> HOLDING, Robert. GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline, Manual de la herramienta Platinum resistance thermometer Temperature tool. 12 de octubre de 1998.



Ilustración 47. Sensor de temperatura, (cortesía GE-wireline).

#### Principio de operación.

La presión del pozo actúa directamente sobre el cristal el cual cambia su frecuencia de resonancia. Al mismo tiempo la temperatura incrementa la frecuencia de resonancia del cristal. El cristal de sensado de temperatura está termalmente acoplado al cristal de presión y es usado para medir su temperatura para la corrección de la presión. El cristal de referencia es usado para reducir la frecuencia de salida de la herramienta, con lo que se logra una alta precisión de la medida de presión sin afectación de la temperatura<sup>30</sup>.

Esta herramienta puede ser corrida en conjunto con otras herramientas de registros PLT en cualquier lugar dentro de la sarta, pero protegida de golpes o impactos. Un esquema de la herramienta de medida de la presión se puede detallar en la Ilustración 49.

---

<sup>30</sup> HOLDING, Robert. GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline, Manual de la herramienta Quartz Pressure Sensor. 20 de noviembre del 2001.

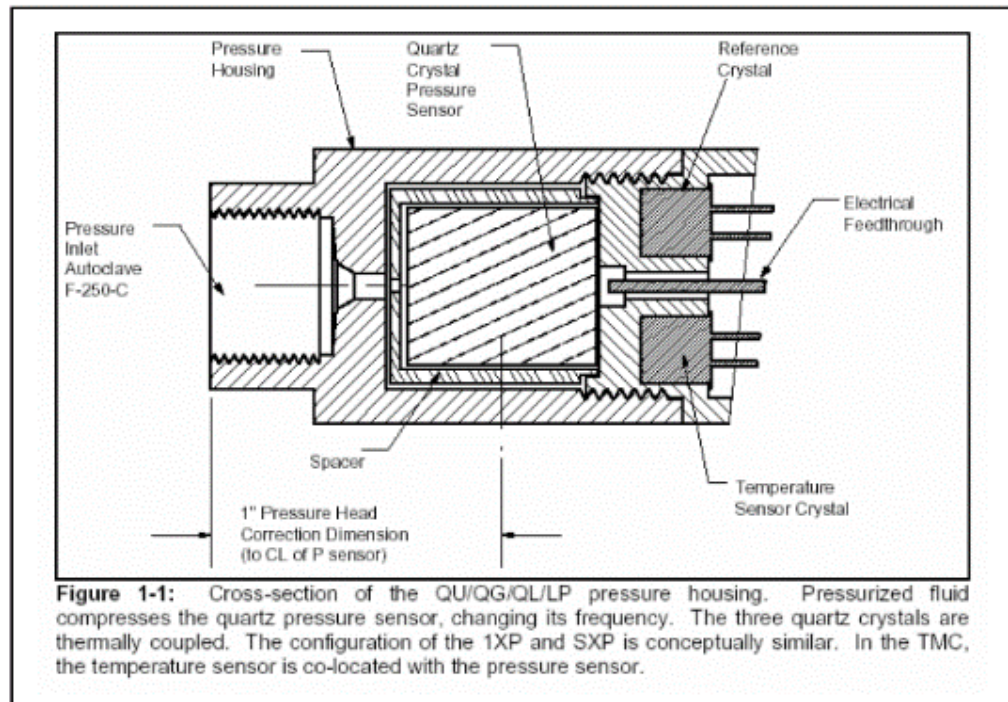


Ilustración 48. Principio de operación del sensor de presión, (cortesía GE-wireline).

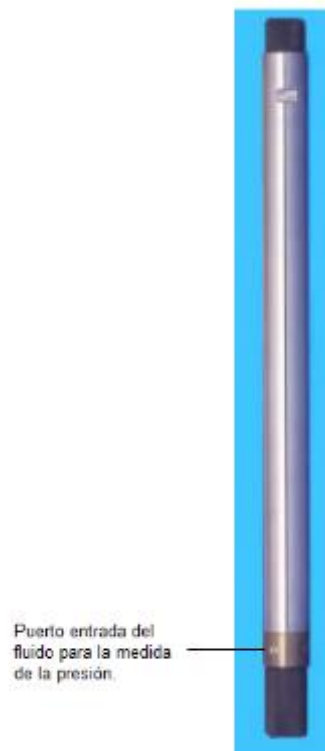


Ilustración 49. Sensor de presión, (cortesía GE-wireline).

#### 4.2.5 Herramientas de medición de caudal.

Estas están diseñadas para medir el caudal total, el cual puede ser dividido o particionado entre los caudales individuales para cada fase del fluido presente mediante el uso de herramientas de identificación y velocidades de deslizamiento. Estas son típicamente herramientas con turbinas en donde la rotación del caudalímetro o turbina puede ser relacionada con la velocidad del fluido. Al conocer la velocidad del fluido y el diámetro interno del tubular en donde se registra, se puede calcular el caudal en unidades volumétricas (Barriles por día BPD). Las herramientas de medición de caudal típicas son:

##### 4.2.5.1 Caudalímetros de jaula (Caged fullbore spinner).

Es un medidor de flujo empleado en el fondo de la sarta de registros de producción PLT, para proveer data exacta del flujo de la sección transversal del casing. Este tipo de caudalímetros vienen de 3 o 6 brazos articulados los cuales favorecen la centralización de la herramienta de registros, estos brazos vienen soportados sobre unos rodillos los cuales reducen la fricción de la herramienta contra las paredes del casing facilitando su acceso a pozos con altos grados de desviación. Los caudalímetros de mayor número de brazos son útiles para pozos horizontales. Este tipo de caudalímetro debe ser seleccionado de acuerdo al diámetro interno del casing. Una imagen de un caudalímetro de jaula se puede observar en la Ilustración 50.

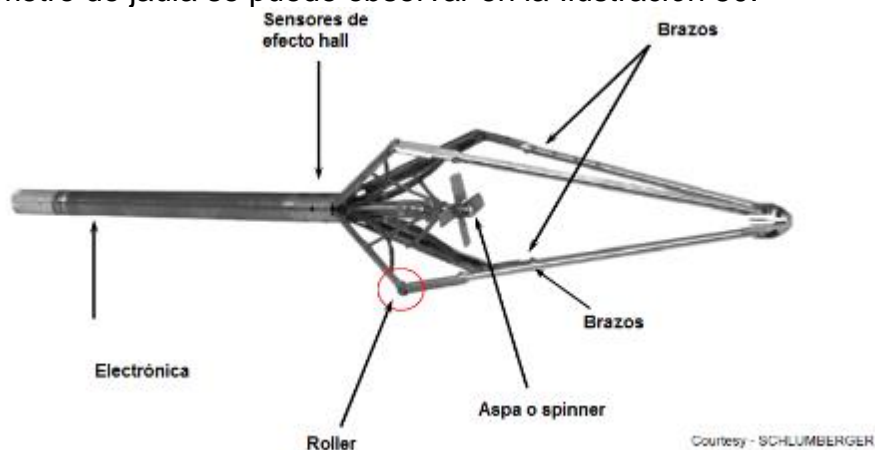


Ilustración 50. Caudalímetro de jaula, (cortesía de schlumberger).

Principio operación.

El caudalímetro permanece cerrado mientras corre en el huevo, y abre automáticamente cuando deja el tubing e ingresa al casing. Si llega a encontrar una restricción durante el registro, el caudalímetro se cerrará el spinner hasta que se pase la restricción, evitando el daño de las aspas. El

spinner rota sobre unos rodamientos de precisión. La rotación es detectada por sensores de efecto hall el cual elimina la fricción o arrastre y optimiza la medida de ratas de flujo muy bajas. Un diagrama de flujo del funcionamiento se puede detallar en la Ilustración 51<sup>31</sup>.

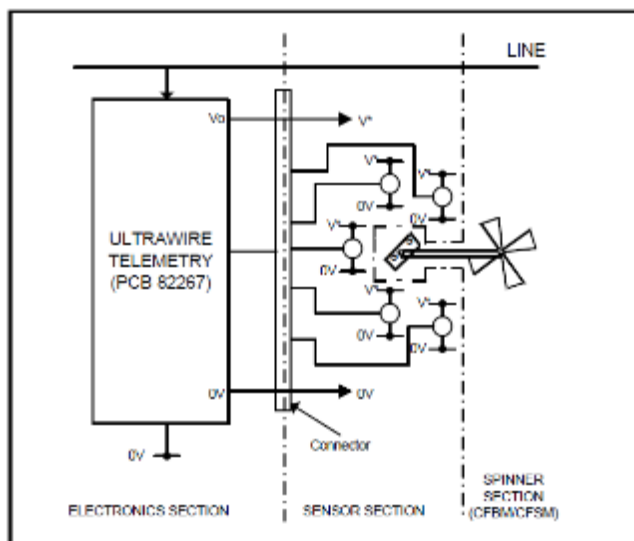


Ilustración 51. Diagrama de bloques funcionamiento de los caudalímetros, (cortesía GE-wireline)..

#### 4.2.5.2 Caudalímetros continuos.

Estos caudalímetros son diseñados para registrar en la tubería de producción o en pozos con rejillas para control de arenisca. El impulsor gira continuamente y está montado sobre rodamientos de esferas en cada uno de sus extremos. Si el diámetro de la tubería lo permite, se puede utilizar un caudalímetro de un mayor diámetro que el cuerpo de la herramienta 1 11/16" para que el impulsor con mayor diámetro (por ejemplo 2 1/8") permita que el fluido pase por el mecanismo impulsor en lugar de que lo haga por la parte exterior de este, especialmente si el flujo viene de arriba<sup>32</sup>. Ver Ilustración 52.

<sup>31</sup> HOLDING, Robert. GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline, Manual de la herramienta Caged Fullbore Flowmeter. 21 de marzo del 2002.

<sup>32</sup> HOLDING, Robert. GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline, Manual de la herramienta Continuos flowmeter spinner. 2 de febrero del 2005.

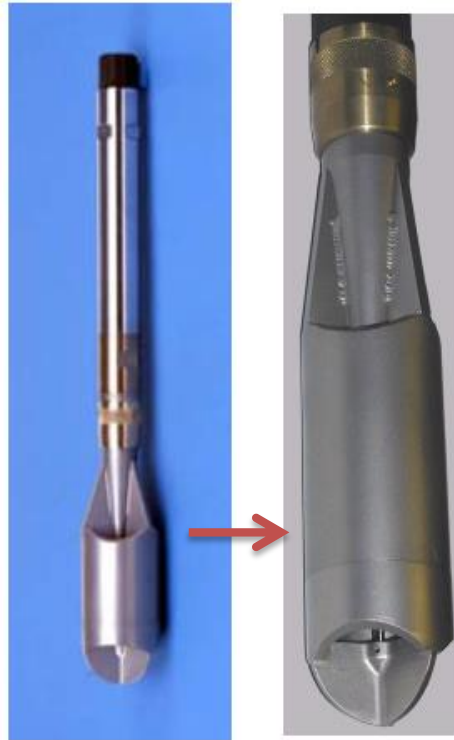


Ilustración 52. Caudalímetros continuos, (cortesía GE-wireline).

#### 4.2.5.3 Caudalímetros continuos con montaje de joya.

Estos caudalímetros son diseñados para registrar en pozos con fluido con alta velocidad tales como pozos de gas. Esto se logra haciendo que impulsor se asemeje a una turbina, con una inclinación en sus aspas mayor que la de los CFS. Por esta razón son capaces de trabajar a mayores RPS que otros caudalímetros. El impulsor gira continuamente y está sostenido por cojinetes tipo joya en cada extremo. Si el diámetro de la tubería de producción lo permite, puede utilizarse un caudalímetro de un diámetro mayor que el de la herramienta (p. ej. 2-1/8") para que el impulsor con mayor diámetro permita que el fluido pase por el mecanismo del impulsor en lugar de que lo haga por la parte exterior de este, especialmente si el flujo viene de arriba. Esta herramienta es útil para ser corrida en pozos con producción de arenisca ya que, los montajes en cojinetes de joya son menos susceptibles a atascamientos que los montajes sobre rodamientos de esferas que se utiliza en los caudalímetros continuos<sup>33</sup>.

---

<sup>33</sup> GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline. Información de caudalímetros de sondex. 3 de febrero del 2009.

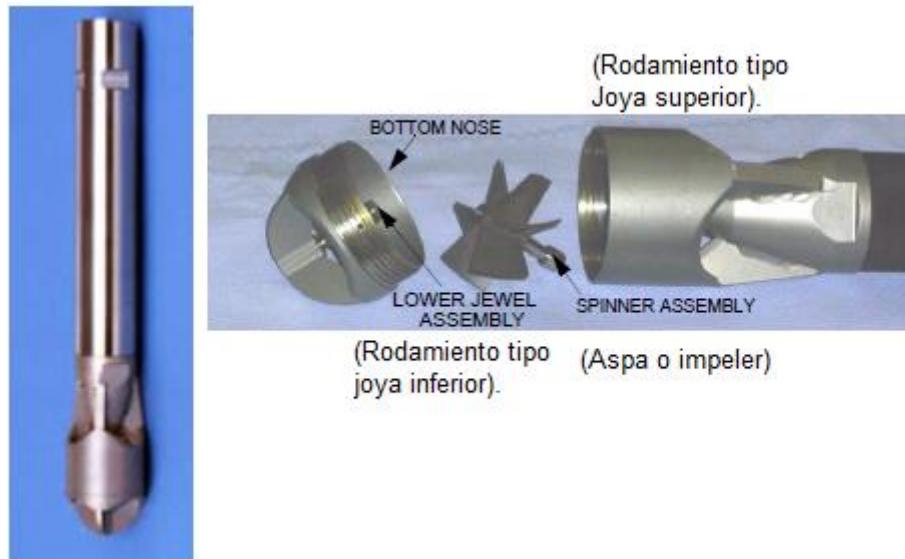


Ilustración 53. Caudalímetros continuos con montaje de joya, (cortesía GE-wireline).

#### 4.2.5.4 Caudalímetros en línea.

Estos caudalímetros están diseñados para registrar en el tubing y tienen un pasante eléctrico para permitir que otras herramientas PLT sean colocadas por debajo de ella. Puede funcionar como un caudalímetro de respaldo, o instalarse en una sarta de registros en conjunto con otros caudalímetros para permitir el registro tanto en el tubing como en el casing. Esta herramienta puede ser corrida en cualquier lugar de una sarta de registros centralizado para permitir el registro del perfil de flujo central.

#### 4.2.5.5 Caudalímetro canasta desviador (Diverter basket).

Esta herramienta es usada para desviar el fluido del pozo hacia una sección del aspa o impeler de pequeño diámetro, buscando reducir el área de flujo, la velocidad del fluido se incrementa, permitiendo al caudalímetro detectar bajos caudales de flujo. Ver Ilustración 55.



Ilustración 54. Caudalímetros en línea, (cortesía GE-wireline).



Ilustración 55. Caudalímetro canasta desviador (Diverter basket), (cortesía GE-wireline).

Es importante ajustar el tamaño de los caudalímetros al completamiento del pozo, se recomienda utilizar el aspa o impeler de mayor diámetro posible con el fin de capturar el mayor flujo transversal y lograr una buena representación del perfil de flujo de cada zona en el pozo. Los caudalímetros deben ser corridos centralizados.

#### 4.2.6 Herramientas de identificación de fluidos.

En un pozo de flujo multifásico, cuando se conoce el caudal, los datos que arrojan las herramientas de identificación de fase pueden ser utilizados para generar la proporción de las fases individuales. Dependiendo de la composición de la mezcla del fluido producido, es decir, del número de fases, se requerirá un mínimo número de herramientas de identificación de fluidos, que corresponderá a  $n-1$  herramientas, en donde  $n$  es el número de fases, por ejemplo, para un pozo de producción trifásica se tendría  $n$  igual a 3 fases (agua, gas y petróleo), por lo cual se requerirán mínimo dos sensores identificadores de fluidos. Las herramientas de identificación de fluido típicas son:

##### 4.2.6.1 Densidad.

Diferentes fluidos tiene diferentes densidades. El conocimiento de las densidades de los fluidos en el fondo del pozo para cada fase, y la medición de la densidad mientras el pozo fluye, nos permite calcular la fracción de volumen (proporción) de cada fase. En un pozo de producción bifásica, la medida de la densidad del fluido permite discriminar la fase liviana de la pesada siempre que se tenga un buen conocimiento de los parámetros PVT. Hay cuatro herramientas que pueden ser utilizadas para calcular la densidad del fluido: Gradiomanómetros, densidad nuclear, densidad resonante y diferencial de presión<sup>34</sup>.

##### Gradiomanómetros.

La herramienta mide la diferencia de presión entre dos puertos de censado de presión. El cálculo de  $(P_2-P_1)$  debe ser corregido por la presión hidrostática de la columna interna del aceite de silicona, corregida por la desviación y los efectos de la fricción para obtener una densidad correcta.

---

<sup>34</sup> KAPPA. Production Logging, Dynamic Data Analysis V4.12.02. 2011, 11p.

$$\rho_{fluid} = \frac{[P_2 - P_1]}{gh \cos(\theta)} + \rho_{so}$$

Ecuación 10. Cálculo de la densidad del fluido con la herramienta gradiomanómetro.

Dentro de sus desventajas esta que es una herramienta que se deja afectar por la desviación del pozo.

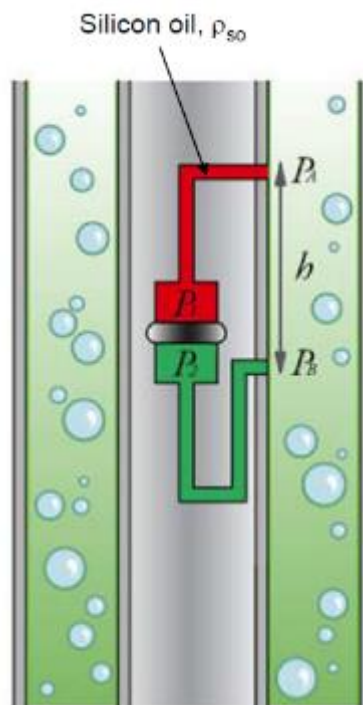


Ilustración 56. Gradiomanómetro, (cortesía GE-wireline).

