

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETRÓLEO,  
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“OPTIMIZACIÓN DE PRUEBAS DE  
RESERVORIO (DST) CON EL SISTEMA DE  
AISLAMIENTO CERTIS PARA POZOS DE GAS”**

**TESIS**

**PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

**ELABORADO POR:**

**ROBERTO ROBIN SOTO LOPEZ**

**PROMOCIÓN 2012-I**

**LIMA – PERÚ**

**2013**

# AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios quien me dio la fe y la fortaleza necesaria para sobreponerme a los momentos difíciles y por todo lo que brindo a mi familia en estos años.

Agradezco a mi familia, mis profesores y compañeros de la universidad por apoyarme en mi formación profesional.

Agradezco a mis compañeros de la empresa Schlumberger de Perú S.A. por compartir su conocimiento y por apoyarme en mi Tesis.

# DEDICATORIA

A mis padres, Ruber Agüero y Nilda Lopez por todo el apoyo incondicional que me han dado en mi etapa formativa, por todo el amor y cariño brindado, por sus sabios consejos, paciencia y comprensión.

Porque este sacrificio no solo es mío sino de ellos. Y las metas que cumpla no son solo míos sino de ellos.

## RESUMEN

El presente trabajo es un análisis Técnico-Económico de la comparación de dos sartas para prueba de pozo DST: la sarta con el sistema convencional y el sistema de aislamiento CERTIS. La importancia de que una prueba DST resulte más eficiente radica básicamente en la parte operativa, la parte operativa de una prueba de pozo es una parte crítica donde se evita tener fallas operacionales porque demandan costos extras (pérdidas económicas) para las empresas operadoras.

En el planteamiento del problema se presenta la problemática de los empacadores mecánicos en las pruebas DST para pozos desviados, en base a esto se formula el problema, se presenta las justificaciones operacionales y económicas. Además se identifican el objetivo de la presente tesis y la identificación de las variables para la elección de la sarta más apropiada.

Luego continuamos con los antecedentes del uso del Sistema de Aislamiento CERTIS en el Perú y en el extranjero, luego se pasa a los aspectos teóricos sobre lo que implica realizar una prueba de reservorio donde se responderá preguntas como: ¿Por qué un reservorio es Probado? ¿Para qué se realiza una prueba de reservorio? y por último se presenta los conceptos generales que se deben tomar en cuenta al planificar una prueba DST-TCP, es decir, ir de un concepto general a algo más específico como es la prueba DST, así como de conocer las herramientas (función de cada herramienta en el pozo) que se pueden utilizar para tener una prueba más segura y eficaz.

En la metodología de la investigación se observara el plan de trabajo, el tipo de investigación, la fuente de la información, el análisis e interpretación de la información y un ejemplo de un programa de pozo típico para una prueba de pozo de gas.

El análisis económico se realiza en base a un pozo modelo ubicado en la cuenca Madre de Dios, donde se evaluará económicamente y operacionalmente el uso de cada sarta con las consideraciones que exige el pozo modelo (diseño del pozo, formación a probar, problemas que se presentan al bajar cada una de las sartas, etc.).

Después se analiza los resultados económicos y operacionales, además se brindara algunos resultados obtenidos en la prueba como el historial de presiones.

Finalmente, se dan las conclusiones objetivas, así como las recomendaciones necesarias para que futuras operaciones de prueba DST puedan ser llevadas a cabo con resultados satisfactorios.

# INDICE GENERAL

	Pag.
<b>AGRADECIMIENTO</b>	<b>II</b>
<b>DEDICATORIA</b>	<b>III</b>
<b>RESUMEN</b>	<b>IV</b>
<b>INDICE GENERAL</b>	<b>V</b>
<b>INDICE DE FIGURAS</b>	<b>IX</b>
<b>INDICE DE TABLAS</b>	<b>XIII</b>
<b>ABREVIATURAS</b>	<b>XIV</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO 1: Planteamiento del Problema</b>	<b>2</b>
1.1 Problemática	2
1.2 Formulación del problema	2
1.3 Justificación del proyecto	3
1.3.1 Justificación económica	3
1.3.2 Justificación operacional	4
1.4 Objetivos del proyecto	5
1.5 Hipótesis del proyecto	6
1.6 Identificación de variables	6
<b>CAPITULO 2: Marco Teórico</b>	<b>7</b>
2.1 Antecedentes del proyecto	7
2.2 Bases teóricas	11
2.2.1 ¿Por qué un reservorio es probado?	11
2.2.2 ¿Cuándo un reservorio es probado?	11
2.2.3 ¿Qué se mide durante una prueba?	12
2.2.4 ¿Qué es lo que se deriva de una prueba?	13
2.2.5 Prueba de Presión	14
2.2.5.1 Planificación de pruebas de presión	15
2.2.5.2 Diseño de de pruebas de presión	17
2.2.5.3 Finalidad de una prueba de presión	18
2.2.5.4 Utilidad de una prueba de presión	18
2.2.5.5 Tipo de prueba según el objetivo de evaluación	18
2.3 Marco Conceptual	22
2.3.1. Conceptos Generales	24
2.3.1.1. Métodos de evaluación	24
2.3.1.1.1. Antes de perforar	24
2.3.1.1.1.1. Geología	24
2.3.1.1.1.2. Geofísica	24
2.3.1.1.1.3. Ingeniería de producción	24
2.3.1.1.2. Durante la perforación	24