Densidad Nuclear.

La Herramienta de Densidad de Fluido Radioactiva mide la Densidad de Electrones ( $\rho_{elec}$ ) y, por inferencia, la densidad volumétrica del tipo de fluido. El petróleo, Gas y Agua tienen entre sí diferentes densidades, de manera que esta herramienta puede ser utilizada como herramienta de identificación de fluidos para todas las fases. Cuando son conocidos los puntos límite en el fondo para las densidades de estos fluidos, la herramienta puede ser utilizada para cálculos cuantitativos de proporciones de fases (fracción de cada fase). La dispersión por efecto Compton de rayos gamma ocurre en los electrones que rodean cada núcleo. En la mayoría de los elementos, el número de

electrones es cercano a la mitad del número de neutrones y protones, pero en el hidrógeno la relación es de 1:1, lo que es importante en los fluidos del pozo debido a que el hidrógeno es el componente principal del agua y de los hidrocarburos.

La herramienta de densidad de fluido radioactiva utiliza una fuente de baja intensidad y baja energía de Rayos Gamma por seguridad, que para el caso de Sondex-GE es de Americio 241. La fuente se encuentra ubicada en el fondo de la herramienta, adyacente al sitio en donde se encuentra el detector de centelleo de Rayos Gamma. Entre la fuente y del detector se encuentra una ventana a través de la cual se direcciona los fluidos del pozo. Los fluidos de alta densidad absorben más rayos gamma ocasionando un menor número de incidencias de rayos gamma en el detector. En el caso contrario, los fluidos de baja densidad absorben menos rayos gamma, ocasionando un número mayor de incidencias en el detector. Ver Ilustración 57.

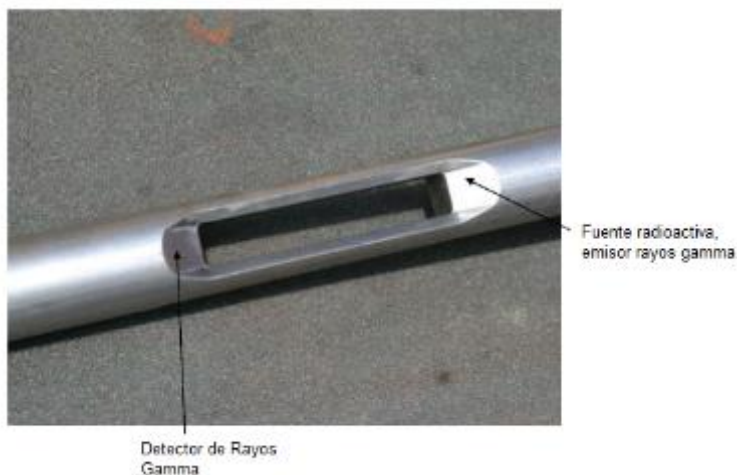


Ilustración 57. Densidad radioactiva o nuclear, (cortesía de weatherford).

Dentro de las características de esta herramienta están su alta resolución, su uso en pozos de alta desviación, incluyendo horizontales, debido a que no es afectada por ello, y bajo mantenimiento.

Pseudo-densidad desde la presión.

Este método está basado en calcular la derivada de la presión con respecto a la profundidad, y realizar una corrección por fricción y desviación. Para este método se emplea la señal de la presión obtenida mediante un pase de baja velocidad. Ver Ilustración 58.

4.2.6.2 Herramienta de capacitancia.

El agua y los hidrocarburos tienen diferentes constantes dieléctricas (agua 78, petróleo o gas 4). La constante dieléctrica promedio es expresada por la herramienta como frecuencia. Conocer la frecuencia de fondo para cada fase, y la medición de la frecuencia que arroja la herramienta mientras el pozo fluye nos permite efectuar el cálculo de la fracción de volumen de la fase de agua por referencia a las cartas de respuesta.

Principio operativo.

El principio de funcionamiento de la herramienta se basa en conformar con la herramienta los dos platos de un capacitor, y emplear el fluido de pozo como el dieléctrico, este capacitor se conforma como parte de un circuito, en donde la capacitancia puede ser determinada encontrando la frecuencia de resonancia en una red RC (resistencia-condensador). Ver Ilustración 59.

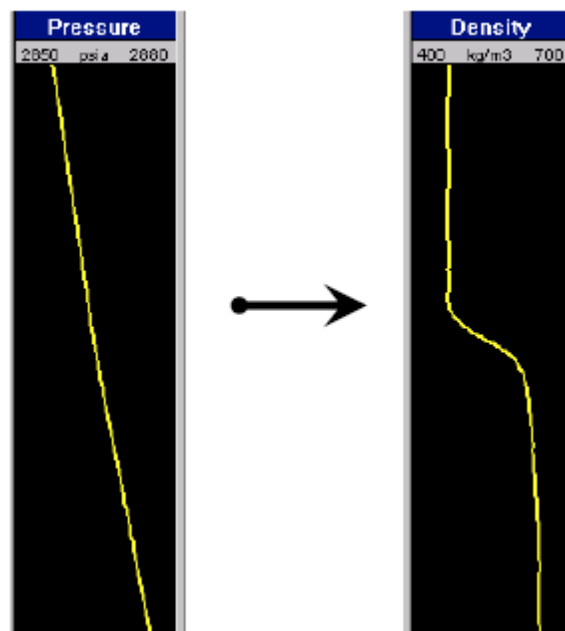


Ilustración 58. Cálculo de la Pseudo-densidad a partir de la presión.

El cálculo de la fracción de agua está dado por la siguiente ecuación:

$$Y_{wa} = \frac{(100\% \text{ Oil Reading} - \text{Mixture Reading})}{(100\% \text{ Oil Reading} - 100\% \text{ Water Reading})}$$

Ecuación 11. Cálculo de la fracción de agua con las lecturas de la capacitancia.



Ilustración 59. Herramienta capacitancia, (Cortesía Weatherford y Spartek).

#### 4.2.6.3 Herramienta de proporción de gas.

El gas tiene diferente densidad molecular que otros fluidos. La herramienta de proporción del gas (Gas Holdup Tool – GHT para Sondex GE) responde a cambios en la densidad molecular. Al aplicar una calibración de superficie y algoritmos de corrección para condiciones de fondo, podemos calcular la fracción volumétrica de la fase gas. El Gas holdup es usada para proveer la medida de la fracción de gas en cualquier régimen de flujo y en cualquier ángulo. La herramienta es corrida centralizada y en combinación con otras herramientas.

Principio de funcionamiento.

La herramienta de proporción de gas está equipada con una fuente de rayos gamma Cobalto 57, la cual emite baja energía de 122 KeV. Un disco de tungsteno impide que el detector de rayos gamma capture los rayos emitidos directamente desde el emisor, haciendo que sean detectados únicamente los rayos reflejados por las moléculas del fluido. La energía de los rayos gamma interactúa con el fluido del pozo mediante el efecto Compton de tal manera que cuando el fluido es un gas con pocas moléculas, la reflexión de los rayos gamma es muy baja y poca energía es percibida en el detector, cuando el

fluido es muy denso como el caso del agua o petróleo, las reflexión de los rayos gamma se incrementan, y un mayor nivel de energía es percibida en el detector<sup>35</sup>. Ver Ilustración 60<sup>36</sup>.

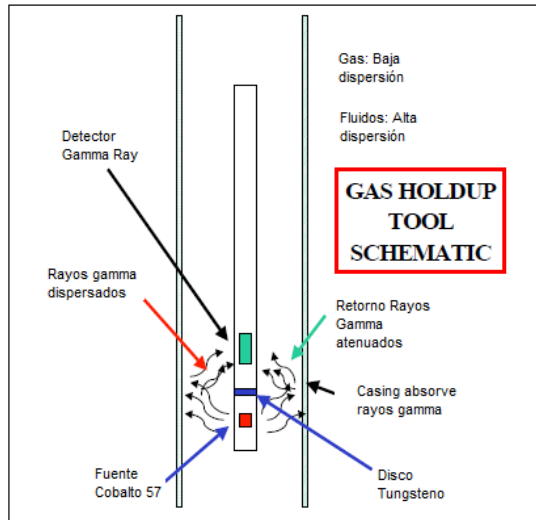


Ilustración 60. Teoría de funcionamiento Herramienta de proporción de gas, (cortesía GE-wireline).

#### 4.2.7 Calibrador X-Y

El calibrador X-Y es corrido centralizado en una sarta de registros de producción PLT. Opera mediante unos brazos los cuales están configurados a 90° uno del otro, con el fin de medir el diámetro interno del casing en los ejes x –y. Los brazos se abren y cierran dependiendo del diámetro por donde esté viajando la sarta de registros, y cierran a un mínimo del diámetro de la herramienta. Ver Ilustración 61.

<sup>35</sup> GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline. Gas Holdup Tool Application Notes.

<sup>36</sup> WAID M.C., Madigan, W.P., Smith, H. D., Vasquez, R. B. A New Production Logging Method for Fullbore Gas Holdup Measurements in Cased Wells. En Society of Petroleum Engineer , SPE 36562. 1996.



Ilustración 61. Calibrador X-Y (Capiler), (Cortesía de Sondex GE).

Dentro de sus aplicaciones está la determinación del diámetro interno de la tubería en los ejes x-y, medida de la deformación del casing y corrosión mayor, la corrección de la medida de la velocidad del fluido por variación en el diámetro del casing.

#### 4.2.8 Herramientas especiales para pozos altamente desviados u horizontales.

Las herramientas especiales para pozos altamente desviados u horizontales se valen de arreglos de sensores para ser colocados circunferencialmente en el revestidor (casing) y nos proporciona información vital que, debido a la segregación de fases inducida por la inclinación, no puede ser proporcionada por las herramientas estándar. Dentro de este set de herramientas están:

##### 4.2.8.1 Herramientas de arreglo de capacitancias.

Es utilizada de manera primaria para pozos que presentan flujos estratificados (como pozos horizontales). Posee doce sensores microcapacitivos los cuales están colocados en la herramienta en forma circunferencia para proporcionar una imagen transversal a lo largo del pozo. Sondex GE la denomina CAT (Capacitance Array Tool), y está diseñada para resolver el problema de la exactitud para la identificación de fases en pozos horizontales o altamente desviados. Esta herramienta es corrida centralizada. La herramienta tiene un arreglo de 12 sensores de capacitancia en miniatura montados en el interior de un resorte, cada sensor mide la capacitancia del fluido alrededor, y son transmitidos simultáneamente a superficie, con lo que se obtiene una representación completa de la sección transversal del pozo con el que se puede obtener una representación 3D del pozo.

Principio operativo.

El petróleo, el gas y el agua tienen diferente constante dieléctrica. La frecuencia de salida de cada sensor cambia con la constante dieléctrica de los fluidos alrededor. Una simple calibración de los sensores permite la identificación de los fluidos alrededor de cada sensor. Ver Ilustración 62.

#### 4.2.8.2 Herramienta de arreglo de resistencias.

Utilizada de manera primaria para pozos que presentan flujos estratificados (como pozos horizontales). Posee doce sensores de resistencia (no de resistividad) los cuales están colocados en la herramienta en forma circunferencial, encima de flejes que se adaptan al diámetro interno del tubular, para proporcionar una imagen transversal de resistencia del fluido a lo largo del pozo, la herramienta determina el corte del agua aprovechando el principio de que el agua es conductiva y en su lugar el aceite y el petróleo no lo son, la herramienta puede detectar muy rápido pequeños movimientos de burbujas<sup>37</sup>.

---

<sup>37</sup> GE OIL & GAS, Drilling and production. Resistance Array Tool (SAT). Enero 2011. [En línea] [fecha de consulta: 24 de agosto del 2015] [https://www.geoilandgas.com/sites/geog.dev.local/files/rat\\_resistance\\_array\\_tool.pdf](https://www.geoilandgas.com/sites/geog.dev.local/files/rat_resistance_array_tool.pdf)

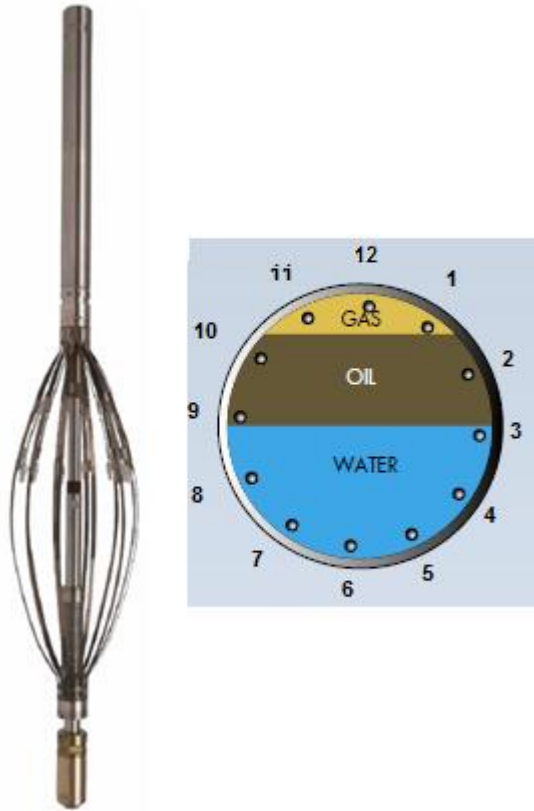


Ilustración 62. Herramienta de arreglo de capacitancias (Cortesía de Sondex GE, CAT).

#### 4.2.8.3 Herramienta de arreglo de caudalímetros.

En pozos altamente inclinados u horizontales el fluido se segrega y tiene diferentes velocidades en diferentes partes de la sección transversal de la tubería. Esta herramienta cuenta con seis microturbinas lo cual le permite identificar tasas de flujo alrededor de la tubería en intervalos de 60° grados identificando hasta el reversamiento que se puede presentar en las fases pesadas debido al efecto de la gravedad. El arreglo de caudalímetros combinado con un identificador de fluidos capacitivo o resistivo permite estimar el caudal de cada una de las fases producidas en el pozo. Las turbinas usan rodamientos de joya de baja fricción para reducir el umbral mecánico del caudalímetro y mejorar la sensibilidad del fluido. La

herramienta genera la señal de la dirección del fluido y el caudal, ver Ilustración 63<sup>38</sup>.

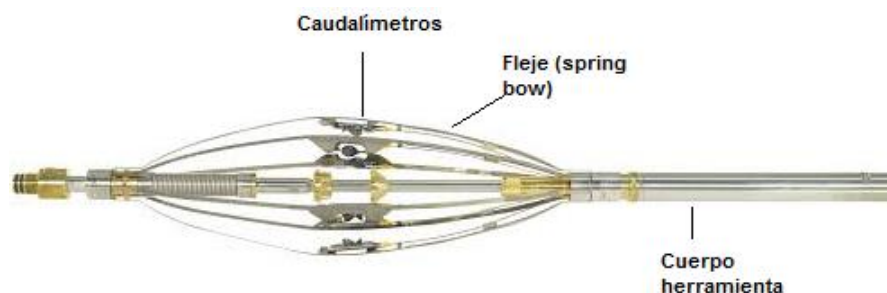


Ilustración 63. Herramienta de arreglo de caudalímetros (Cortesía de Sondex GE, SAT).

#### 4.2.8.4 Herramienta de generación de imágenes de flujo (FloScan).

La herramienta FloScan mide la velocidad del fluido en cinco puntos distribuidos a través de la sección transversal de un pozo, y ofrece una estimación de la fracción volumétrica (holdup) del agua, del gas y del petróleo con una única herramienta. Se trata del primer dispositivo que ofrece una medición directa de la velocidad del gas en un flujo multifásico.

La herramienta ha sido diseñada para operar descentralizada, lo cual simplifica su transporte en pozos horizontales y sumamente desviados, y garantiza la instalación correcta de los sensores a través del eje vertical del pozo. Las mediciones de la orientación de la herramienta y el calibrador permiten el cálculo de la posición de los sensores en tiempo real.

Un aspecto único de la herramienta es que el arreglo de los sensores permite ubicar los mismos lo suficientemente cerca entre sí para medir el mismo régimen de fluido a la misma profundidad y tiempo. Por lo tanto, a una profundidad determinada, se obtiene un perfil de flujo de tres fases completo con velocidad y fracción volumétrica en tiempo real.

Los flowmeter desarrollados en la herramienta son de baja energía y mínima fricción, poseen un diámetro aproximado de 1 pulgada, y ofrecen medidas muy precisas en tuberías con diámetros internos entre 2 1/2" y 9 pulgadas.

---

<sup>38</sup> GE OIL & GAS, Drilling and production. Spinner Array Tool (SAT). Enero 2011. [En línea] [fecha de consulta: 26 de agosto del 2015] [http://site.ge-energy.com/prod\\_serv/products/oc/en/oilfield\\_technology/downloads/SAT%20Spec%20Sheet.pdf](http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/oc/en/oilfield_technology/downloads/SAT%20Spec%20Sheet.pdf)

Mientras los molinetes determinan las velocidades del fluido, las sondas determinan las fases del fluido y sus fracciones volumétricas. Las sondas eléctricas en la herramienta de medición de la fracción volumétrica FloView discriminan el agua de los hidrocarburos utilizando una medición de resistencia eléctrica del fluido, mientras que la herramienta con sensor óptico para determinar la fracción volumétrica del gas GHOST distinguen el gas del líquido utilizando una medición óptica del índice de refracción, las herramientas GHOST y FloViewson sensores que han sido integrados en el diseño de la herramienta FloScan<sup>39</sup>.

Al pasar el fluido por la punta de la sonda eléctrica en la herramienta FloScan, la herramienta mide la conductividad en el agua o la conductividad debajo de cierto umbral en el petróleo o gas. La fracción volumétrica del agua se calcula a partir de la cantidad de tiempo que toma completar el circuito en comparación con el tiempo total de medición, ver Ilustración 64.

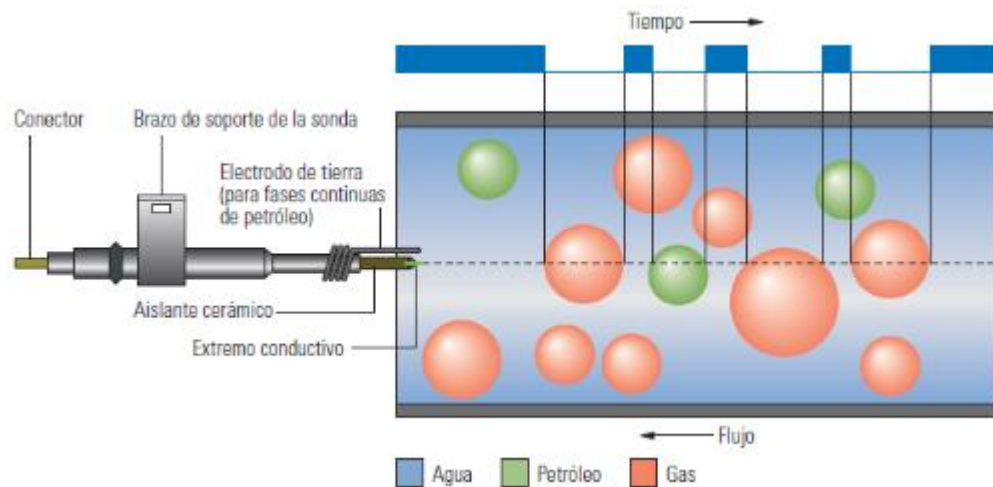


Ilustración 64. Operación de la sonda eléctrica en la herramienta FloScan, (Cortesía de Schlumberger).

La fracción volumétrica del gas se obtiene ópticamente. El petróleo y el agua poseen índices de refracción altos, mientras que el gas posee un índice de refracción bajo, y refleja más del 80% de luz. Cuando la reflectividad excede un umbral predeterminado, la sonda indica gas. Ahora bien, con sondas en la herramienta FloScan indicando la posición del gas y pequeños flowmeter midiendo a través del diámetro del pozo, es posible determinar la velocidad del gas en forma precisa.

<sup>39</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Review Vol. 16. Invierno 2004/2005, p 7-8.

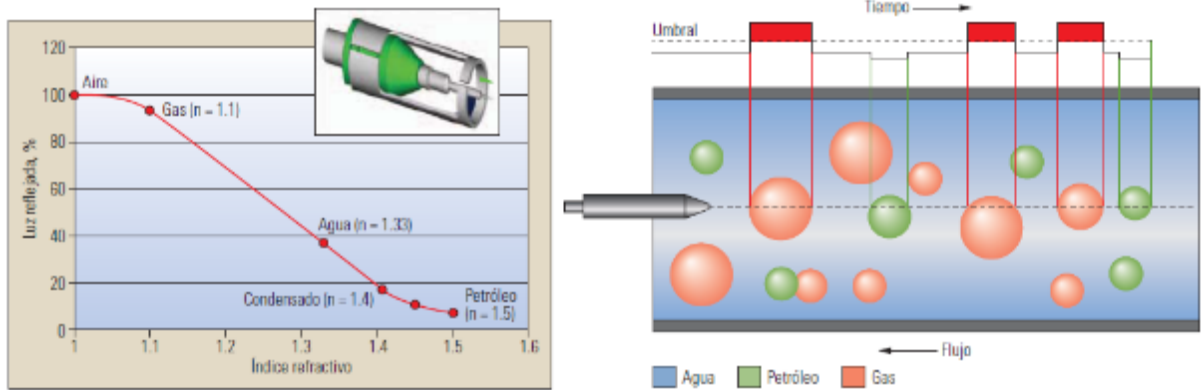


Ilustración 65. Operación de la sonda óptica en la herramienta FloScan, (Cortesía de Schlumberger).

Las mediciones se toman mientras se mueve la herramienta, con los brazos extendidos para tocar el tope de la tubería mientras el cuerpo yace en el fondo. Resortes de flejes se encargan de la abertura de los brazos, y un activador hidráulico motorizado se encarga de su cierre. En flujos estratificados, la ubicación de las interfaces del fluido se puede determinar haciendo mediciones mientras se cierra el brazo en una posición determinada. La herramienta puede transportarse mediante tubería flexible, cable de acero o con un sistema de tractor de fondo.

## 5. INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE PRODUCCIÓN PLT

### 5.1 Aspectos generales.

En un flujo de una sola fase, la sarta de registros típica está compuesta por los sensores de temperatura, presión, caudalímetro y caliper. En un flujo multifásico hay  $n-1$  variables desconocidas, siendo  $n$  el número de fases, así que en un flujo de tres fases son requeridas dos medidas por ejemplo la densidad y holdup.

Para todas las herramientas menos el caudalímetro, un registro de una pasada es suficiente para realizar los cálculos. Sin embargo, el registro de varias pasadas permite validar la estabilidad en la producción del pozo y verificar la repetibilidad en la respuesta de las herramientas. El caudalímetro por su parte requiere varias pasadas para realizar su calibración. Un trabajo típico de registros de producción PLT requiere entre 3 y 4 pasadas subiendo y bajando, tal como se observa en la Ilustración 66.

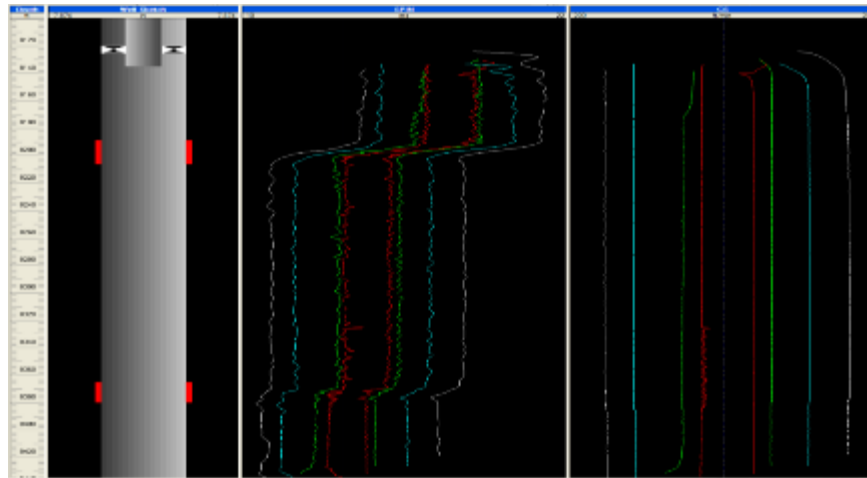


Ilustración 66. Registro del caudalímetro y velocidad del cable para 8 pasadas.

Una vez finalizado el registro se debe realizar un control de calidad (QA/QC) de la data adquirida con el fin de determinar que la información se pueda interpretar. Los principales aspectos que se deben revisar de la data son:

- Edición general de la data. Se debe validar que la data no presente errores de telemetría dado que esto suele introducir spikes o ruido en las señales, para evitar ello se debe procurar un buen mantenimiento a las herramientas de registros y puesta a tierra de la unidad evitando las corrientes parásitas. Ver Ilustración 67.

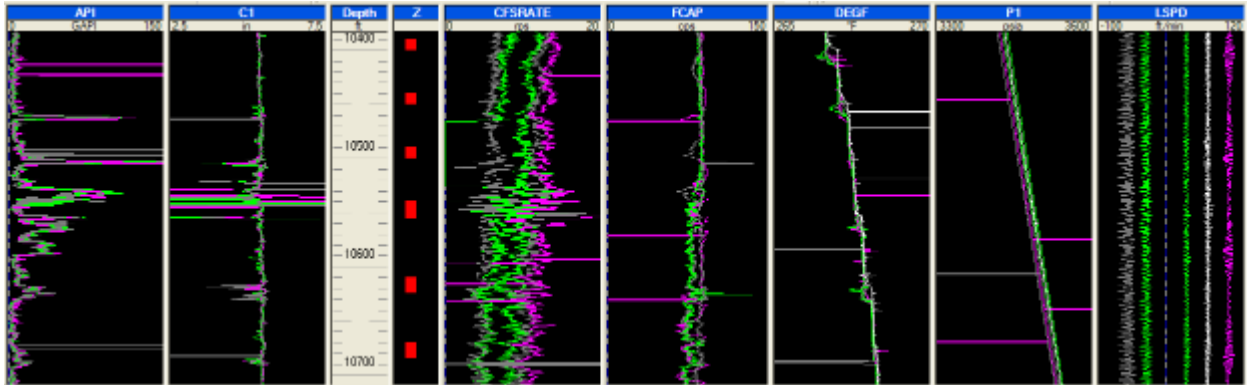


Ilustración 67. Ejemplo de spikes en la data.

- Edición del caudalímetro y velocidad del cable. Cuando se realizan pasadas rápidas se puede presentar un efecto llamado yo-yo, al igual que cuando la herramienta se desliza a través del completamiento, lo cual suele generar oscilaciones en las señales de velocidad del cable y el caudalímetro, estos pueden ser editados con un filtro que promedie la señal, y se debe ajustar el equipo de control de pozo stuffing box a una presión adecuada que le reste fricción al cable, ver Ilustración 68.
- Correlación de profundidad. Es básicamente una corrección de profundidad, en donde se comparan las señales Gamma Ray y CLL del registro de producción PLT con un registro de open hole o de cemento CBL-VDL que es empleado como referencia, y se ajusta la profundidad del registro PLT de modo tal que los picos coincidentes de las curvas queden a la misma profundidad. La justificación del uso de estos registros como referencia, es debido a que son la base para la definición de las perforaciones a través del cual el pozo va a producir.
- Repetibilidad. Se debe comparar la respuesta de las herramientas a las diferentes pasadas y verificar respuestas similares, lo cual es indicativo de la estabilidad en la producción del pozo, factor clave para la interpretación de la data.
- Análisis cualitativo y coherencia. Se debe verificar la coherencia en la respuesta del sensor de flujo, y validar por ejemplo si es coherente un cambio en sus revoluciones por minuto (RPS) con una entrada de fluido, un cambio

de diámetro, comparándolo por ejemplo con la señal de temperatura e identificadores de fluido, etc.

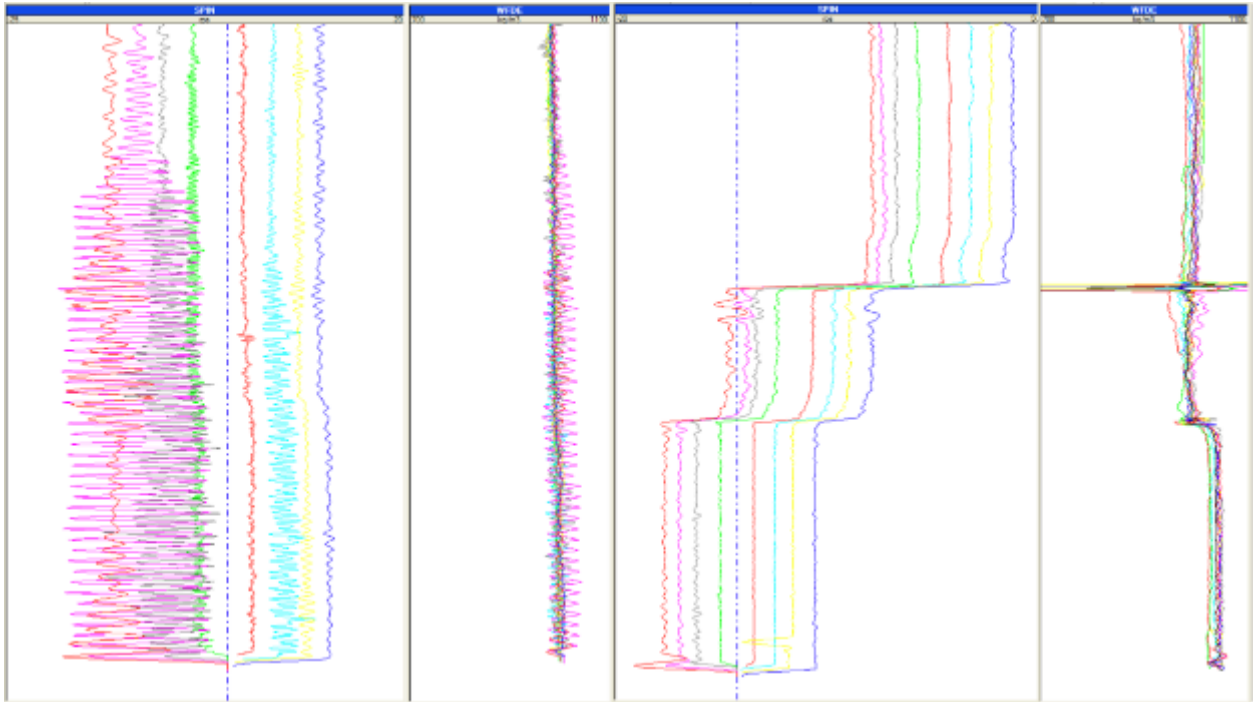


Ilustración 68. Efecto del deslizamiento en el completamiento (derecha) y yo-yo (izquierda).

- Definición de los canales de referencia. Corresponde a definir las señales de referencia para la interpretación, es decir, una curva o pasada representativa para cada sensor de la sarta de registros, temperatura, presión, Caliper, densidad, capacitancia o holdup, la cual suele ser la pasada más lenta bajando, y para el caso del caudalímetro se emplean todas dado que son útiles para la calibración.

## 5.2 Interpretación de los registros de producción plt.

### 5.2.1 Calibración del caudalímetro y cálculo de la velocidad del fluido.

Debido a que las lecturas del spinner están dadas en RPS, se requiere convertirlas en velocidad del fluido en pies por minuto (ft/min), la relación entre las RPS y la velocidad depende de las propiedades del fluido agua, crudo y gas, y de la mezcla presente lo cual influirá en la fricción del caudalímetro, por esta razón se debe realizar una calibración en sitio. La siguiente ecuación expresa la relación entre la

velocidad del fluido y las RPS del caudalimetro, según (SPE Monograph Vol. 14; Hill A.D.):

$$rps = aV_{fs} - \frac{b}{\rho V_{fs}} - c \sqrt{\frac{\mu}{\rho V_{fs}}}$$

Ecuación 12. Relación entre la velocidad del fluido y la rps del caudalimetro.

El procedimiento de calibración está basado en realizar una serie de pasadas arriba y abajo de los intervalos productores, mínimo 3 pasadas bajando y 3 subiendo como se detalla en la Ilustración 69, con la información de las pasadas se construye una gráfica siendo el eje x la velocidad del cable, y el eje y las rps del spinner, según la Ilustración 70. Esta calibración debe ser hecha por encima y por debajo de cada intervalo productor con el fin de obtener un perfil completo de producción, a estas zonas de calibración se les denomina zonas de cálculo.

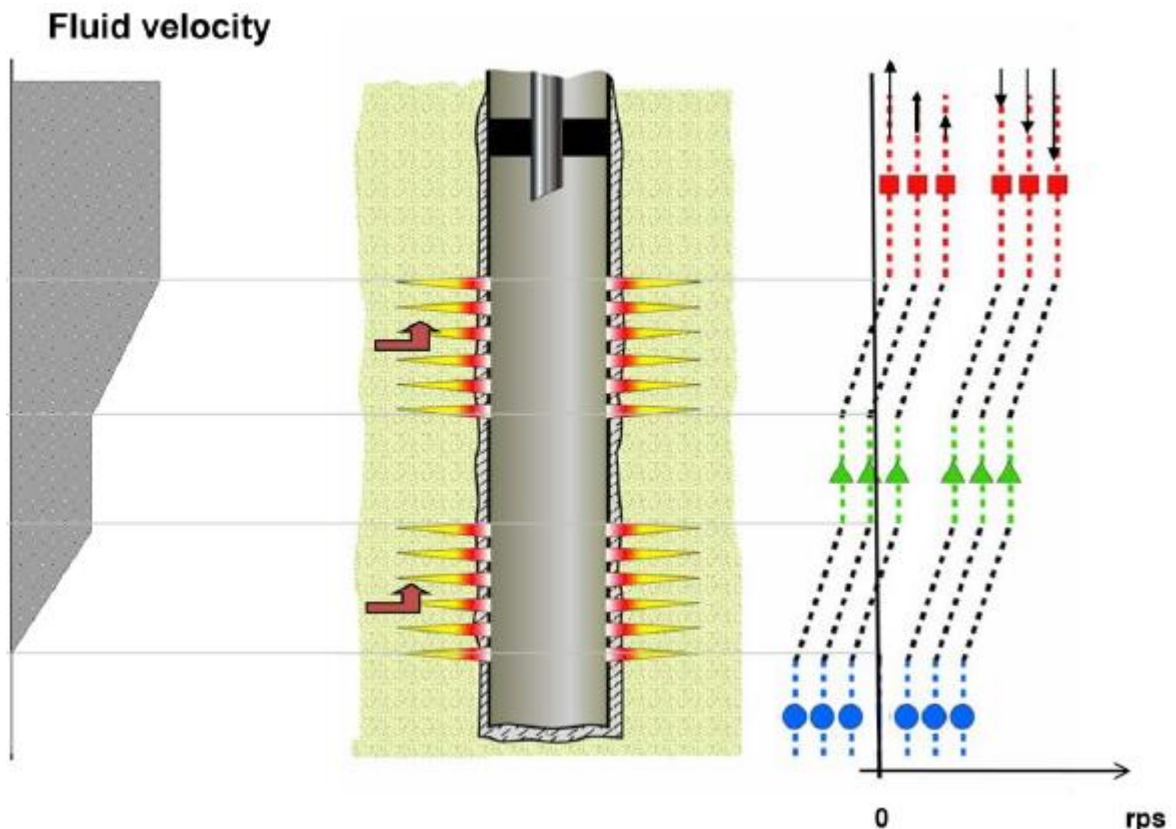


Ilustración 69. Representación de las pasadas para la calibración del caudalimetro.