2.3.1.1.2.1.	Ritmo de penetración	24
2.3.1.1.2.2.	Recortes	25
2.3.1.1.2.3.	Registros de lodos	25
2.3.1.1.2.4.	Núcleos	25
2.3.1.1.2.5.	MWD	25
2.3.1.1.3.	Posterior a la perforación	25
2.3.1.1.3.1.	Registros eléctricos	25
2.3.1.1.3.2.	Núcleos de pared	26
2.3.1.1.3.3.	Pruebas de formación	26
2.3.1.1.3.4.	Pruebas DST	26
2.3.2.	<b><i>Drill Stem Test</i></b> (Prueba de presión DST)	27
2.3.3.	Tipos de Pruebas DST.	28
2.3.3.1.	Prueba de pozo a hueco abierto	28
2.3.3.2.	Prueba de pozo a hueco entubado	30
2.3.3.3.	Prueba tipo <b><i>Barefoot</i></b>	33
2.3.3.4.	Prueba de intervalos aislados o prueba <b><i>Straddle</i></b> .	33
2.3.3.5.	Configuración y Ubicación del Pozo	33
2.3.3.5.1.	Ubicación del Pozo y Tipo de Rig	33
2.3.3.5.2.	Configuración del Pozo (recto o desviado)	34
2.3.3.6.	Diseño de prueba de pozo a pozo descubierto y entubado	35
2.3.3.6.1.	Prueba convencional de fondo	36
2.3.3.6.2.	Prueba convencional para intervalos	37
2.3.3.6.3.	Prueba con sistemas inflables	38
2.3.3.6.4.	Prueba convencional en pozos revestido	40
2.3.3.6.5.	Prueba en pozo revestido con herramientas activadas por presión.	41
2.3.4.	Principios Básicos de una Prueba DST	42
2.3.4.1.	Presión de colchón o presión de fluido dentro de la tubería	43
2.3.4.2.	Presión de formación	44
2.3.4.3.	Presión hidrostática o presión en el anular.	44
2.3.5.	Componentes Típicos de una “Sarta de DST”	45
2.3.5.1.	Sarta de Tuberías	46
2.3.5.2.	Lastrabarrena	47
2.3.5.3.	Válvula de Circulación y Reversa	48
2.3.5.4.	Sub Radiactivo	50
2.3.5.5.	Válvula de prueba de fondo de pozo	51
2.3.5.6.	Válvula de prueba de tubería	54
2.3.5.7.	Martillo hidráulico	55
2.3.5.8.	Junta de seguridad	56
2.3.5.9.	Empacador	57
2.3.5.10.	Registradores de presión y temperatura	60
2.3.5.11.	Juntas de expansión o deslizamiento	62
2.3.5.12.	Válvula de seguridad en fondo de pozo	64
2.3.5.13.	Porta Muestreador de fondo de pozo	65
2.3.6.	Equipo superficial	66
2.3.6.1.	Cabeza de control de flujo	66
2.3.7.	Sistemas de Disparo	68

2.3.8. Perforación transmitido por Tubería (TCP)	69
2.3.9. Selección de Equipos de TCP	70
2.3.10. Herramientas de TCP	72
2.3.10.1. Cabeza de Disparo	72
2.3.10.1.1. Cabeza de Disparo Accionada por Barra (BHF)	73
2.3.10.1.2. Cabeza de Disparo Accionada por Presión Absoluta (HDF)	78
2.3.10.1.3. Cabeza de Disparo Electronico “eFire”	84
2.3.10.2. Válvula de Producción	92
2.3.10.2.1. Válvula de sobretensión accionada por la caída de una barra (DTRV).	92
2.3.10.2.2. Sub de flujo con aislamiento de líquidos y desechos (FIS).	93
2.3.10.2.3. Válvula de producción automática SXPV.	93
2.3.10.3. Sistemas de Liberación de Cañones.	94
2.3.10.4. Pistolas o cañones para baleo.	96
2.3.10.5. Los explosivos	98
2.3.11. Procedimiento de Disparo.	102
2.3.12. Procedimiento de una sarta DST.	104
2.3.13. Barreras de Seguridad.	110
2.3.14. Características de la Prueba.	111
2.3.14.1. Apertura del Pozo.	111
2.3.14.2. Fin de la Prueba.	112

### **CAPITULO 3: Metodología de Investigación** 114

3.1 Plan de Trabajo.	114
3.1.1. Descripción del Sistema de aislamiento CERTIS	114
3.1.2. Procedimiento de Activación	114
3.1.3. Procedimiento de Liberación	116
3.2 Tipo de Investigación	122
3.3 Población y Muestra	122
3.4 Instrumento de Recolección de Datos	123
3.5 Análisis e Interpretación de la Información	123
3.6 Procedimiento de Prueba Propuesto	124

### **CAPITULO 4: Desarrollo del Modelo** 128

4.1 Alcance	128
4.2 Antecedentes	128
4.3 Análisis	129
4.4 Evaluación Económica	129
4.4.1. Condiciones del Modelo	130
4.4.2. Consideraciones del Modelo	132
4.4.3. Costos	133
4.4.3.1. Problemas al Anclar el Empacador	134
4.4.3.1.1 Lograr anclar el empacador	135
4.4.3.1.2 No se logro anclar el empacador	135
4.4.3.2. <i>Wellbore</i> con grandes longitudes	136
4.4.3.3. Otros problemas comunes después de la prueba	138

4.4.3.4. Componentes de la Sarta del Sistema Convencional (TCP-DST)	141
4.4.3.5. Costos de las Herramientas de DST por “Stand By” y “Operativo”	143
4.4.3.6. Costos empleados en la operación con el sistema convencional.	144
4.4.3.7. Costos empleados en la operación con el Sistema de Aislamiento CERTIS para el programa propuesto.	145
4.4.3.8. Costos totales de las dos sartas para la prueba DST.	146
4.4.3.8.1. Costos de la prueba DST con el Sistema Convencional	146
4.4.3.8.2. Costos de la prueba DST con el Sistema de Aislamiento CERTIS.	146
4.4.3.9. Costo estimado de perforación y completación para el pozo modelo	147
<b>CAPITULO 5: Análisis de Resultados</b>	<b>148</b>
5.1 Resultados Operativos	150
5.1.1 Procedimientos Operativos	151
5.1.1.1 Flujos y cierres durante la prueba	151
5.1.1.2 Eventos operativos de la prueba de NIA INFERIOR	152
5.1.1.3 Fluidos producidos y quemados	153
5.1.2 Configuración de Fondo	154
5.1.3 Análisis de Tiempos	157
<b>CAPITULO 6: Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>158</b>
6.1 Conclusiones	159
6.2 Recomendaciones	159
<b>CAPITULO 7: Bibliografía</b>	<b>161</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>162</b>
<b>ANEXO N° 1.</b> Muestra el estado de las gomas durante la prueba.	<b>171</b>
<b>ANEXO N° 2.</b> Muestra el estado de la uñas durante la prueba.	<b>172</b>
<b>ANEXO N° 3.</b> Muestra el estado de la válvula BPCV durante la prueba.	<b>173</b>



## INDICE DE FIGURAS

	Pag.
<b>Figura 1.1.</b> Compara las longitudes de la sarta DST para tres sistemas diferentes	5
<b>Figura 2.1.</b> Ubicación geográfica del campo SAGARI	7
<b>Figura 2.2.</b> Ubicación del pozo en un corte estructural de las formaciones productoras; las formaciones Ene y Noi se encuentran en agua.	8
<b>Figura 2.3.</b> Prueba multi-tasa.	14
<b>Figura 2.4.</b> Diagrama de una prueba DST de un pozo exploratorio.	17
<b>Figura 2.5.</b> Diagrama de instalación de prueba de pozos.	21
<b>Figura 2.6.</b> Tipos de prueba DST más comunes.	28
<b>Figura 2.7.</b> Sarta de herramientas básicas a pozo descubierto.	29
<b>Figura 2.8.</b> Sarta de herramientas básicas a pozo entubado.	31
<b>Figura 2.9.</b> Configuración y locación del Pozo.	35
<b>Figura 2.10.</b> Sarta típica para realizar una prueba convencional de fondo.	36
<b>Figura 2.11.</b> Sarta de una prueba de intervalos con un tubo ancla en el fondo.	38
<b>Figura 2.12.</b> Esquema de la distribución de componentes que conforman la sarta de prueba para un sistema con empacadores inflables.	39
<b>Figura 2.13.</b> Ensamble de fondo de la prueba convencional en pozo revestido.	40
<b>Figura 2.14.</b> Terminación temporal de un pozo.	42
<b>Figura 2.15.</b> Presiones que intervienen en el diseño de una sarta para una prueba. DST.	43
<b>Figura 2.16.</b> Distribución de presiones básicas cuando se baja una sarta con la válvula de prueba cerrada.	44
<b>Figura 2.17.</b> Esquema con simbolizaciones de algunas herramientas de DST.	45
<b>Figura 2.18.</b> Tubería TenarisHydrill Wedge 553 (izquierda) y la tubería TenarisHydrill PH6 (derecha).	46
<b>Figura 2.19.</b> Collares de perforación o lastrabarreras.	47
<b>Figura 2.20.</b> Válvula de circulación-reversa de sobrepresión hidrostática de una sola operación que se puede activar presurizando el anular o el tubing.	48
<b>Figura 2.21.</b> Válvula de circulación reversa de una sola operación (SHRV).	49
<b>Figura 2.22.</b> Correlación del BHA de DST con el sub radiactivo.	50
<b>Figura 2.23.</b> Sub radiactivo.	50
<b>Figura 2.24.</b> A la izquierda se observa las partes de la herramienta IRDV.	52
<b>Figura 2.25.</b> Válvula de circulación-reversa de la IRDV.	53
<b>Figura 2.26.</b> Válvula de prueba de la IRDV.	53
<b>Figura 2.27.</b> Válvula de prueba de la tubería (TFTV).	54
<b>Figura 2.28.</b> Partes del martillo hidráulico (JAR).	55
<b>Figura 2.29.</b> Partes de la junta de seguridad(SJB).	56
<b>Figura 2.30.</b> A la izquierda se observa el “ <i>Flex-Pac</i> ” (FLXP) y a la derecha el “ <i>Flex-Pac hold down</i> ” FLXH.	59
<b>Figura 2.31.</b> Porta sensores DGA.	60
<b>Figura 2.32.</b> Sensor UNIGAGE.	61
<b>Figura 2.33.</b> El sensor CQG (izquierda) y el sensor de Cuarzo (derecha).	62