Con la curva de calibración del spinner se obtienen los siguientes parámetros:

- Threshold. Es el intercepto de la curva con el eje X, hace referencia a la mínima velocidad del fluido que se requiere para vencer la inercia del caudalimetro, sus unidades están en pies por minuto (ft/min). Este valor se obtiene de la curva de calibración del caudalimetro (spinner) en una zona de flujo cero, tal como en el bolsillo de un pozo o zona no productora.
- Pendiente del spinner (slope). Hace referencia a la pendiente de la curva de calibración del caudalimetro, está en RPS / ft/min.

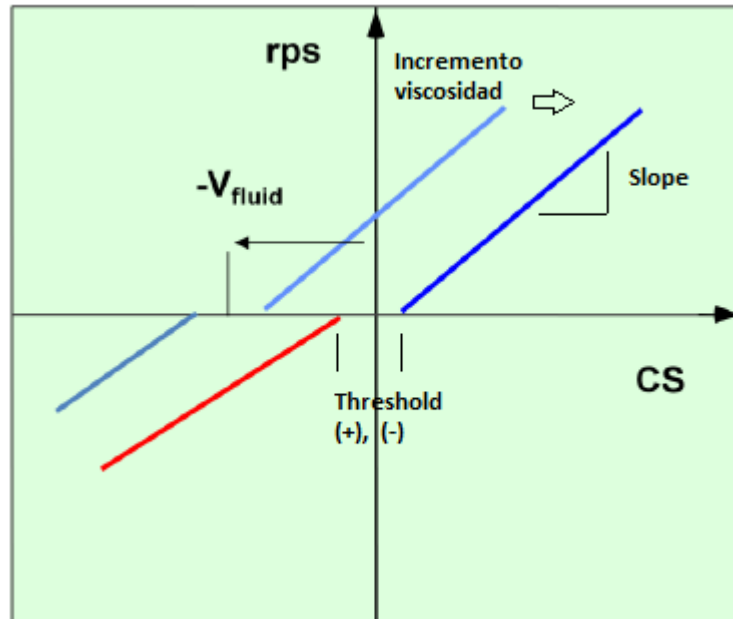


Ilustración 70. Respuesta del spinner a las diferentes velocidades del cable.

La calibración nos permite obtener la velocidad del fluido, una velocidad denominada velocidad aparente  $V_{app}$ . La siguiente ecuación nos permite obtener la velocidad aparente del fluido a partir de las RPS, la pendiente de respuesta del spinner, la velocidad de threshold y la velocidad del cable. La velocidad de aparente está dada en pies por minuto (ft/min).

$$V_{app} = \frac{RPS}{\text{Pendiente} \left( \frac{RPS}{\frac{ft}{min}} \right)} + V_{threshold} - V_{cable}$$

Ecuación 13. Velocidad aparente en función de las revoluciones del caudalimetro.

Esta velocidad aparente está representada por el área amarilla de la Ilustración 71, como se puede detallar el spinner tiende a registrar en el área de mayor velocidad de fluido, por lo que ésta debe ser corregida dependiendo del perfil de flujo.

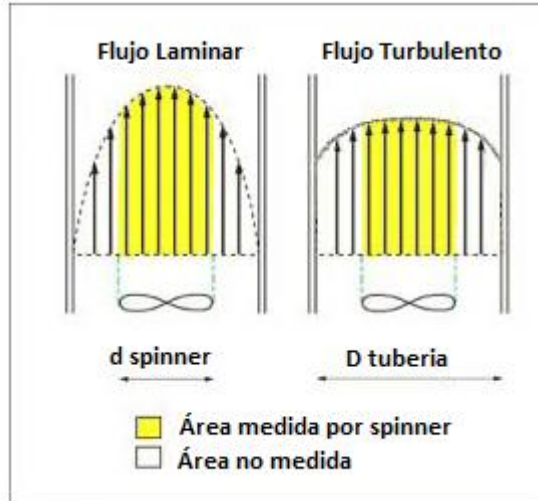


Ilustración 71. Perfil de flujo medido por el spinner.

La velocidad media del fluido viene expresada por la siguiente ecuación:

$$V_M = V_{PCF} * V_{app}$$

Ecuación 14. Velocidad media del fluido.

El factor de corrección ( $V_{PCF}$ ) comúnmente empleado por los interpretes es de 0.83, sin embargo, este factor puede ser calculado basado en el número de Reynolds y la razón entre el diámetro del spinner y la tubería, según la Ilustración 72.

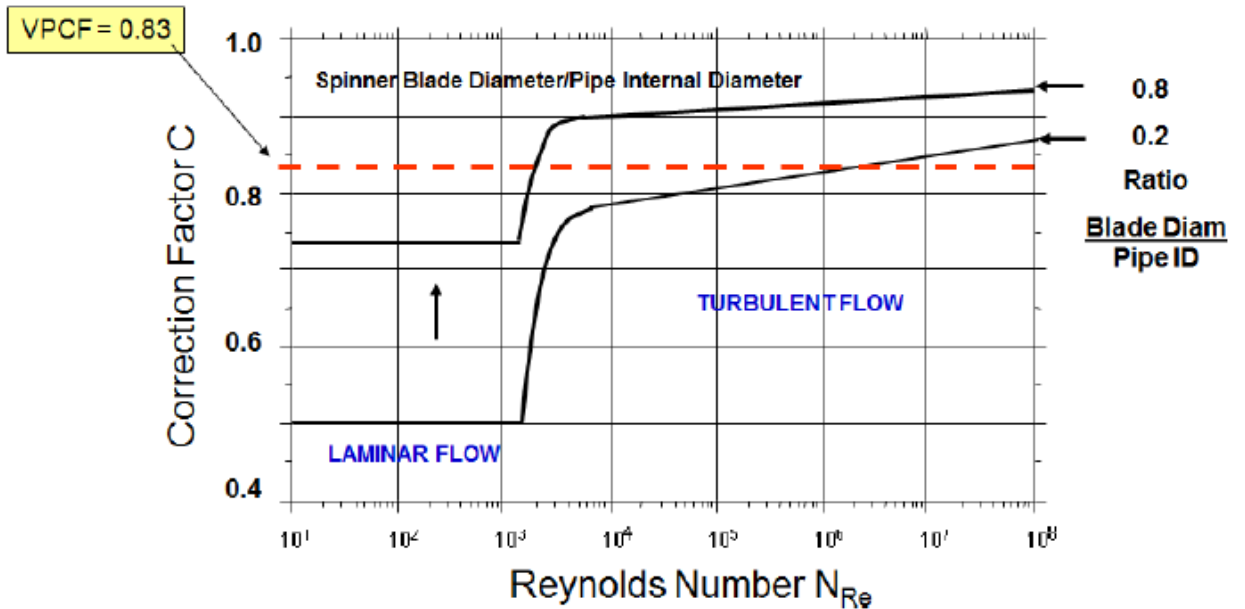


Ilustración 72. Factor de corrección Vs el número de Reynolds.

El número de número de Reynolds es expresado por la siguiente ecuación, la cual es función de la densidad del fluido  $\rho$  (gr/cc), diámetro D en pulgadas, velocidad en (ft/min), y viscosidad en cp:

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{\rho D v}{\mu}$$

Ecuación 15. Cálculo del número de Reynolds.

Como se puede detallar en la ecuación la velocidad del fluido, está presente lo cual hace que la ecuación tenga una solución iterativa. Es proceso a seguir es el siguiente:

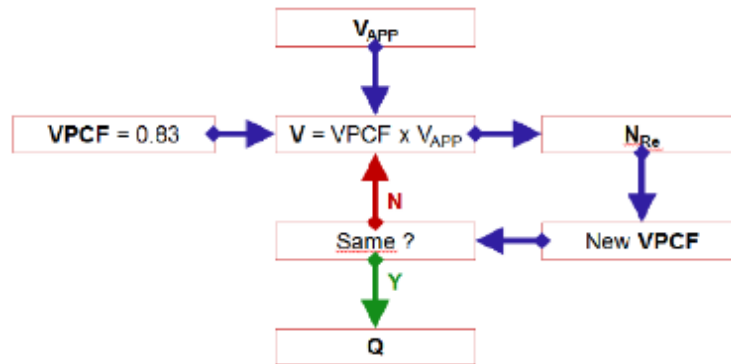


Ilustración 73. Solución iterativa del perfil de corrección de flujo.

Se asume un valor de VPCF de 0.83 que con la velocidad aparente se puede determinar el número de Reynolds, con este se calcula un valor de VPCF y se compara con el inicial, si resulta ser el mismo, se considera como la solución permitiendo el cálculo del caudal, de lo contrario, se asume un nuevo VPCF y repite el procedimiento.

A partir de la velocidad aparente se determina la velocidad promedio del fluido ( $V_M$ ), empleando la Ecuación 14.

El caudal en barriles por día se puede determinar con la siguiente expresión:

$$Q = 1.4 D^2 V_M$$

Ecuación 16. Caudal en barriles por día.

En donde:

Q = Caudal en Bbls /día.

D = Diámetro interno de la tubería en pulgadas (in).

$V_M$  = Velocidad media del fluido en pies por minuto (ft/min).

Estos caudales son de fondo y deben ser corregidos por los parámetros PVT a condiciones de superficie, para ello se debe emplear el factor volumétrico de la formación:

$$\beta_o = \frac{Q_o \text{ condiciones de reservorio Bbls}}{Q_o \text{ condiciones estándar STB}}$$

Ecuación 17. Factor volumétrico de la formación del aceite.

$Q_o$  caudal de aceite en barriles.

$$\beta_g = \frac{Q_g \text{ Volumen de gas a condiciones de reservorio Bbls}}{Q_o \text{ Volumen de gas a condiciones estándar STB}}$$

Ecuación 18. Factor volumétrico de la formación del gas.

También suele ser útil calcular la relación gas aceite a condiciones de superficie:

$$R_s = \frac{Q_g \text{ Volumen de gas a condiciones estándar Bbls}}{Q_o \text{ Volumen de aceite a condiciones estándar STB}}$$

Ecuación 19. Relación gas-aceite.

Una interpretación típica para un sistema de una sola fase se presenta en la Ilustración 74.

En el track Z se presenta en rojo los intervalos perforados, en gris las zonas de cálculo y por ende de calibración del spinner. El track de interpretación presenta las curvas de presión y temperatura empleadas como referencia para interpretación que suele ser la curva bajando más lenta. El track QZT representa el caudal de fluido total que pasa por la zona del cálculo. El track QZI representa el caudal de fluido inyectado en la zona de cálculo. El último track representa la velocidad aparente  $V_{app}$  real y la simulada, las cuales se superponen indicando el match que hay en el cálculo.

Cuando se debe realizar la interpretación para un sistema de una sola fase no se requiere realizar la identificación de fases, por lo que el análisis se centra en la interpretación de caudales, tal como sucede en pozos inyectoros.

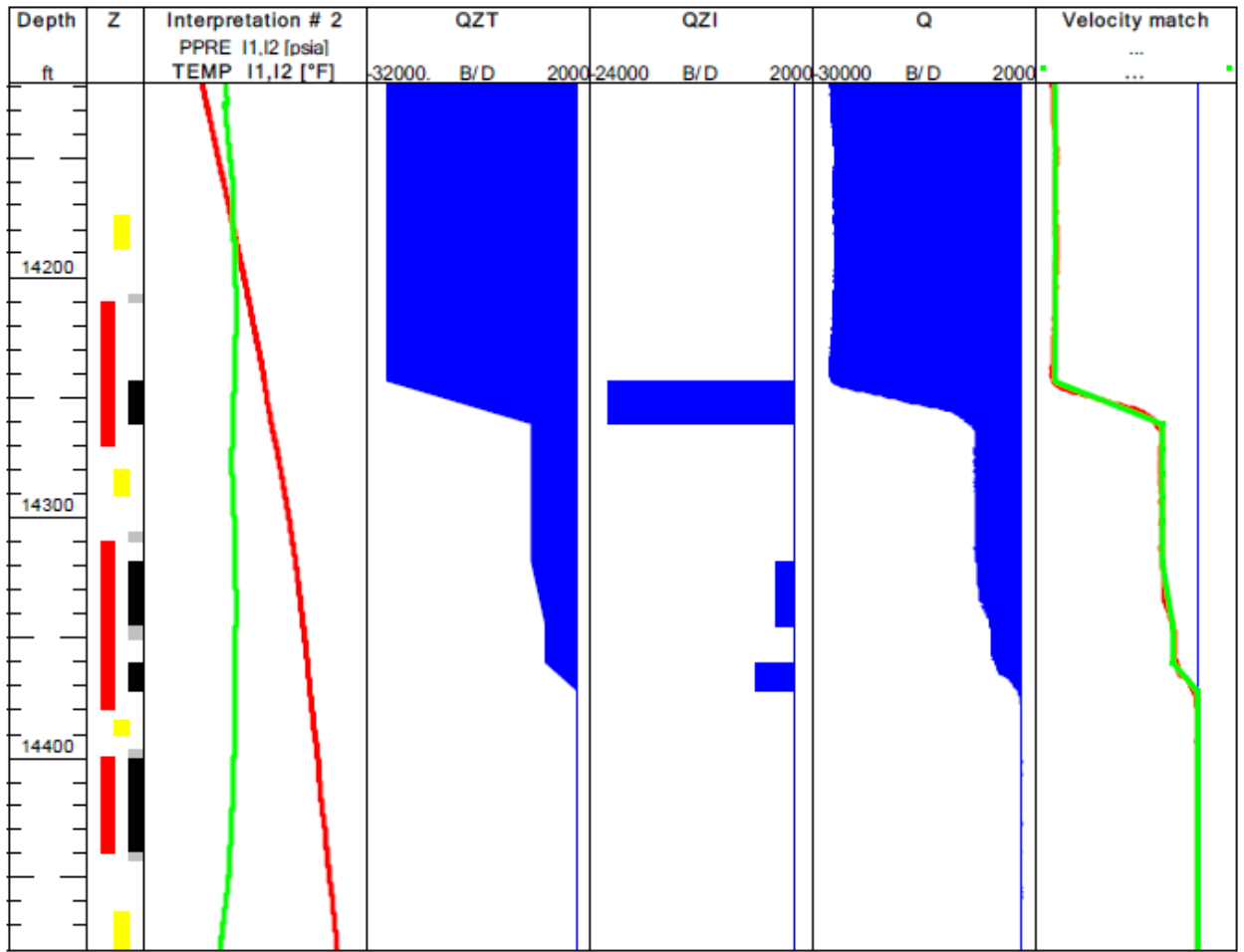


Ilustración 74. Interpretación típica de una sola fase.

### 5.2.2 Interpretación multifásica.

En un sistema multifásico hay una mayor cantidad de variables asociadas, tales como el caudal de flujo de cada una de las fases (Q agua, Q aceite, Q gas), los holdup (Corte de agua WC%, Y aceite y Y gas), entre otros.

#### 5.2.2.1 Holdup.

Es la fracción del volumen ocupado por la fase. La Ilustración 75 muestra en azul la fase pesada y en rojo la fase liviana, con sus correspondientes holdup, el holdup se expresa en Y, y la sumatoria de ellos es igual a uno (1).

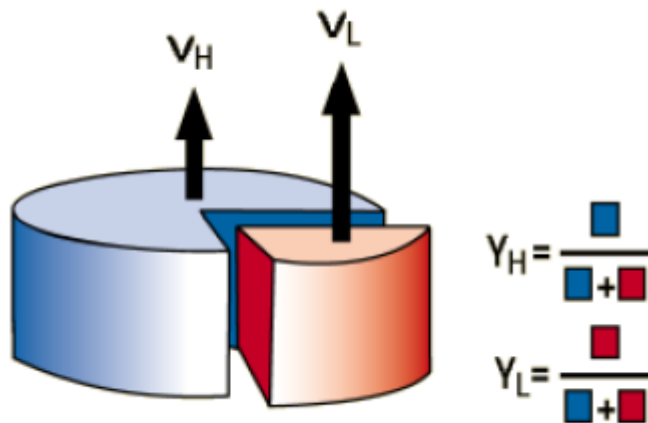


Ilustración 75. Definición de holdup.

$Y_H$ = hace referencia al holdup de la fase pesada.

$Y_L$ = hace referencia al holdup de la fase liviana.

$Y_H + Y_L = 1$ , en un sistema bifásico.

$Y_o + Y_w + Y_g = 1$ , en un sistema trifásico.

#### 5.2.2.2 Velocidad Slippage (deslizamiento).

Es la diferencia de velocidad entre dos fases distintas, por ejemplo en un sistema bifásico es la diferencia entre la velocidad de la fase liviana y la fase pesada, expresada de la siguiente manera:

$$V_s = V_L - V_H$$

Ecuación 20. Velocidad de slippage.

Con el fluido viajando hacia arriba la fase liviana se moverá más rápido que la fase pesada, la velocidad slippage será positiva. Esta velocidad muchas veces es difícil de medir con una herramienta convencional, esto será posible empleando una correlación.

### 5.2.2.3 Análisis de un sistema Bifásico<sup>40</sup>.

Las alternativas de flujo son Agua-aceite, agua-gas y aceite-gas. Las ecuaciones que rigen el sistema son:

$$Y_H + Y_L = 1$$

$$Q_H + Q_L = Q_T$$

$$V_s = V_L - V_H = \frac{Q_L}{A * Y_L} - \frac{Q_H}{A * Y_H}$$

$$Q_H = Y_H * (Q_T - (1 - Y_H) * V_s * A)$$

Ecuación 21. Caudal de la fase pesada en función de la velocidad de slippage.

$$Q_L = Q_T - Q_H$$

Ecuación 22. Caudal de la fase liviana.

El holdup puede ser inferido a partir de la densidad del fluido.

$$\rho = \rho_H Y_H + \rho_L Y_L$$

$$Y_H = \frac{\rho - \rho_L}{\rho_H - \rho_L}$$

Ecuación 23. Holdup de la fase pesada en función de la densidad.

El cálculo del caudal total se realiza como en un sistema monofásico, nos quedaría pendiente realizar el cálculo de la velocidad de deslizamiento  $V_s$ , para lo cual se puede emplear una correlación, por ejemplo, la correlación de choquette en un flujo burbuja de un pozo vertical con una mezcla aceite-agua, ver Ilustración 76.

---

<sup>40</sup> KAPPA. Dinamic Data Analysis V4.12.02. 1998-2011. 20p.

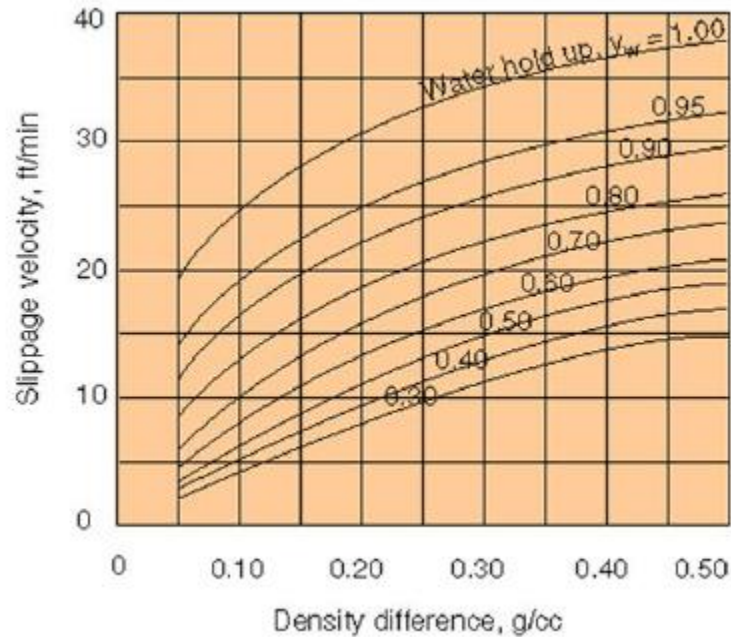


Ilustración 76. Correlación choquette para un flujo burbuja.

El procedimiento para el cálculo de los caudales en un flujo bifásico está dado por:

1. Estime QT desde la  $V_{app}$  empleando  $V_{PCF} = 0.83$ .
2. Estime YH desde  $\rho$ ,  $\rho_L$ ,  $\rho_H$  la densidad.
3. Obtenga la velocidad de deslizamiento ( $V_s$ ) a partir de la correlación de choquette.
4. Estime QH y QL.

### 5.3 Ejercicios prácticos de interpretación.

#### 5.3.1 Ejercicio de interpretación No 1.

Se requiere realizar la evaluación del perfil de producción del pozo UIS 20 identificando el aporte de fluido de cada una de las arenas productoras. El pozo fue completado con base en el estado mecánico adjunto, y se encuentra produciendo a través de la formación Guadalupe en sus zonas K1 y K2. El pozo emplea como sistema de levantamiento artificial el Bombeo Electro-sumergible BES.



es de 7700BFPD de acuerdo a datos arrojados por el separador. La profundidad total del pozo es de 7308ft, los intervalos perforados van desde 6606 a 7162 ft.

### Desarrollo de la operación

Se propone la toma de un registro de producción PLT con una unidad de registros cased hole.

### Planeación de la operación.

#### 1. Selección del equipo de superficie.

##### 1.1. Unidad de registros.

Para la operación se requiere una unidad de registros Cased Hole con cable monoconductor, para su selección se evalúa la máxima temperatura a la que se someterá, la máxima temperatura en este tipo de completamiento se presenta a nivel del motor de la bomba electrosumegible, en donde por regla del dedo gordo la temperatura puede elevarse en 80°F debido a la radiación del motor, por lo tanto:

$$T_{Máx} = T_{superficie} + \nabla_{grad-temperatura} * Profundidad_{BES} + 80^{\circ}F$$

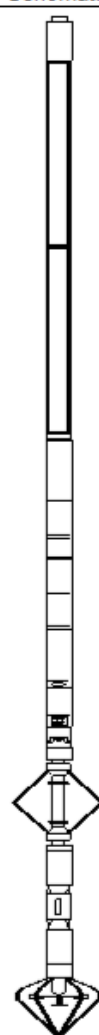
$$T_{Máx} = 170^{\circ}F + \frac{1^{\circ}F}{100 ft} * 5000 ft + 80^{\circ}F$$

$$T_{Máx} = 300^{\circ}F$$

Los cables monoconductor vienen estándar en rangos de 300 y 500°F, por tal, se elige el cable de 500°F. Dado que la profundidad máxima del pozo es de 7308 ft, se requiere que la unidad cuente con esta longitud disponible en el tambor de la unidad más una longitud adicional que permita la tracción de la herramienta en caso de una pega, lo recomendado es que se tengan mínimo una capa y media de cable en el tambor adicional.

##### 1.2. Equipo de control de presión

Dado que el pozo es vertical y presenta flujo bifásico, se propone la toma del registro empleando una sarta de la marca GE de acuerdo con la siguiente configuración:

Sensor	Offset (ft)	Schematic	Description	Len (ft)
			PTS Electric Cable Head	1.25
			Tungsten Bar weight	5.00
			Tungsten Bar weight	5.00
			AGS Adapter GO - SONDEX	0.21
CCL	17.79		XTU-002 (10001324) Crossover Ultrawire Toolbus to Ultralink	1.58
			CCL-015 (AJH00003) Casing Collar Locator	1.54
GR	15.77		PGR-020 (10001472) Production Gamma Ray	1.93
QTMP	13.99		QPS-019 (212521) Quartz Pressure Sensor	1.58
QP	13.99			
QTMP	13.99		PRT-016 (10002160) Platinum Resistance Thermometer	1.04
TEMP	12.85		PKJ-013 (10005546) Production Knuckle Joint	0.56
			PRC-034 (10012668) Production Roller Centraliser (4 Arm)	2.77
CWHC	7.91		CWH-013 (10002162) Capacitance Water Holdup	2.18
CWH	7.91			
CFBRATE	1.15	CFBE-05 (99058) Caged Fullbore Electronics	0.95	
CFBDIR	1.15	CFBM-14 (99058) Caged Fullbore Flowmeter Mechanicals 7"	1.96	

Sondex Ultralink: String Length: 31.83 ft Weight: 221.00 lb Max OD: 1.69 in

El diámetro externo de la herramienta es de 1 11/16", con una longitud total de 31,8ft incluyendo las barras de peso necesarias para vencer la presión en cabeza de pozo y el efecto de boyance. Con base en estas especificaciones, se requiere una longitud de 35 ft de lubricadores, y un stuffing box para control del pozo mientras se realizan las pasadas. El diámetro recomendado para los lubricadores es de 3 1/2", con ID de 3in.

2. Como programa de trabajo se propone:

- Realizar pasadas @ 30, 60 y 90 ft/min con el pozo fluyendo 100 ft por encima y por debajo del tope y base de los perforados.
- Realizar estaciones entre perforados por 5 minutos con la sarta de registros.
- Realizar pasadas @ 30, 60 y 90 ft/min con el pozo apagado 500 ft por encima y 100 ft por debajo del tope y base de los perforados.

## INTERPRETACIÓN CUALITATIVA

1. Se procede a realizar una representación gráfica de todas las pasadas en un solo plot del registro, en el que se pueda detallar un perfil general de producción con la señal de todas las herramientas, que permita realizar una evaluación de la calidad de la data, y una interpretación preliminar del comportamiento del pozo. Ver Ilustración 77.

Como identificador de fluido se corrió la herramienta capacitancia, nombrada como Capacitance Water Holdup (CWH) por GE, estas herramientas requieren una calibración previa a su bajada dentro del pozo en agua y petróleo, preferiblemente tomados de una muestra del pozo. La calibración de esta herramienta arrojó:

Fluido	Lectura cuentas por segundo (cps).	Yw (Holdup).
Agua	27802	1
Aire	33897	0

Como análisis preliminar se puede detallar:

- El registro se encuentra correlacionado según se evidencia en el track GR, lo cual se evidencia al observar como las arenas de formación (recuadros en rojo del track z), identificados por las bajas lecturas del gamma ray, coinciden exactamente con los intervalos perforados, ver Ilustración 78.
- Del track CFB, que corresponde a la respuesta del caudalímetro, se puede detallar que por debajo de 7160ft que es la base del último perforado, no se presenta movimiento de fluido, indicando ello que corresponde a la zona de flujo cero o de calibración. Por encima de este punto, se observa entrada fluido de los intervalos 7137-7162, 7000-7020, 6985-6992, 6920-6940, 6872-6898, 6845-6860ft, todos pertenecientes a la formación K2.
- Del track TEMP, correspondiente a la temperatura resaltado en la Ilustración 79, se puede observar en las zonas indicadas por las

flechas que los cambios de temperatura son coherentes con el cambio en las rps del caudalimetro.

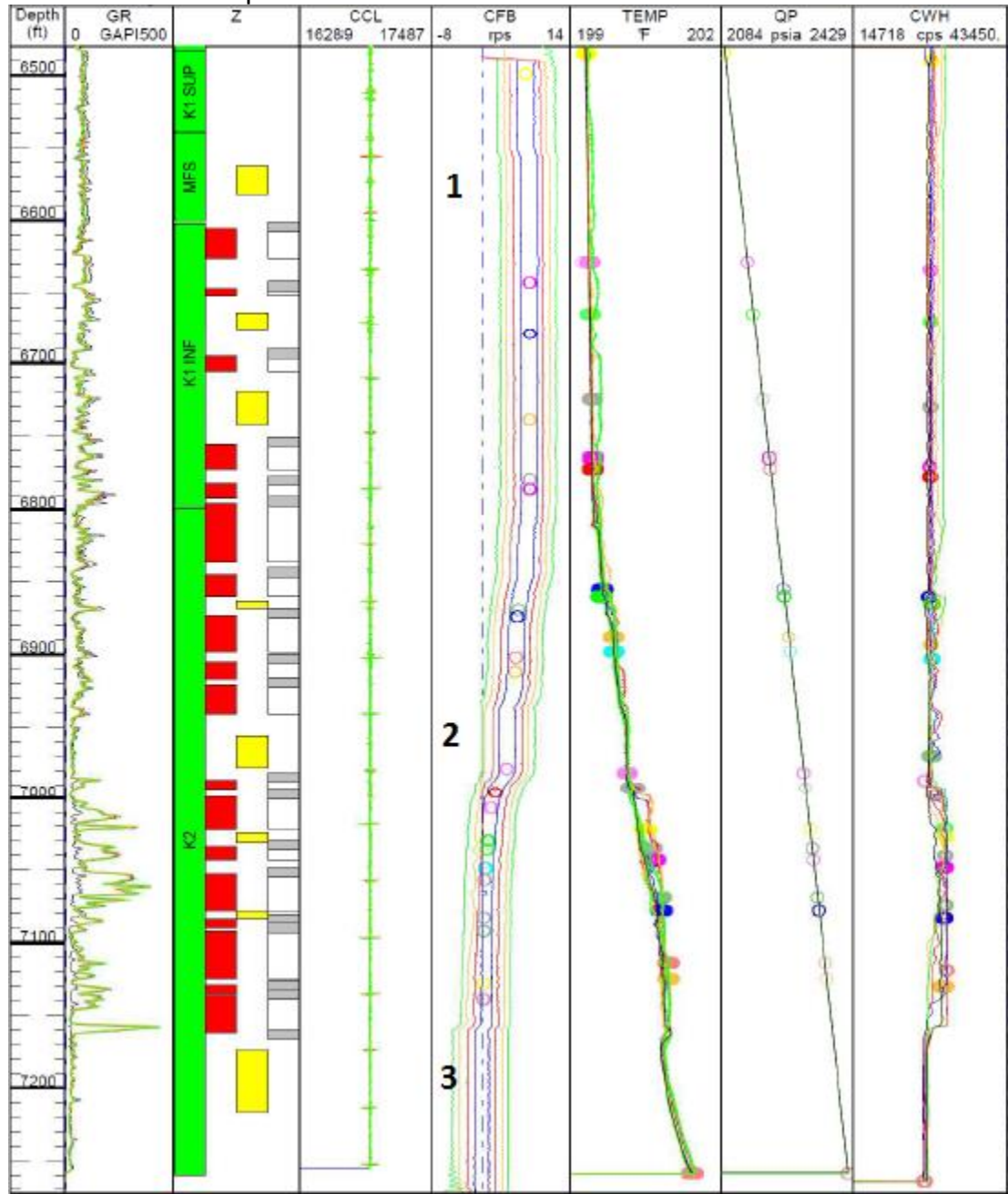


Ilustración 77. Perfil general de producción pozo UIS 20.

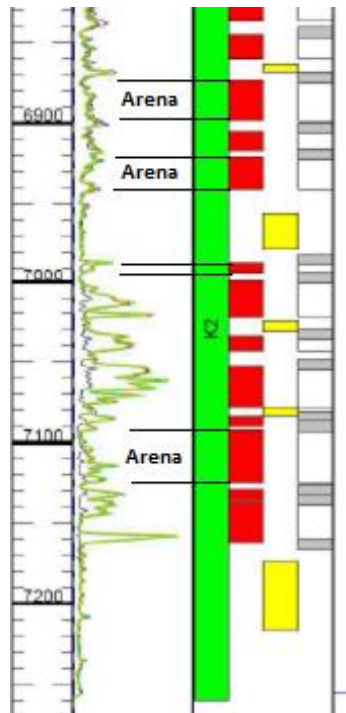


Ilustración 78. Correlación Gamma Ray con arenas de formación.

- Del track CWH correspondiente a la respuesta de la capacitancia, se observa aumento en las cuentas a nivel del perforado 7137-7162 ft, indicando la entrada de una mezcla de fluido con trazas de crudo. A nivel del perforado 6987-6993 ft, se observa una disminución en las cuentas, indicando ello la entrada de una mezcla de fluido principalmente agua.
- Del track QP correspondiente a la respuesta de la presión, se observa que todas las pasadas se superponen indicando y no presentan cambios de presión significativos, indicando ello que el pozo se encontraba en condiciones de estabilidad requeridas para la interpretación.

#### Interpretación cualitativa

1. Como zonas de cálculo se seleccionan tres puntos identificados en la Ilustración 77 como 1, 2 y 3, que corresponden a puntos en los que se evidencia cambio significativo en el flujo.

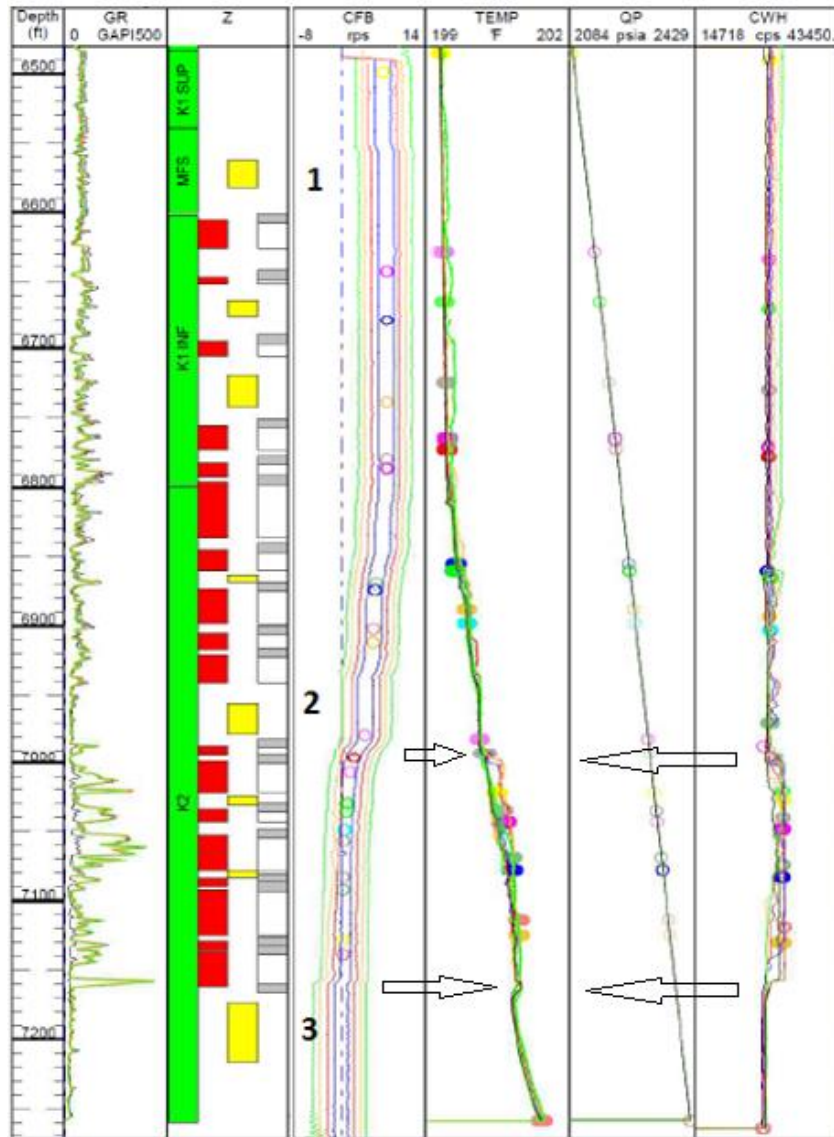
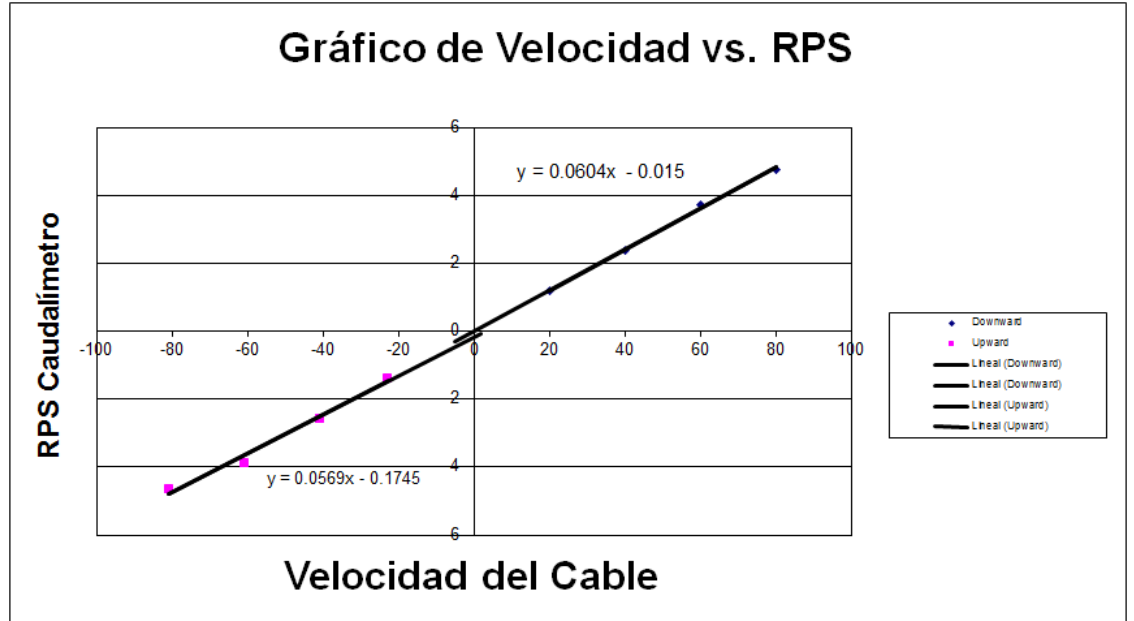


Ilustración 79. Interpretación cualitativa de la temperatura y capacitancia.