<b>Figura 2.34.</b> Junta de expansión y algunos problemas de la sarta DST.	<b>63</b>
<b>Figura 2.35.</b> Válvula de seguridad PFSV y sus partes.	<b>64</b>
<b>Figura 2.36.</b> Portamuestreador SCAR.	<b>65</b>
<b>Figura 2.37.</b> Cabeza de flujo ó <i>flowheady</i> sus partes.	<b>67</b>
<b>Figura 2.38.</b> Tipos de Baleo con tubería.	<b>68</b>
<b>Figura 2.39.</b> Selección de BHA de TCP.	<b>70</b>
<b>Figura 2.40.</b> Principio de activación de la cabeza de disparo TCF.	<b>72</b>
<b>Figura 2.41.</b> Partes de la cabeza de disparo BHF.	<b>73</b>
<b>Figura 2.42.</b> Partes de la cabeza de disparo: el pin de disparo, la camisa del pin, los rodamientos o bolas y como este es introducida dentro de la camisa sostenedora.	<b>74</b>
<b>Figura 2.43.</b> Tipos de configuración de la cabeza de disparo BHF.	<b>74</b>
<b>Figura 2.44.</b> Procedimiento de disparo para la configuración estándar.	<b>75</b>
<b>Figura 2.45.</b> Procedimiento de disparo para la configuración a hueco seco.	<b>76</b>
<b>Figura 2.46.</b> Fallas comunes al armar la cabeza de disparo BHF.	<b>77</b>
<b>Figura 2.47.</b> Los dos tipos de barra que se usan en la cabeza de disparo BHF.	<b>77</b>
<b>Figura 2.48.</b> Partes de la cabeza de disparo de retardo hidráulico HDF.	<b>79</b>
<b>Figura 2.49.</b> Estado de la cabeza de disparo HDF cuando se baja al pozo y cuando se presuriza para romper los pines de seguridad o pines de corte.	<b>81</b>
<b>Figura 2.50.</b> Procedimiento para accionar la cabeza de disparo. Primero como se mide el fluido que pasa de una cámara a otra hasta que se inicie la detonación.	<b>82</b>
<b>Figura 2.51.</b> A la izquierda se observa cómo se ubica el adaptador con la camisa superior y a la derecha se observa el retenedor de bolas, el pin de detonación y las bolas de acero.	<b>83</b>
<b>Figura 2.52.</b> Ensamble superior que consta del material permeable ( <i>ORIFICE</i> ), pistón del material permeable, la varilla que mueve el pistón y la camisa superior.	<b>83</b>
<b>Figura 2.53.</b> Ensamble de las varillas de seguridad que consta de la varilla con agujeros, la unión de las camisas, el pistón de las varillas con agujeros y la camisa retenedora de las bolas.	<b>83</b>
<b>Figura 2.54.</b> El tornillo une el pistón con la camisa retenedora de las bolas.	<b>83</b>
<b>Figura 2.55.</b> Sistemas con la cabeza electrónica “eFire”.	<b>84</b>
<b>Figura 2.56.</b> Tres esquemas de sistemas“eFire”.	<b>86</b>
<b>Figura 2.57.</b> Cabeza de disparo electrónica eFire de TCP con sus partes.	<b>88</b>
<b>Figura 2.58.</b> Esquema de detonación de la cabeza de disparo eFire.	<b>89</b>
<b>Figura 2.59.</b> Las botellas de nitrógeno previo al inicio de activación de la eFire.	<b>90</b>
<b>Figura 2.60.</b> Proceso de activación en modo de bajo balance con botellas de N <sub>2</sub> .	<b>90</b>
<b>Figura 2.61.</b> Secuencia de comando para activar la cabeza de disparo eFire.	<b>91</b>
<b>Figura 2.62.</b> La secuencia de los equipos en superficie, como las botellas de nitrógeno, el manifold de comando de aire, manifold de válvulas.	<b>91</b>
<b>Figura 2.63.</b> La válvula DTRV con sus partes y el sistema de activación.	<b>92</b>
<b>Figura 2.64.</b> El sub y la cerámica cónica.	<b>93</b>
<b>Figura 2.65.</b> Partes de la válvula SXPV.	<b>94</b>
<b>Figura 2.66.</b> Proceso de liberación de los cañones con la herramienta SXAR.	<b>95</b>
<b>Figura 2.67.</b> Ensamble de la cabeza de disparo BHF y SXAR.	<b>95</b>

<b>Figura 2.68.</b> Partes de un cañón.	<b>96</b>
<b>Figura 2.69.</b> Diferentes tipos de Fase.	<b>97</b>
<b>Figura 2.70.</b> Ejemplo de densidad de disparo.	<b>97</b>
<b>Figura 2.71.</b> El cañón y la distribución de sus orificios.	<b>98</b>
<b>Figura 2.72.</b> Las cargas y sus explosivos.	<b>98</b>
<b>Figura 2.73.</b> A la izquierda se observa un detonador eléctrico y a la derecha se observa un detonador de percusión.	<b>99</b>
<b>Figura 2.74.</b> Distribución del explosivo en el cordón detonante.	<b>99</b>
<b>Figura 2.75.</b> Rendimiento de cada explosivo en función de la temperatura y el tiempo.	<b>100</b>
<b>Figura 2.76.</b> Partes de una carga.	<b>100</b>
<b>Figura 2.77.</b> Ejemplo de carcasa de carga.	<b>101</b>
<b>Figura 2.78.</b> Tipos de cubiertas.	<b>101</b>
<b>Figura 2.79.</b> El explosivo principal dentro de la carga.	<b>102</b>
<b>Figura 2.80.</b> Los dos tipos de carga.	<b>102</b>
<b>Figura 2.81.</b> Detonación de la carga.	<b>103</b>
<b>Figura 2.82.</b> Cambios de la presión cuando se baja la sarta al pozo y cuando se ancla el empacador.	<b>104</b>
<b>Figura 2.83.</b> La presión cae cuando se abre la válvula de flujo.	<b>105</b>
<b>Figura 2.84.</b> La presión cuando el pozo está fluyendo.	<b>105</b>
<b>Figura 2.85.</b> Comportamiento de la presión cuando se cierra el pozo.	<b>106</b>
<b>Figura 2.86.</b> Comportamiento de la presión cuando se revierte el pozo.	<b>106</b>
<b>Figura 2.87.</b> Revertiendo el pozo.	<b>107</b>
<b>Figura 2.88.</b> Cambio de la presión cuando se realiza <i>bullheading</i> .	<b>108</b>
<b>Figura 2.89.</b> Cambio de presión cuando se desancla el empacador.	<b>108</b>
<b>Figura 2.90.</b> Cambio de presión cuando se retira la sarta.	<b>109</b>
<b>Figura 2.91.</b> Condición de la sarta cuando se abre la válvula de prueba.	<b>112</b>
<b>Figura 2.92.</b> Procedimiento de reversa con la válvula IRDV.	<b>113</b>
<b>Figura 3.1.</b> El sistema de Aislamiento CERTIS y sus partes.	<b>115</b>
<b>Figura 3.2.</b> Procedimiento de trabajo del sistema de aislamiento CERTIS.	<b>117</b>
<b>Figura 3.3.</b> En la parte superior se muestra la posición de los bloqueadores cuando la sarta se baja al pozo, en la parte inferior muestra cuando los bloqueadores son liberados (Entonces la varilla de deslizamiento se separa del cuerpo del empacador).	<b>118</b>
<b>Figura 3.4.</b> El ratchet mantiene las gomas comprimidas.	<b>118</b>
<b>Figura 3.5.</b> Las uñas o cuñas del empacador, son bidireccionales.	<b>119</b>
<b>Figura 3.6.</b> Los dos By passes que se utilizan para ingresar y retirar la sarta del pozo, el uso de estos By pass es para evitar los problemas de suaveo o pistoneo.	<b>119</b>
<b>Figura 3.7.</b> La válvula BPCV (la válvula de circulación por debajo del empacador).	<b>119</b>
<b>Figura 3.8.</b> El mecanismo de desanclado del Sistema de Aislamiento CERTIS, se observa el collar de seguridad, los pines de seguridad y el anillo de liberación.	<b>120</b>
<b>Figura 3.9.</b> La posición del collar y el anillo cuando se baja la sarta hasta antes de desanclar el empacador.	<b>120</b>

<b>Figura 3.10.</b> Instante cuando el desnivel de la varilla de deslizamiento se acerca al anillo de liberación.	<b>121</b>
<b>Figura 3.11.</b> Instante cuando el desnivel choca con el anillo de liberación, rompe los pines de seguridad y recoge el anillo de liberación, entonces se recoge las uñas y las gomas y finalmente se desancla el empacador.	<b>121</b>
<b>Figura 3.12.</b> Distribución de las gomas del empacador.	<b>121</b>
<b>Figura 4.1.</b> Diseño del pozo modelo.	<b>130</b>
<b>Figura 4.2.</b> La columna estratigráfica y sus espesores.	<b>131</b>
<b>Figura 4.3.</b> Geometría del pozo y la zona a evaluar.	<b>133</b>
<b>Figura 4.4.</b> Construcción de un pozo en “J” similar a nuestro caso.	<b>133</b>
<b>Figura 4.5.</b> Mecanismo para sentar el empacador.	<b>134</b>
<b>Figura 4.6.</b> Proceso de reversa y <i>bullheading</i> .	<b>136</b>
<b>Figura 4.7.</b> Las causas del CO <sub>2</sub> según su porcentaje.	<b>137</b>
<b>Figura 4.8.</b> Proceso de reversa de la sarta con el sistema de aislamiento CERTIS.	<b>137</b>
<b>Figura 4.9.</b> Comparación de los costos al utilizar cada una de las sartas.	<b>147</b>
<b>Figura 5.1.</b> Presiones de fondo durante la prueba.	<b>152</b>
<b>Figura 5.2.</b> En la parte superior se observa el historial de Presión de toda la Prueba completa. En la parte inferior se muestra la producción de fluidos durante la prueba.	<b>152</b>
<b>Figura 5.3.</b> Esquema de Completación Final	<b>154</b>
<b>Figura 5.4.</b> Muestra los componentes de la sarta TCP/DST corrida en el pozo, las profundidades están reportadas True Vertical Depth (TVD) y en metros.	<b>155</b>

## INDICE DE TABLAS

	Pag.
<b>Tabla 2.1.</b> Comparación de costos de la Prueba en Noruega.	9
<b>Tabla 2.2.</b> Diferenciales de presión para cada empacador.	10
<b>Tabla 2.3.</b> Tipo de Pruebas de Presión.	11
<b>Tabla 4.1.</b> Comparación de costos del trabajo en Noruega.	129
<b>Tabla 4.2.</b> Características del pozo y el revestidor.	131
<b>Tabla 4.3.</b> Programa de prueba de pozo.	141
<b>Tabla 4.4.</b> Costos por cada herramienta en condiciones de “Stand By” y “Operativo”.	143
<b>Tabla 4.5.</b> Los costos por el personal durante los días en la locación.	144
<b>Tabla 4.6.</b> Los costos por el equipo de perforación durante la prueba.	144
<b>Tabla 4.7.</b> Costo por el supervisor de la prueba.	144
<b>Tabla 4.8.</b> Otros gastos.	144
<b>Tabla 4.9.</b> Los costos por el personal durante los días en la locación.	145
<b>Tabla 4.10.</b> Costos por el equipo de perforación durante la prueba.	145
<b>Tabla 4.11.</b> El costo por el supervisor de la prueba.	145
<b>Tabla 4.12.</b> Costos por catering y otros.	145
<b>Tabla 4.13.</b> Los costos totales con el sistema convencional.	146
<b>Tabla 4.14.</b> Los costos totales con el sistema de aislamiento CERTIS.	146
<b>Tabla 4.15.</b> Evaluación económica al final de la Prueba.	147
<b>Tabla 4.16.</b> Costo general del trabajo realizado en el pozo.	148
<b>Tabla 4.17.</b> Porcentaje de la prueba DST respecto al costo general en el pozo.	149
<b>Tabla 5.1.</b> Los fluidos producidos durante la prueba.	153
<b>Tabla 5.2.</b> Los tiempos operacionales de prueba.	158
<b>Tabla 6.1.</b> Costos de la Prueba DST cuando se utiliza cada uno de los sistemas diferentes.	160

## ABREVIATURAS

BHA	: Bottom Hole Assembly: Ensamblaje de Fondo de Pozo.
BHF	: Bar Hydrostatic Firing Head: Cabeza de Disparo Hidrostático activada con una Barra.
BOP	: Blowout Preventer: Preventor de reventones.
BPCV	: Below packer circulating valve: Válvula de Reversa por debajo del empacador.
BPPD	: Barriles de petróleo por día.
BSW	: Basic Sediment and water: Agua y Sedimentos Básicos.
CCL	: Casing Collar Locator: Registro Localizador de collares.
CO	: Monóxido de Carbono
CO <sub>2</sub>	: Dióxido de Carbono
CQG	: Compensated Quartz Gauge
CRG	: Crystal Gauge
CSC	: Casing: Tubería de revestimiento del pozo
DC	: Drill Collar: Lastrabarrena ó Collares de Perforación
DGA	: DST Gauge Adapter
DLWA	: DST Linc Wireline Adapter
DP	: Drill Pipe: Tubería de Perforación
DST	: Drill Stem Test
DTRV	: Drop-Bar-Triggered Surge Valve: Válvula de sobretensión accionada por la caída de una barra
ESD	: Emergency Shut Down