Cálculo punto 3.

Se inicia el cálculo en este punto dado que corresponde a la zona de cero flujo que es empleada para determinar el threshold y la pendiente de respuesta del caudalímetro; para ello del archivo plano arrojado por las herramientas se extrae el promedio de cada una de las curvas del caudalímetro en un intervalo en que se hallan comportado de manera estable, que para este punto elegimos el intervalo 7170-7180 ft, los datos arrojados son:

Velocidad del cable (LSPD)	21	41	60	80	-23	-40	-60	-80
Revoluciones caudalímetro (RPS)	1.18	2.37	3.7	4.76	-1.38	-2.55	-3.86	-4.63



Cálculo del Umbral	Pendiente	Umbral
RPS Positivas	0.060	0.3
RPS Negativas	0.057	2.3

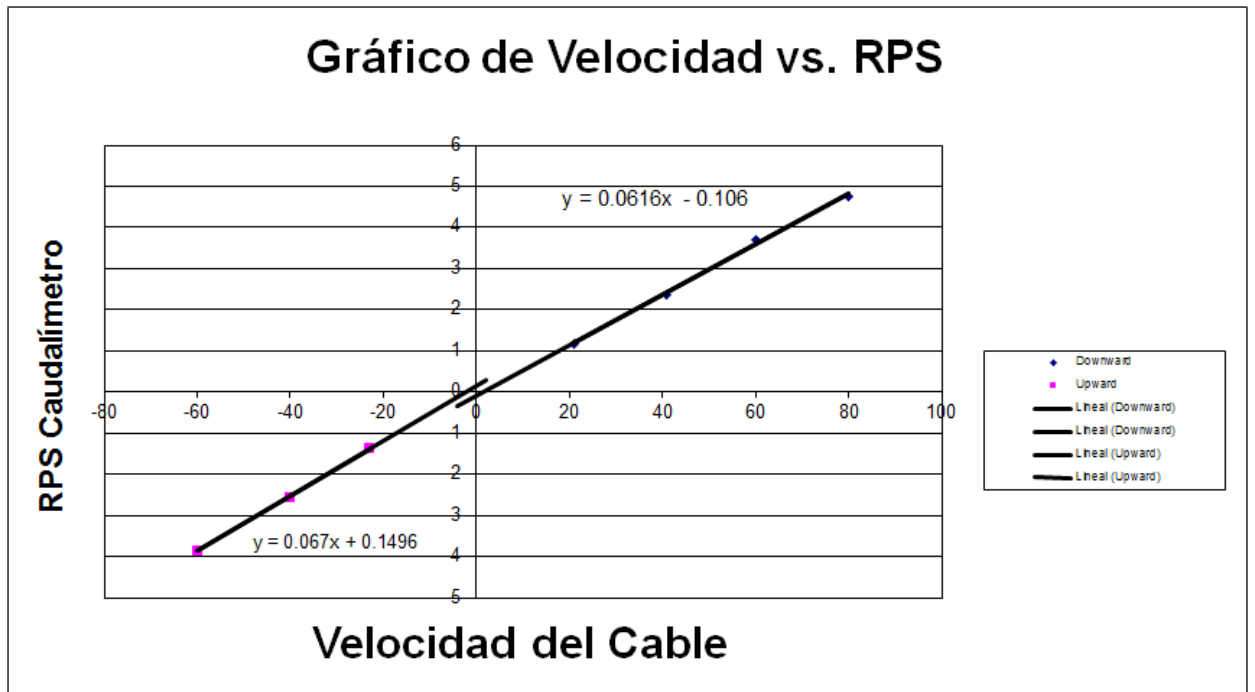
Ilustración 80. Calibración del caudalímetro zona cero flujo, PLT pozo UIS 20.

Observando la tendencia en el lado negativo de las pasadas subiendo, se observa que el punto de -80 ft/min, se sale un poco de la tendencia de las demás pasadas, por tal, se opta por anularlo quedando la calibración de acuerdo a la Ilustración 81.

De la calibración del caudalímetro se puede determinar que la pendiente respuesta es de 0.062 rps/ ft/min, y el umbral o threshold es de 1.8 ft/min, para el caso de las revoluciones positivas que son las que vamos a utilizar para los cálculos de caudal. En esta zona tenemos únicamente agua y ningún movimiento de fluidos aparente.

Cálculo punto 2.

Este punto corresponde al tope de unos intervalos perforados ubicados sobre la formación K2, como zona de cálculo se selecciona el intervalo 6950-6960 ft, que corresponde a una zona en que el caudalímetro tuvo una respuesta estable. De este intervalo se toma la pasada más lenta bajando de 20 ft/min, se calcula el promedio de las revoluciones del caudalímetro.



Cálculo del Umbral	Pendiente	Umbral
RPS Positivas	0.062	1.8
RPS Negativas	0.067	-2.2

Ilustración 81. Calibración final del caudalímetro en el pozo UIS 20.

Revoluciones promedio intervalo (6950-6960 ft) = 4,48 Revoluciones por segundo (rps).

Para el cálculo del caudal empleamos la Ecuación 13:

$$V_{app} = \frac{RPS}{Pendiente \left( \frac{ft}{min} \right)} + V_{threshold} - V_{cable}$$

$$V_{app} = \frac{4.48}{\frac{RPS}{\frac{ft}{min}}} + 1.8 \frac{ft}{min} - 20 ft/min$$

$$V_{app} = 54 \frac{ft}{min}$$

Esto corresponde a la velocidad aparente que está viendo el caudalímetro. Para corregirla por el perfil del flujo, empleamos el factor empleado por los intérpretes de 0.83, mediante la Ecuación 14:

$$V_M = V_{PCF} * V_{app}$$

$$V_{Media} = 54 ft/min * 0.83$$

$$V_M = 44.82 \frac{ft}{min}$$

Con esto determinamos el número de Reynolds empleando la Ecuación 15:

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{\rho D v}{\mu}$$

Teniendo en cuenta que la densidad de la mezcla viene dada por:

$$\rho_m = \rho_o Y_o + \rho_w Y_w$$

Ecuación 24. Densidad de una mezcla de fluidos.

$$\rho_m = (0.97 \frac{gr}{cc} * 0.15 + 1 \frac{gr}{cc} * 0.85)$$

$$\rho_m = 0.99 gr/cc$$

La viscosidad del crudo viene dada por la expresión:

$$\mu_o = 10^x - 1$$

$$x = 10^{(3,0324 - 0,02023G)(T)^{-1,163}}$$

Ecuación 25. Viscosidad del aceite.

En donde  $G=13^{\circ}\text{API}$ ,  $T=190^{\circ}\text{F}$ .

$X=1.316$   
 $\mu_o=19.7\text{cp}$ .

La viscosidad de la mezcla viene dada por:

$$\mu_{eff} = \mu_{FC}(1 + 2,5\phi + 10\phi^2)$$

Ecuación 26. Viscosidad de una mezcla.

Podemos determinar el corte de agua (fase continua) empleando la respuesta de la capacitancia, para ellos hacemos uso de la Ecuación 11:

$$Y_{wa} = \frac{100\% \text{ Lecturas hidrocarburos} - \text{Lecturas en la mezcla}}{100\% \text{ Lecturas hidrocarburos} - 100\% \text{ Lecturas en agua}}$$

Las lecturas en hidrocarburos y en agua son los datos de calibración de la herramienta, y las lecturas en la mezcla son las lecturas arrojadas por la herramienta en presencia de una mezcla en la zona del pozo a donde se desea evaluar.

Lectura hidrocarburos= 33897 cps.

Lectura agua= 27892 cps.

Lectura mezcla = 28792 cps.

$$Y_{wa} = \frac{33897\text{cps} - 28792\text{cps}}{33897\text{cps} - 27892\text{cps}}$$

$$Y_{wa} = 0.85$$

La fase continua es el agua cuya viscosidad es de 1cp, la fase discontinua es el aceite cuya fracción en fondo es de .15, por tal, tendríamos:

$$\mu_{FC}: 1 \text{ cp}$$

$$\phi: 0.15$$

$$\mu_{eff}: 1.6\text{cp}$$

Por tanto, el número de Reynolds viene dado por:

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{\rho D v}{\mu}$$

Nre:  $1.3 \times 10^6$ .

El diámetro del aspa (blade) viene dado por el manual del fabricante en este caso GE (General Electric- Wireline), y es igual a 4.24", y el ID de la tubería es de 6.276", por lo que la relación es igual a:

$$\frac{\text{Diametro blade}}{\text{ID tubería}} = \frac{4.24''}{6.276''} = 0.7$$

Que en la gráfica de Reynolds, la curva que más se aproxima es la de 0.8, con la que nos arroja un factor de corrección del perfil de flujo igual a 0.92.

Calculando la nueva velocidad media con este factor de corrección:

$$V_M = V_{PCF} * V_{app}$$

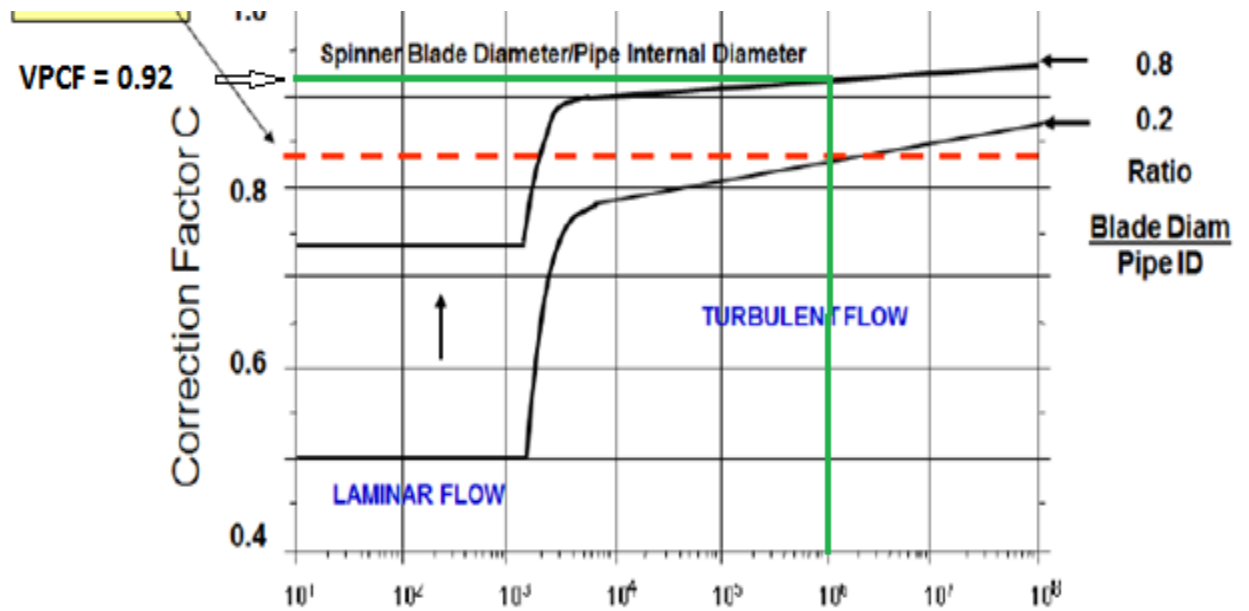
$$V_{Media} = 54 \text{ ft/min} * 0.92$$

$$V_M = 49.68 \frac{\text{ft}}{\text{min}}$$

Recalculando el número de Reynolds nos quedaría igual a:

Nre:  $1.5 \times 10^6$ .

Que interceptándolo en la curva de Reynolds nos daría un VPCF igual 0.93, que es aceptable.



Ahora podemos calcular el caudal total a partir de la Ecuación 16:

$$Q_t = 1.4 D^2 V_M$$

El diámetro interno de la tubería de 7", 26Lb/ft, N-80 es de 6.276".

$$Q_t = 1.4 (6.276)^2 V_M$$

$$Q_t = 2739 \text{ BFPD fluido total.}$$

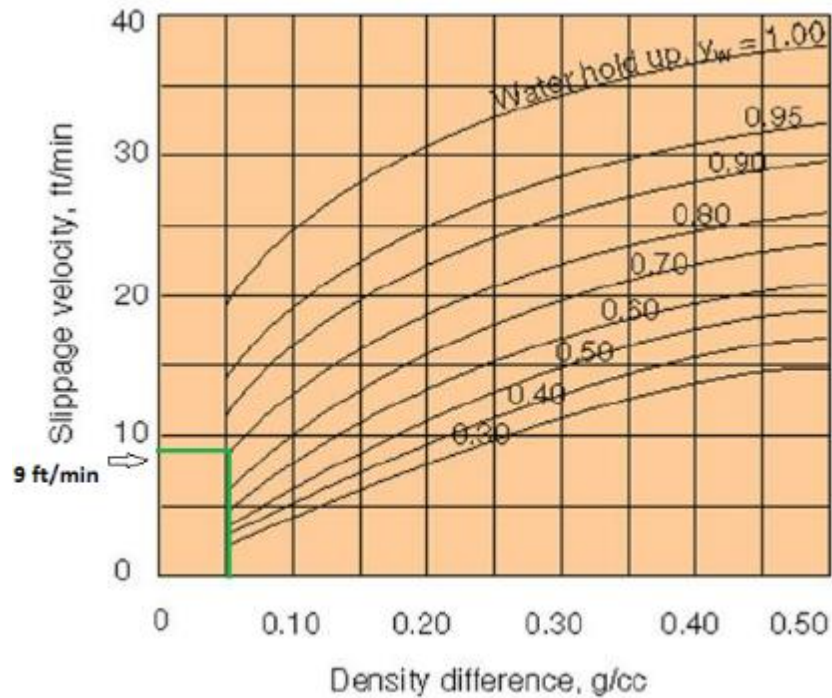
Esto corresponde al fluido total que están aportando los perforados ubicados entre 7170-6990ft, y que fue evaluado con esta zona de cálculo.

Ahora vamos a evaluar la velocidad de slippage o de deslizamiento entre las fases, para ello vamos a emplear la correlación de choquette útil para el flujo burbuja y en un pozo vertical como el nuestro. Como datos entrada tenemos las densidades de las fases:

$$\rho_o = 0.97 \text{ gr/cc.}$$

$$\rho_w = 1 \text{ gr/cc.}$$

La diferencia de densidades es de 0.03 gr/cc que es el dato de entrada para la correlación, junto con  $Y_w$  de 0.85.



Extrapolando la curva a los 0.03 gr/cc, nos daría una velocidad de deslizamiento de aproximadamente 7 ft/min. Con lo que finalmente el cálculo de los caudales a partir de la Ecuación 21:

$$QH = YH * ( QT - (1 - YH) * VS * A )$$

$$A = \frac{\pi d^2}{4}$$

$$A = 30in^2$$

$$Qw = 2301 BWPD.$$

$$Qo = Qt - Qw = 438BOPD.$$

### Cálculo punto 3.

Este punto corresponde al tope de todos los perforados que comprende las formaciones K1 y K2, cuyo intervalo va desde 6606-7162 ft, como zona de cálculo se selecciona el intervalo 6560-6570ft, que corresponde a una zona en que el caudalímetro tuvo una respuesta estable. De este intervalo se toma la pasada más lenta bajando de 20 ft/min, se calcula el promedio de las revoluciones del caudalímetro.

Revoluciones promedio intervalo (6560-6570 ft) = 7.38 Revoluciones por segundo (rps).

Para el cálculo del caudal empleamos la Ecuación 13:

$$V_{app} = \frac{RPS}{\text{Pendiente} \left( \frac{ft}{min} \right)} + V_{threshold} - V_{Cable}$$

$$V_{app} = \frac{7.38}{0.062 \left( \frac{ft}{min} \right)} + 1.8 \frac{ft}{min} - 20 \frac{ft}{min}$$

$$V_{app} = 101 \frac{ft}{min}$$

Esto corresponde a la velocidad aparente que está viendo el caudalímetro. Para corregirla por el perfil del flujo, empleamos el factor empleado por los interpretes de 0.83.

$$V_M = V_{PCF} * V_{app}$$

$$V_{Media} = 101 \frac{ft}{min} * 0.83$$

$$V_M = 83.8 \frac{ft}{min}$$

Con esto determinamos el número de Reynolds empleando la fórmula:

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{\rho D v}{\mu}$$

Podemos determinar el corte de agua (fase continua) empleando la respuesta de la capacitancia, para ellos hacemos uso de la siguiente formula:

$$Y_{wa} = \frac{100\% \text{ Lecturas hidrocarburos} - \text{Lecturas en la mezcla}}{100\% \text{ Lecturas hidrocarburos} - 100\% \text{ Lecturas en agua}}$$

Las lecturas en hidrocarburos y en agua son los datos de calibración de la herramienta, y las lecturas en la mezcla son las lecturas arrojadas por la herramienta en presencia de una mezcla en la zona del pozo a donde se desea evaluar.