FIS	: Fluid and Debris Isolation Sub: Sub con Aislamiento de líquidos y desechos
FLXH	: Flex-Pac Hold down
FLXP	: Flex-Pac Packer
GOR	: Gas/Oil Ratio
HDF	: Hydraulic Delay Firing Head: Cabeza de Disparo de Retardo Hidraulico
HWDP	: Heavy Weight Drill Pipe: Tubería de perforación pesada
ID	: Inside diameter: Diametro interno.
IPR	: Inflow Performance Relationship:
IRDV	: Intelligent Remote Dual Valve:
IRIS	: Intelligent Remote Implementation System
JAR	: Hydraulic JAR: Martillo Hidraulico
KOP	: Kick-Off Point: Punto de desvio
LDCA	: Linc Downhole Coupler Assembly
LINC	: Latched Inductive Coupling
LWD	: Loggin While Drilling: Herramienta de registro mientras se perfora
MD	: Measurement Depth: Profundidad Medida
MFE	: Multiflow Evaluator
MWD	: Measurement While Drilling: Medición y Registro Durante la Perforación
OD	: Outside Diameter: Diámetro Externo
PCT	: Pressure Controlled Tester

PFSV	: Pump-Through Flapper Safety Valve: Válvula de Seguridad tipo charnela de bombeo directo
PIPK	: Positest Packers
PSPK	: Positrive Packers
PURE	: Perforating for Ultimate Reservoir Exploitation
POOH	: Pull Out On Holes: Retirada de la sarta del pozo
RIH	: Running In Hole: Bajada de la sarta al pozo
SAFE	: Slapper Actuated Firing Equipment
SCAR	: Inline Independent Reservoir Fluid Sampling
SHRV	: Single-Shot Hydrostatic Overpressure Reverse Valve: Válvula de Circulación-Reversa de sobre presión hidrostática de una sola operación
SJB	: Safety Joint: Junta de Seguridad
SLPJ	: Slip Joint: Junta de expansión o deslizamiento
SXAR	: Automatic Gun Release with X-Tools Technology
SXPV	: Automatic Production Valve: Válvula de Producción Automática
SOV	: Solenoide Operated Valve
TCF	: Trigger Charge Firing Systems
TCP	: Tubing Conveyed Perforating
TD	: Total Depth: Profundidad Total
TFTV	: Tubing Fill Tester Valve: Válvula de prueba y llenado de tubería
TVD	: True Vertical Depth: Profundidad Vertical Verdadera.



# INTRODUCCIÓN

Los pozos en la selva peruana son considerados complejos debido a su geometría por lo que se diseñó el proyecto de correr una sarta con el Sistema de Aislamiento CERTIS para la prueba de reservorio (DST) o prueba DST.

El proyecto hace una comparación de las ventajas y desventajas de utilizar una sarta con el Sistema Convencional y una sarta con el Sistema de Aislamiento CERTIS. El diseño de una sarta DST es diseñado según la geometría del pozo (pozo vertical, horizontal, tipo "S", "J", etc.), tipo de pozo completado (pozo descubierto, pozo entubado, etc.), tipo de reservorio (pozo de gas o petróleo), profundidad, presión.

Al final se observará la justificación económica y operacional que hace recomendable su uso para pozos de gas donde se requiere tener pruebas más fiables y seguras, donde se obtiene una data más confiable. Además de tener en cuenta que la mayoría de pozos en la selva son considerados complejos por su geometría (estructuras y fallas) y teniendo en cuenta de no perjudicar ningún Parque o Reserva Nacional.

Este proyecto analiza los resultados logrados con el Sistema de Aislamiento CERTIS para un pozo desviado tipo "S" donde se tiene problemas de asentamiento del empacador mecánico por compresión (*packer*). El Sistema de Aislamiento CERTIS integra muchas características de un empacador convencional recuperable con los de un empacador permanente de asentamiento hidráulico, incluyendo una junta de deslizamiento flotante incorporada dentro de la herramienta que elimina la necesidad de collares de perforación (lastrabarrenas) y juntas de deslizamiento.

Cuando se combina con la válvula de prueba inteligente (IRDV), el cual tiene dos válvulas una de circulación y la otra de prueba, el sistema CERTIS puede reducir significativamente el número de herramientas en la sarta de pruebas de fondo de pozo. Este sistema soluciona los problemas de asentamiento de un empacador mecánico en pozos desviados de tipo "S", "J" o horizontal.

Además las herramientas se unen utilizando conexiones Premium para asegurar la integridad hidráulica. Este tipo de conexiones tiene 3 sellos que permiten tener una mejor integridad hidráulica por el cual se recomienda usar en pozos de gas.

# **CAPITULO 1: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

## **1.1 Problemática**

**¿Por qué utilizar un empacador hidráulico en vez de un empacador mecánico en una prueba DST para pozos desviados?**

Los empacadores hidráulicos evitan las fallas que ocurren cuando se sienta o se ancla un empacador mecánico, por ejemplo en pozos desviados (tipo “S” y “J”) hay problema para sentar el empacador porque la rotación que se dan superficie a la sarta de herramientas no es igual en el fondo del pozo (no se transmite la rotación), la rotación se pierde en varios puntos por la fuerza de rozamiento o fricción (las tuberías no son flexibles) y debido a los cambios de ángulo de inclinación en la trayectoria del pozo. Esto hace que el trabajo demore más tiempo de lo planeado.

En pozos tipo “Horizontal” de ángulo de inclinación de  $75^\circ$  a  $90^\circ$  se necesitan más cantidades de collares de perforación para transmitir el peso para sentar el empacador, porque en la sección horizontal el peso de los collares de perforación es nulo. Además la rotación de la sarta es incompatible en pozos tipo horizontal.

## **1.2 Formulación del Problema**

En la evaluación de reservorios se requiere del uso de sistemas confiables para la adquisición de datos en el fondo del pozo. Las pruebas de presión son una de las herramientas estándar que utilizan los ingenieros para la caracterización del **SISTEMA POZO-RESERVORIO**.

Decidir acerca de la sarta apropiada para la prueba DST es determinada según lo que requiere el cliente, por ejemplo algunos prefieren tener el equipo muestreador mas cerca al reservorio, otros prefieren que los porta sensores con las memorias que registran los datos de Presión y Temperatura estén más cerca al reservorio.

Hoy en día se cuentan con herramientas con tecnología moderna, estas permiten adquirir data a tiempo real, pero estas aun no han sido probadas en el país además que los costos por trabajo no ameritan su uso por sus elevados costos.

Regresando al tipo de herramientas que se utilizan en la actualidad cada vez se trata de evitar menos problemas operacionales.