Lectura hidrocarburos= 33897 cps.

Lectura agua= 27892 cps.

Lectura mezcla = 28904 cps.

$$Y_w = \frac{33897cps - 28904cps}{33897cps - 27892cps}$$

$$Y_w = 0.83$$

Teniendo en cuenta que la densidad de la mezcla viene dada por:

$$\rho_m = \rho_o Y_o + \rho_w Y_w$$

$$\rho_m = \left(0.97 \frac{gr}{cc} * 0.17 + 1 \frac{gr}{cc} * 0.83\right)$$

$$\rho_m = 0.99 \text{ gr/cc}$$

La viscosidad del crudo viene dada por la expresión:

$$\mu_o = 10^x - 1$$

$$x = 10^{(3,0324 - 0,02023G)(T)^{-1,163}}$$

En donde G=13°API, T=190°F.

X=1.316

$\mu_o$ =19.7cp.

La viscosidad de la mezcla viene dada por:

$$\mu_{eff} = \mu_{FC}(1 + 2,5\phi + 10\phi^2)$$

La fase continua es el agua cuya viscosidad es de 1cp, la fase discontinua es el aceite cuya fracción en fondo es de 0.17, por tal, tendríamos:

$$\mu_{FC}: 1 \text{ cp}$$

$$\phi: 0.17$$

$$\mu_{eff}: 1.7cp$$

Por tanto, el número de Reynolds viene dado por:

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{\rho D v}{\mu}$$

Nre:  $2.3 \times 10^6$ .

El diámetro del aspa (blade) viene dado por el manual del fabricante en este caso GE (General Electric- Wireline), y es igual a 4.24", y el ID de la tubería es de 6.276", por lo que la relación es igual a:

$$\frac{\text{Diametro blade}}{\text{ID tubería}} = \frac{4.24''}{6.276''} = 0.7$$

Que en la gráfica de Reynolds, la curva que más se aproxima es la de 0.8, con la que nos arroja un factor de corrección del perfil de flujo igual a 0.92.

Calculando la nueva velocidad media con este factor de corrección:

$$V_M = V_{PCF} * V_{app}$$

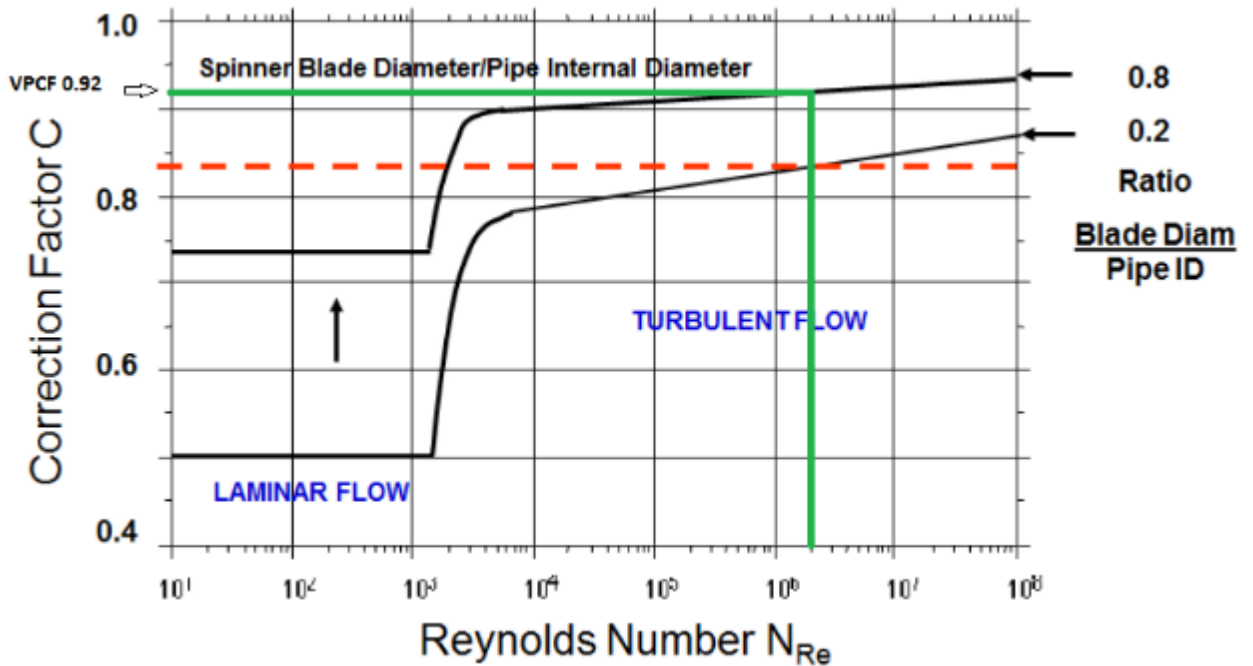
$$V_{Media} = 101ft/min * 0.92$$

$$V_M = 93 \frac{ft}{min}$$

Recalculando el número de Reynolds nos quedaría igual a:

Nre:  $2.6 \times 10^6$ .

Que interceptándolo en la curva de Reynolds nos daría un VPCF igual 0.92, que es aceptable.



Ahora podemos calcular el caudal total como:

$$Qt = 1.4 D^2 V_M$$

El diámetro interno de la tubería de 7", 26Lb/ft, N-80 es de 6.276".

$$Qt = 1.4 (6.276)^2 V_M$$

$$Qt = 5128 \text{ BFPD fluido total.}$$

Dado que las densidades de los fluidos es la misma al igual que el corte de agua, la velocidad de deslizamiento es similar al calculado en la anterior zona, es decir, 7 ft/min.

$$QH = YH * ( QT - (1 - YH) * VS * A)$$

$$A = \frac{\pi d^2}{4}$$

$$A = 30 \text{ in}^2$$

$$Qw = 4226 \text{ BWPD.}$$

$$Qo = Qt - Qw = 901 \text{ BOPD.}$$

### 5.3.2 Ejercicio de interpretación No 2.

El pozo UIS 30 se encuentra completado de acuerdo a la Ilustración 82, el pozo fluye mediante una bomba electrosumergible la cual se encuentra funcionando a 46Hz, el pozo aporta fluidos a través de unas camisas mecánicas de circulación que le permite fluir de manera selectiva. El crudo de producción tiene 36 grados API, la presión en cabeza de pozo es de 5psi, el GOR (cf/bbl): 0. Se plantea la necesidad de evaluar los fluidos de producción aportados por cada una de las zonas o camisas de circulación del pozo.

Carbonera C3A	4754' – 4760'	6 pies	}	Fluye por una camisa.
Carbonera C3B	4782' – 4786'	4 pies		
Carbonera C5D1	5057' – 5062'	5 pies	}	Fluye por una camisa.
Carbonera C5D2	5083' – 5086'	3 pies		
Carbonera C7A	5171' – 5174'	3 pies		Fluye por una camisa.

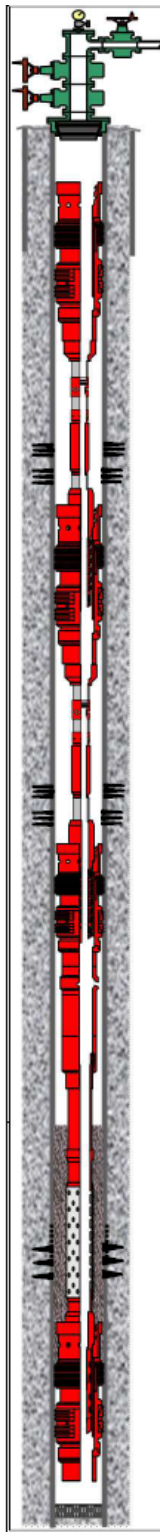
Se propone la toma de un registro de producción PLT, para ello se decide correr la sarta de registros que se detalla en la Ilustración 83, en donde se decidió bajar dos herramientas identificadores de fluidos, la capacitancia y la densidad radiactiva, sin embargo, dado que la producción del pozo es bifásica sería suficiente con una sola.

Una representación gráfica de la data obtenida del pozo nos muestra que únicamente un paquete de intervalos perforados que fluye por una camisa de circulación, está aportando fluidos representativos, por tal, se va a presentar la metodología de cálculo de caudales en el tope de los intervalos perforados. Se descarga el archivo .LAS del software de adquisición de datos con el fin de extraer la data de las herramientas.

#### Calibración del caudalímetro

La calibración se realiza en la zona de cero flujo, por debajo de los intervalos perforados. De la data registrada se obtienen los siguientes datos:

Velocidad del cable (LSPD)	29.5	62.7	89	-31	-61.5	-91.4
Revoluciones (RPS)	0.5	1.56	2.4	-0.5	-1.2	-1.7



DESCRIPCION	REF. HALLIBURTON			CONDICIONES		CANT.	OD (in)	ID (in)	LONG (ft)	TOPE (ft)	RESP.
	LEGACY	BATCH	S#P	TOPE	FONDO						
<b>COMPLETION EQUIPMENT DESCRIPTION ZONE C3</b>											
VTA Packer 9-5/8" 36-43.5#			101813449	6-4 AC-LH	6-5/8" LTC Box	1	8.520	5.000	2.73	4570.74	HALL
Upper Extension			265751	6-5/8" LTC Pin	6-5/8" LTC Pin	1	6.625	6.000	4.07	4673.47	HALL
X-Over 6 5/8 LTC Box * 3 1/2 EUE pin				6-5/8" LTC Box	3 1/2 EUE Pin	1	7.280	2.992	2.600	4677.54	HALL
Tubing 3 1/2 EUE				3 1/2 EUE Box	3 1/2 EUE Pin	1	4.500	2.992	0.800	4680.14	HALL
X-Over 3 1/2 EUE Box * 2 7/8 EUE pin				3 1/2 EUE Box	2 7/8 EUE Pin	1	4.530	2.450	31.220	4680.94	PFE
BDD X 2.313" ID 2 7/8, Open Down			101065202	2 7/8 EUE Box	2 7/8 EUE Pin	1	3.930	2.310	0.600	4712.16	HALL
X-Over 2 7/8 EUE Box * 3 1/2 EUE pin				2 7/8 EUE Box	3 1/2 EUE Pin	1	4.000	2.450	4.040	4716.80	HALL
Tubing 3 1/2 EUE				3 1/2 EUE Box	3 1/2 EUE Pin	1	4.500	2.992	0.900	4717.70	PFE
Safety Joint 3 1/2, For 50000#			101034245	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	1	4.270	2.962	31.340	4717.70	HALL
Blast Joint 3 1/2			728726	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	4	4.000	2.992	0.700	4749.04	HALL
Tubing 3 1/2 EUE				3 1/2 EUE Box	3 1/2 EUE Pin	1	4.500	2.992	38.650	4749.74	PFE
Locator				3 1/2" EUE Box	4-1/2" NU/Pin	1	5.280	3.000	4.000	4788.39	HALL
Seal Unit 5"			101043486	4-1/2" NU Box	4-1/2" NU/Pin	2	4.950	3.958	31.000	4819.39	HALL
Mule Shoe Entry Guide 5"			0	4-1/2" NU Box	NA	1	4.950	3.958	2.000	4819.96	HALL
<b>COMPLETION EQUIPMENT DESCRIPTION ZONE C5</b>											
VTA Packer 9-5/8" 43.5 - 47 #			101034785	6-4 AC-LH	6-5/8" LTC Box	1	8.520	5.000	2.70	4818.66	HALL
Upper Extension			265751	6-5/8" LTC Pin	6-5/8" LTC Pin	1	6.625	6.000	3.92	4821.36	HALL
X-Over 6 5/8 LTC Box * 3 1/2 EUE pin				6-5/8" LTC Box	3 1/2 EUE Pin	1	7.280	2.992	2.670	4825.28	HALL
Tubing 3 1/2 EUE				3 1/2 EUE Box	3 1/2 EUE Pin	6	4.500	2.992	0.820	4827.95	HALL
X-Over 3 1/2 EUE Box * 2 7/8 EUE pin				3 1/2 EUE Box	2 7/8 EUE Pin	1	4.530	2.450	186.700	4828.77	PFE
BDD XD 2.313" ID 2 7/8, Open Down			101065202	2 7/8 EUE Box	2 7/8 EUE Pin	1	3.930	2.310	0.630	5014.47	HALL
X-Over 2 7/8 EUE Box * 3 1/2 EUE pin				2 7/8 EUE Box	3 1/2 EUE Pin	1	4.000	2.450	4.540	5019.14	HALL
Tubing 3 1/2 EUE				3 1/2 EUE Box	3 1/2 EUE Pin	1	4.500	2.992	0.940	5019.14	PFE
Safety Joint 3 1/2, For 50000 #			101034245	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	1	4.270	2.962	31.360	5020.08	HALL
Blast Joint 3 1/2			728726	3 1/2" EUE Box	3 1/2" EUE Pin	4	4.000	2.992	0.700	5051.44	HALL
Pup Joint 3 1/2 EUE				3 1/2 EUE Box	3 1/2 EUE Pin	1	4.500	2.992	38.550	5052.14	ALANCO
X-Over 3 1/2 EUE Box * 2 7/8 EUE Pin				3 1/2 EUE Box	2 7/8 EUE Pin	1	4.530	2.450	0.900	5090.69	HALL
Landing Nipple 2-7/8" 2.313" ID, X			100007427	2 7/8 EUE Box	2 7/8" EUE Pin	1	3.700	2.313	0.670	5100.78	HALL
X-Over 2 7/8 EUE Box * 3 1/2 EUE Pin				2 7/8 EUE Box	3 1/2 EUE Pin	1	4.000	2.450	0.930	5101.45	HALL
Pup Joint 3 1/2 EUE				3 1/2 EUE Box	3 1/2 EUE Pin	1	4.500	2.992	0.900	5102.38	HALL
Locator				3 1/2" EUE Box	4-1/2" NU/Pin	1	5.280	3.000	8.100	5103.28	HALL
Seal Unit 5"			101043486	4-1/2" NU Box	4-1/2" NU/Pin	2	4.950	3.958	0.640	5111.38	HALL
Mule Shoe Entry Guide 5"				4-1/2" NU Box	NA	1	4.950	3.958	2.000	5112.02	HALL
<b>SAND CONTROL COMPLETION EQUIPMENT DESCRIPTION EXTENTION PACK C7-A</b>											
VTA 9 5/8" 5" SEALBORE 36-43.5 #			101813449		6-5/8" LTC Box	1	8.520	5.000	2.73	5110.72	HALL
Upper Extension			265751	6-5/8" LTC Pin	6-5/8" LTC Pin	1	6.660	6.810	4.07	5113.45	HALL
Closing Sleeve			74569	6-5/8" LTC BOX	6-5/8" LTC BOX	1	7.200	6.000	2.150	5117.52	HALL
Lower Extension			265751	6-5/8" LTC Pin	6-5/8" LTC Pin	1	6.660	6.810	5.020	5119.67	HALL
X-Over 6 5/8 LTC Box * 5 LTC PIN				6-5/8" LTC Box	5" LTC Pin	1	7.030	6.810	8.470	5124.69	HALL
Shear Joint 5" LTC For 40000#				5" LTC Box	4" LTC Pin	1	5.250	4.510	0.840	5133.16	HALL
Blank Pipe, 4 23.0 API-LCT,B-P			101895082	4" NU Box	4" NU Pin	1	4.530	3.520	2.150	5134.00	HALL
PETROGUARD MESH SCR.N.4.000-10.70			101895758	4" NU Box	4" NU Pin	2	4.800	3.460	30.070	5136.15	HALL
No Go Locator				4" NU Box	4-1/2" NU/Pin	1	5.490	3.958	26.260	5166.22	HALL
Seal Unit 5"			101043486	4-1/2" NU Box	4-1/2" NU/Pin	2	5.000	3.958	0.820	5192.48	HALL
Mule Shoe Entry Guide 5"				4-1/2" NU Box	NA	1	4.950	3.958	1.800	5194.28	HALL
<b>COMPLETION EQUIPMENT DESCRIPTION SUMP PACKER SEAL BORE 5"</b>											
SUMP PACKER VTA 9 5/8" 5" SEALBORE 43.5-53 #			101034785	N/A	N/A	1	8.53	5	2.70	5192.00	HALL
									3.82	5194.70	HALL
										5198.62	HALL
										5250.00	HALL
<b>PERFORATIONS DETAIL</b>											
Descripcion Perforaciones	Fecha	Densidad	Tope	Base	Length	Form.	TOP / Casing Guns				
Intervalo cafeado en C7	9/26/2012	12 TFP	5172	5175	3	C7-A	Casing Gun				
Intervalo cafeado en C5	41181	5 TFP	5057	5062	5	C5-D1	Casing Gun				
Intervalo cafeado en C5	41181	5 TFP	5083	5086	3	C5-D2	Casing Gun				
Intervalo cafeado en C3	41183	5 TFP	4753	4759	6	C3-A	Casing Gun				
Intervalo cafeado en C3	41183	5 TFP	4782	4786	4	C3-B	Casing Gun				
<b>SCREENS INFORMATION DETAILS C7-A</b>											
Descripcion Mallas	Rocosa	Peso	Tope	Base	Geometria	Long	Modelo				
PETROGUARD MESH SCR.N.4.000-10.70	4" NU	10.7	6188.2	6192.6	250	28.28	Petroguard				
Longitud de Malla sobre las Perforaciones						6.78					
Longitud de Malla debajo las Perforaciones						17.48					
<b>BLAST JOINT INFORMATION DETAILS C-3</b>											
Descripcion	Rocosa	Tope	Base	Long	Modelo						
Blast Joint	3 1/2 EUE	6062.1	6090.7	38.66	BLAST JOINT						
Longitud de Blast Joint sobre las Perforaciones				4.88							
Longitud de Blast Joint debajo las Perforaciones				4.88							
<b>BLAST JOINT INFORMATION DETAILS C3</b>											
Descripcion	Rocosa	Tope	Base	Long	Modelo						
Blast Joint	3 1/2 EUE	4748.7	4788.4	38.86	Blast Joint						
Longitud de Blast Joint sobre las Perforaciones				3.28							
Longitud de Blast Joint debajo las Perforaciones				2.38							
<b>PACKER INFORMATION</b>											
Completion Details		Tope Packer	Base Perforado Superior	Length							
Longitud Sump Packer Vs Intervalo Superior		5192.00	5175	17.00							
Longitud VTA Packer Zona C7-A Vs Intervalo Superior		5110.72	5086	24.72							
Longitud VTA Packer Zona C5 Vs Intervalo Superior		4818.66	4786	32.66							
Longitud VTA Packer Zona C3 Vs Intervalo Superior		4670.74	N/A	N/A							
<b>SURVEY DETAIL</b>											
Observacion	Prof. MD	Prof. TVD	Dogleg	Inclinacion	Azmut						
Pozo Vertical											
<b>CASING DETAILS</b>											
Descripcion Revestimiento	Rocosa	Peso	Tope	Base	hole	Size	Detalle				
9-5/8" N-80	BTC	43.5	0	5250	10.25	9 5/8	143 JTS				

Ilustración 82. Completamiento pozo UIS 50.