El trabajo de una prueba de reservorio DST termina cuando las herramientas de fondo de pozo se encuentren en superficie.

Es debido a esto que en pruebas DST para pozos desviados cada vez se utilizan empacadores hidráulicos para reducir los problemas operacionales de los empacadores mecánicos para ahorrar tiempo y costos de la prueba en general.

- ✓ **Entonces, empleando la sarta con el Sistema de Aislamiento CERTIS ¿Es posible reducir los problemas operacionales cuando se sienta el empacador en pozos desviados? ¿Se realizará un buen control del Pozo? ¿Se ahorrará los costos de la prueba al utilizar el Sistema de Aislamiento CERTIS en pruebas DST para pozos desviados en reservorios de gas?**

### **1.3 Justificación del Proyecto**

Las empresas de Servicios basados en su larga trayectoria elaboran la mejor alternativa de los trabajos, considerando que tanto el procedimiento técnico como la parte económica reporten los mejores resultados a la empresa operadora.

Para justificar este proyecto tanto la parte operacional como la parte económica se hizo una comparación entre utilizar una sarta con el Sistema de Aislamiento CERTIS y una sarta con el Sistema Convencional que utiliza un empacador mecánico sentado por compresión y rotación.

#### **1.3.1 Justificación Económica**

- Al mejorar el funcionamiento de la prueba DST entonces ahorramos tiempo y costo de la prueba. Además ahorramos costos extras como costo del RIG, del personal y otros.
- En pozos desviados reducimos los costos por collares de perforación y por otras herramientas de DST.
- Ahorra los costos del empacador permanente, la bajada con tubería con el área de completación, tiempo de sentado del empacador y el tiempo de pesca ó el tiempo de demolición de este. El empacador hidráulico puede también ser corrido con la sarta de DST pero no es usual hacerlo, es preferible sentarlo con tubería y después bajar la sarta de DST.

- Elimina el tiempo de sentado de la sarta de DST después que el área de completación sentó el empacador.

### **1.3.2 Justificación Operacional**

#### **Minimiza la complejidad de la sarta**

- El Sistema de Aislamiento CERTIS minimiza la complejidad de diseño a través de una sarta simplificada que elimina la necesidad de collares de perforación (lastrabarrena ó drill collar), juntas de deslizamiento conocidas también como “*Slip Joint*” (SLPJ), juntas de seguridad ó “*Safety Joint*” (SJB) y martillo hidráulico ó conocido también como “*Hydraulic Jar*” (JAR). Es decir, reduce la sarta.
- Este diseño de sarta simplificada reduce el número de herramientas individuales, conexiones y juntas dinámicas requeridas de fondo de pozo para operaciones más eficaces.

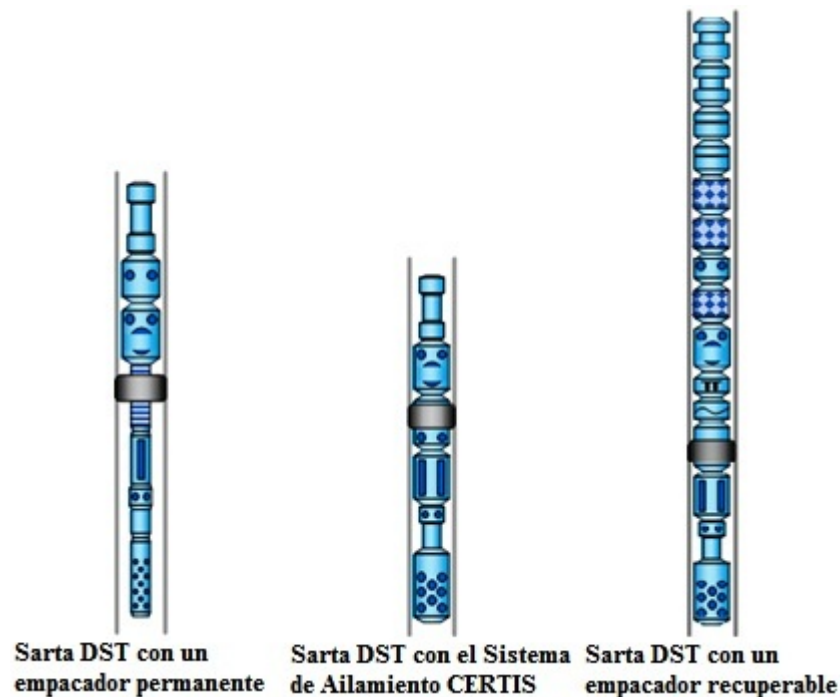
#### **Mejora la conectividad con el reservorio**

- Con el Sistema de Aislamiento CERTIS, se puede seleccionar el tamaño óptimo de perforación de los cañones para lograr una mejor conexión con el reservorio. Es decir, los cañones ya no se mueven de la ubicación dada por la correlación al sentar el empacador.
- El sistema también permite que los sensores sean posicionados por debajo del empacador; ponerlos más cerca del reservorio durante la prueba permite la medición de la presión con más alta calidad y además podemos tener datos más precisos del cierre y apertura en el fondo del pozo.

#### **Operaciones seguras y con menores riesgos**

- El Sistema de Aislamiento CERTIS se sienta sin rotación de la sarta o movimiento mecánico, por lo tanto se tiene operaciones menos riesgosas.
- El mecanismo de asentamiento del CERTIS es activado aplicando presión en el anular.
- El sistema provee la opción de incluir una válvula de circulación por debajo del empacador en la sarta de prueba para controlar el pozo con mayor eficiencia, particularmente importante durante la prueba en pozos de gas.

Según estos datos se planteo utilizar el Sistema de Aislamiento CERTIS debido a su sistema de flexibilidad y debido a la complejidad de sentar otro tipo de empacador.



**Figura 1.1.** Compara las longitudes de la sarta DST para tres sistemas diferentes.

#### 1.4 Objetivos del Proyecto

Demostrar que el Sistema de Aislamiento CERTIS es confiable para pruebas de reservorio DST reduciendo problemas operacionales, además se demostrara si es rentable su uso para pozos desviados donde se probará un reservorio de gas.