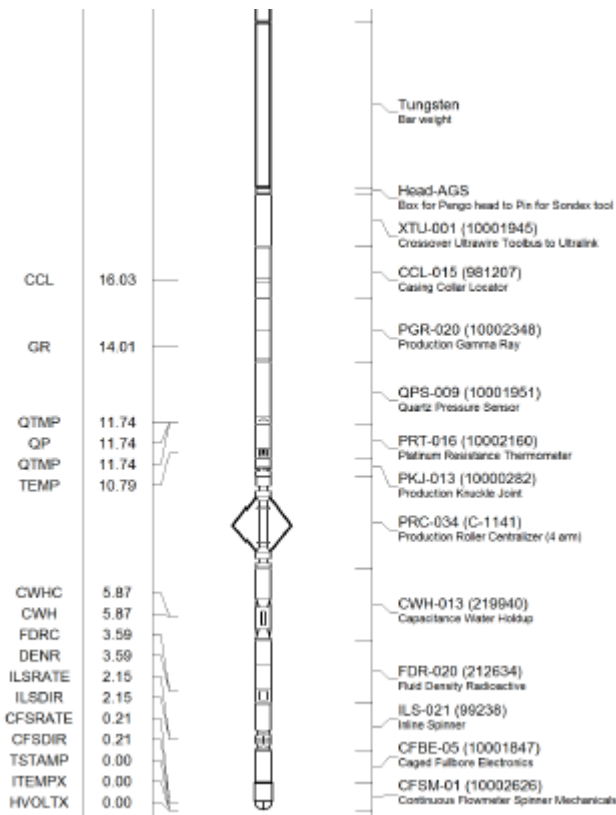
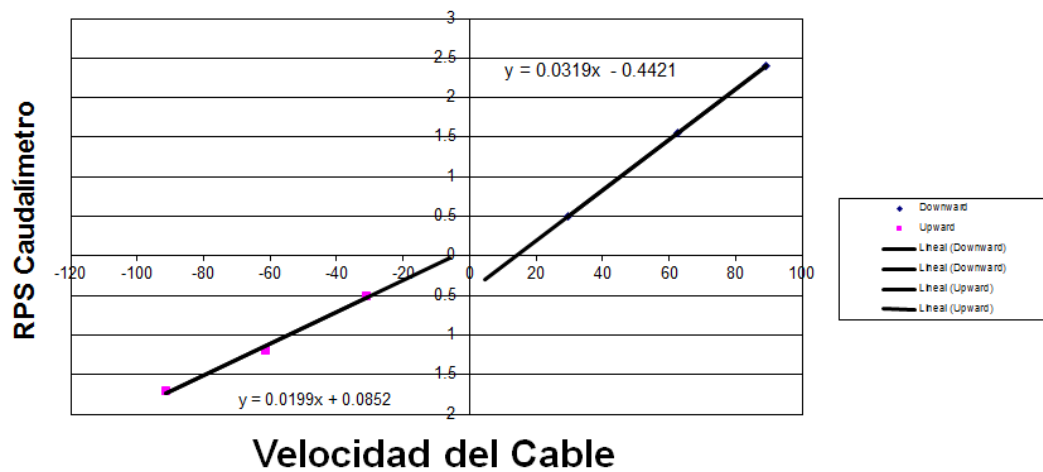


Ilustración 83. Sarta de registros pozo UIS 50.

### Gráfico de Velocidad vs. RPS



Cálculo del Umbral	Pendiente	Umbral
RPS Positivas	0.032	13.8
RPS Negativas	0.020	-4.7

Ilustración 84. Calibración del caudalímetro pozo UIS 50.

De la calibración del caudalímetro se puede determinar que la pendiente es de 0.032 rps/ ft/min, y el umbral o threshold es de 4 ft/min, para el caso de las revoluciones positivas que son las que vamos a utilizar para los cálculos de caudal. En esta zona tenemos únicamente agua y ningún movimiento de fluidos aparente.

Cálculo en el tope de los perforados.

Este punto corresponde al tope de los intervalos perforados, los cuales van desde 4754 – 5174 ft en formación carbonera. Se verifica por encima del tope de los perforados una zona en donde la respuesta de las herramientas sea estable, que para este caso corresponde al intervalo 4750-4752 ft, la revoluciones promedio en este intervalo son de 5.6 rps. Para el cálculo del caudal empleamos la Ecuación 13:

$$V_{app} = \frac{RPS}{\text{Pendiente} \left( \frac{ft}{min} \right)} + V_{threshold} - V_{cable}$$

$$V_{app} = \frac{5.6}{0.032 \left( \frac{ft}{min} \right)} + 4 \frac{ft}{min} - 31 ft/min$$

$$V_{app} = 148 \frac{ft}{min}.$$

Esto corresponde a la velocidad aparente que está viendo el caudalímetro. Para corregirla por el perfil del flujo, empleamos el factor empleado por los interpretes de 0.83.

$$V_M = V_{PCF} * V_{app}$$

$$V_{Media} = 148 ft/min * 0.83$$

$$V_M = 122.8 \frac{ft}{min}.$$

Con esto determinamos el número de Reynolds empleando la fórmula:

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{\rho D v}{\mu}$$

Se procede a calcular el holdup:

$$Y_w = \frac{\rho - \rho_o}{\rho_w - \rho_o}$$

$$\rho_o: 0,84 \text{ gr/cc}$$

$$\rho_w: 1 \text{ gr/cc}$$

$$\rho_m: \frac{0.99 \text{ gr}}{\text{cc}}$$

El dato de la densidad de la mezcla viene dado por las lecturas de la herramienta de densidad radioactiva. Reemplazando en la formula tenemos que:

$Y_w$ : 0.94: 94%.

$Y_o$ : 0.06: 6%.

La viscosidad del crudo viene dada por la Ecuación 25:

$$\mu_o = 10^x - 1$$

$$x = 10^{(3,0324 - 0,02023G)(T)^{-1,163}}$$

En donde  $G=36^\circ\text{API}$ ,  $T=176^\circ\text{F}$ .

$X=0.49$

$\mu_o=2.1 \text{ cp}$ .

La viscosidad de la mezcla viene dada por la Ecuación 26

$$\mu_{eff} = \mu_{FC}(1 + 2,5\phi + 10\phi^2)$$

La fase continua es el agua cuya viscosidad es de 1cp, la fase discontinua es el aceite cuya fracción en fondo es de 0.06, por tal, tendríamos:

$$\mu_{FC}: 1 \text{ cp}$$

$$\phi: 0.06$$

$$\mu_{eff}: 1.18 \text{ cp}$$

Por tanto, el número de Reynolds viene dado por:

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{\rho D v}{\mu}$$

Nre:  $4.7 \times 10^4$ .

El diámetro del aspa (blade) viene dado por el manual del fabricante en este caso GE (General Electric- Wireline), y es igual a 1.402", y el ID de la tubería es de 2.992", por lo que la relación es igual a:

$$\frac{\text{Diametro blade}}{\text{ID tubería}} = \frac{1.402''}{2.992''} = 0.47$$

Ingresando en la gráfica del Reynolds nos arroja un factor de corrección del perfil de flujo igual a 0.8, que es prácticamente igual al valor supuesto.

Ahora podemos calcular el caudal total a partir de la Ecuación 16:

$$Q_t = 1.4 D^2 V_M$$

El diámetro interno de la tubería de 3.5", 10.2Lb/ft, N-80 es de 2.992".

$$Q_t = 1.4 (2.992)^2 (122.8 \frac{ft}{min})$$

$$Q_t = 1539 \text{ BFPD fluido total.}$$

Ahora vamos a evaluar la velocidad de slippage o de deslizamiento entre las fases, para ello vamos a emplear la correlación de choquette útil para el flujo burbuja y en un pozo vertical como el nuestro. Como datos entrada tenemos las densidades de las fases:

$\rho_o = 0.84 \text{ gr/cc.}$

$\rho_w = 1 \text{ gr/cc.}$

La diferencia de densidades es de 0.16 gr/cc que es el dato de entrada para la correlación, junto con  $Y_w$  de 0.94.

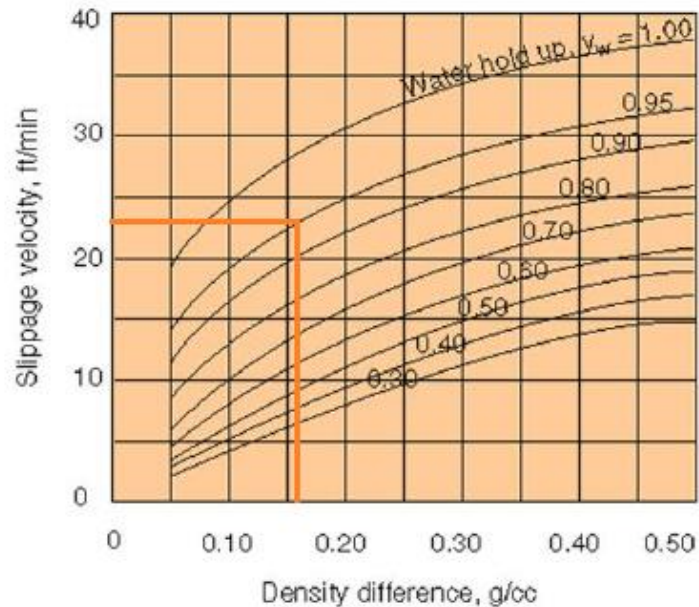


Ilustración 85. Cálculo de la velocidad de slippage pozo UIS 30.

Gráficamente nos daría una velocidad de deslizamiento de aproximadamente 23 ft/min, con lo que finalmente el cálculo de los caudales está dado por la Ecuación 21:

$$Q_w = Y_w * ( Q_T - (1 - Y_w) * V_S * A )$$

$$A = \frac{\pi d^2}{4}$$

$$A = 7 \text{ in}^2$$

$$Q_w = 1437 \text{ BWPD.}$$

$$Q_o = Q_t - Q_w = 101 \text{ BOPD.}$$

A los demás intervalos perforados no se les realizó el cálculo, dado que el caudalímetro no mostró un cambio en las revoluciones, indicando ello, que no hay aporte significativo de fluido en esa zona, en este caso puede existir la posibilidad de que la cara de los perforados se encuentre taponada, por lo que se pudiera recomendar una limpieza a los mismos.

## 6. CONCLUSIONES

1. Los registros de producción son una herramienta útil para la evaluación del comportamiento de los fluidos a nivel del subsuelo, y de su buena práctica se pueden determinar problemas asociados a la producción del pozo tales como conificación, skin efecto, zonas taponadas e ineficientes perforaciones, zonas ladronas o crossflow, canalización, entre otros, que controlados adecuadamente pueden maximizar la recuperación de las reserva disponibles en sitio.
2. La ejecución de los registros de producción PLT son viables en pozos de flujo natural y en pozos que empleen sistemas de levantamiento artificial que operen con Gas Lift, Bombeo Electrosumergible BES, bombeo mecánico y Bombeo por Cavidades Progresivas, empleando arreglos adecuados en superficie y en fondo disponibles en el mercado, en pozos con Bombeo hidráulico no es viable debido a la dificultad para correr una sarta de registros PLT, manteniendo las condiciones de flujo y producción normales.
3. La intervención de un pozo para la toma de registros de producción PLT requiere de una adecuada planeación en el que se evalúen las condiciones mecánicas para intervención en aras de que la operación sea técnico económicamente viable, para ello, se deben evaluar parámetros tales como diámetros del tubing y casing, inclinación del pozo, dog leg severity, cálculo de fuerzas sobre la sarta de registros asociadas con la velocidad del fluido y el efecto de flotación, entre otros.
4. La toma de un registro de producción PLT requiere que el pozo fluya bajo parámetros normales de producción mientras la herramienta de registros permanece en fondo, para ello se requiere de la adecuada selección de un equipo de control de pozo acorde a los rangos de presión, y que permita en todo momento un sello a los fluidos del pozo.
5. En la interpretación de los registros de producción PLT se debe realizar una adecuada correlación entre los datos de producción del fondo de pozo y los datos en tanque a condiciones de superficie, para ellos se deben emplear los parámetros PVT.
6. La interpretación suele ser un proceso iterativo, sin embargo, bajo ciertas consideraciones se puede de manera determinística calcular parámetros de producción bajo un rango de error mínimo, empleando un factor de corrección del perfil de producción del pozo de 0.83.

## 7. RECOMENDACIONES

1. Los registros de producción se deben usar para obtener información acerca de los pozos con el objetivo de tomar decisiones para el buen desarrollo de los campos petroleros. Cuando hay incertidumbre de la información que se tiene con anterioridad se recomienda la toma de registros de producción para analizar la situación actual.
2. Dependiendo de la economía, es mejor tomar los registros de producción con una sonda que proporcione información en tiempo real mediante el cable de registros debido a que, las sondas de memoria no proporcionan la información en el momento e inclusive si no se planea bien la toma de los registros la sonda puede estar en el agujero sin tomar información.
3. El costo de la toma de registros depende de factores como la profundidad del intervalo a estudiar, el conjunto de registros que se requieran tomar y el tiempo de obtención de información (a tiempo real o con sonda de memoria). Correr un PLT a una profundidad media cuesta aproximadamente \$ 400,000.
4. En la vida práctica, cuando se requiera tomar registros de producción, se debe justificar la toma éstos basándose en argumentos que manifiesten la mejora en la producción de hidrocarburos.

## BIBLIOGRAFÍA

Dake, LP. "Reservoir Engineering Fundamentals". Elsevier. 1978. Halliburton, Manual de ingeniería de yacimientos.

Elmar A Varco Company. Curso de control de control de presión de 10Kpsi. 2002, Sección 4 – 1p.

GE OIL & GAS, Drilling and production. Spinner Array Tool (SAT). Enero 2011. [En línea] [fecha de consulta: 26 de agosto del 2015] [http://site.ge-energy.com/prod\\_serv/products/oc/en/oilfield\\_technology/downloads/SAT%20Spec%20Sheet.pdf](http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/oc/en/oilfield_technology/downloads/SAT%20Spec%20Sheet.pdf)

Hill A.D. SPE Monograph 14, Production logging.

HOLDING, Robert. GENERAL ELECTRIC – GE. Wireline, Manual de la herramienta Continuos flowmeter spinner. 2 de febrero del 2005.

KAPPA, Dinamica Data Analysis. V4.12.02. Production Logging. 1988-2011.

Liu He, SPE, RIPED, and Wang Fengshan, SPE, Shi Guochen, SPE, Cao Gang, SPE, Jiang Tao, and Zhang Tianli, Daqing Oilfield Co., Ltd. An Innovative PCP Logging Technique for the Separated Layer Production Wells. En Society of Petroleum Engineer, SPE 136738. 2010, 2-7p.

National Oil Well Varco. Equipo de control de presión 10Kpsi. [En línea] [fecha de consulta: 30 de julio del 2015] [https://www.nov.com/Segments/Completion\\_and\\_Production\\_Solutions/Intervention\\_and\\_Stimulation\\_Equipment/Elmar/WPCE\\_Wireline\\_Pressure\\_Control/Pressure\\_Control\\_Equipment/WPCE\\_Enviro\\_Combination\\_Stuffing\\_Box\\_and\\_Line\\_Wiper.aspx](https://www.nov.com/Segments/Completion_and_Production_Solutions/Intervention_and_Stimulation_Equipment/Elmar/WPCE_Wireline_Pressure_Control/Pressure_Control_Equipment/WPCE_Enviro_Combination_Stuffing_Box_and_Line_Wiper.aspx)

Schlumberger. Production Log Interpretation.

SCHLUMBERGER. Oilfield Review Vol. 16. Invierno 2004/2005, p 7-8.

SMOLEN, JAMES J. Cased Hole and Production Logging Evaluation. Tulsa, United States. 1996, 22-24p.

Stratton R, Chase R, y Schaller G. Cased histories of production logging. En Society of petroleum engineer (SPE 2335), October 20, 1969.

T.E.W Nind. Fundamentos de producción y mantenimiento de pozos petroleros. Segunda edición. Trent University, Ontario, Canadá. 2010, 299p.

WAID M.C., Madigan, W.P., Smith, H. D., Vasquez, R. B. A New Production Logging Method for Fullbore Gas Holdup Measurements in Cased Wells. En Society of Petroleum Engineer , SPE 36562. 1996.

W. Hurst, J. Donald Clack, E. Bernard. The skin effect in producing well. En Society of petroleum engineer (SPE 1854), Noviembre, 1969.