Como objetivos secundarios:

- Proveer al cliente una data de fondo de pozo fiable y seguro.
- Mostrar que el uso de los empacadores hidráulicos reduce los problemas operacionales durante las pruebas.
- Reducir la incertidumbre de la profundidad de los cañones y la cabeza de disparo antes que se inicie la prueba.
- Obtener un mejor control del pozo evitando migraciones de gas que conducen a posibles problemas al retirar la sarta DST.
- Mostrar que la válvula de circulación-reversa permite un mejor control del pozo que haciendo **Bullheading** (empuje de fluido a la formación).

- Mostrar el beneficio de utilizar baleos TCP con bajo balance utilizando cabezas de disparo con sistema de retardo para definir una mejor condición de bajo balance.

### **1.5 Hipótesis del proyecto**

Empleando el Sistema de Aislamiento CERTIS de alta integridad para la prueba de reservorio DST “*Drill Stem Test*” se reducirá la incertidumbre de los problemas operacionales, además permitirá obtener la data de fondo de pozo en superficie sin problemas en menos tiempo.

Los resultados del proyecto de utilizar el Sistema de Aislamiento CERTIS en vez de utilizar una sarta con el Sistema Convencional en la prueba demostraran los beneficios tanto económicos como operacionales para las empresas Operadoras. Además que este proyecto sirve para utilizar este servicio con la tecnología CERTIS a otras empresas que operan en la selva, que tienen este problema similar en sus pozos exploratorios y a la vez animarlos a utilizar esta tecnología que brinda data de fondo de pozo fiable y seguro.

### **1.6 Identificación de variables**

- Presión de la formación.
- Temperatura de fondo de pozo.
- Geometría del pozo (pozo desviado, tipo “J”, tipo “S”; pozo horizontal ó pozo vertical).
- Fluido de completación (características peso, densidad, aditivos).
- Tipo de fluido (petróleo o gas).
- Estado mecánico del pozo (pozo entubado o pozo descubierto).
- Diagrama del BOP.
- Intervalo de prueba.
- Azimut y survey.
- Máximo y mínimo ángulo de inclinación.
- Calidad del cemento en la zona de formación y en la zona del empacador.
- Peso del lodo.
- ID del casing (el *driftes* un dato importante, para la selección de las herramientas).

## CAPITULO 2: MARCO TEÓRICO

### 2.1 Antecedentes del Proyecto

El primer trabajo realizado con el Sistema de Aislamiento CERTIS en el PERÚ corresponde al pozo exploratorio Sagari 4X, realizado por Schlumberger durante el mes de junio 2012 en el Rig Petrex 20, localizada en el Lote 57 en Madre de Dios, selva sureste del Perú.

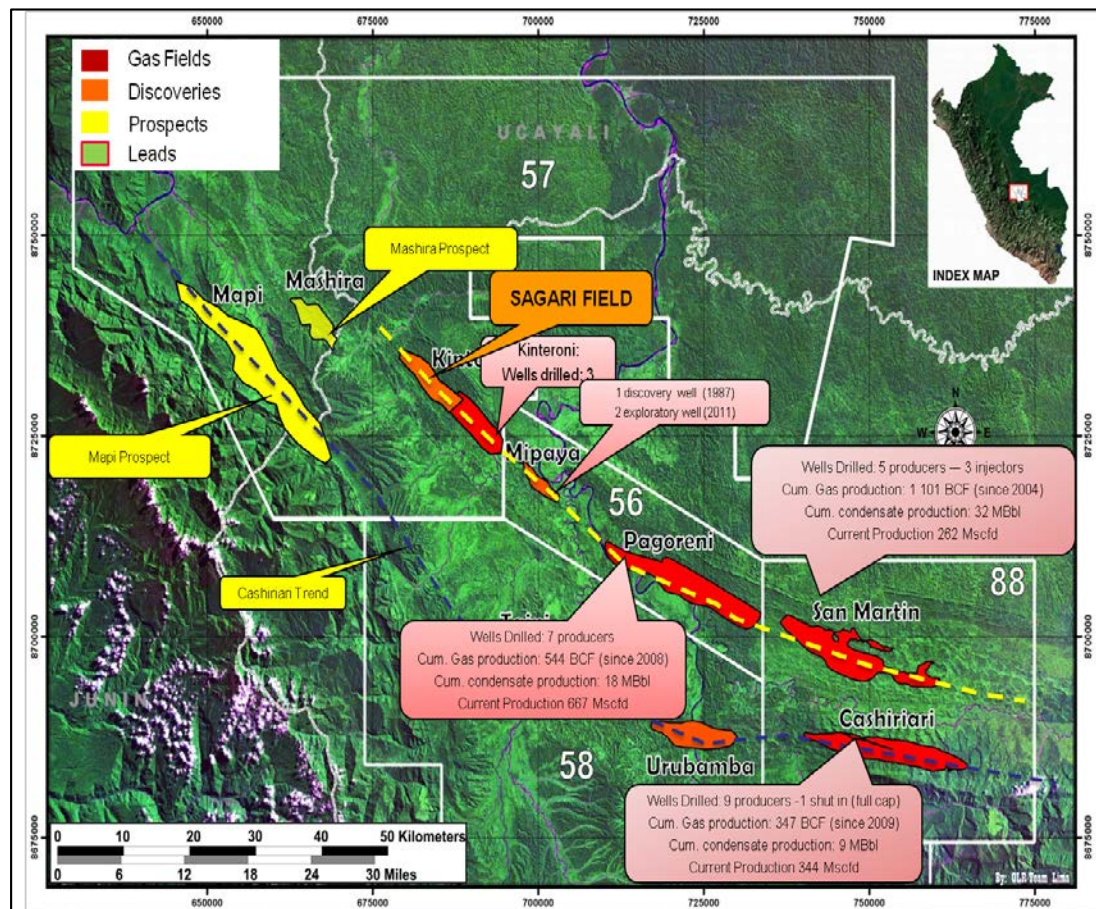
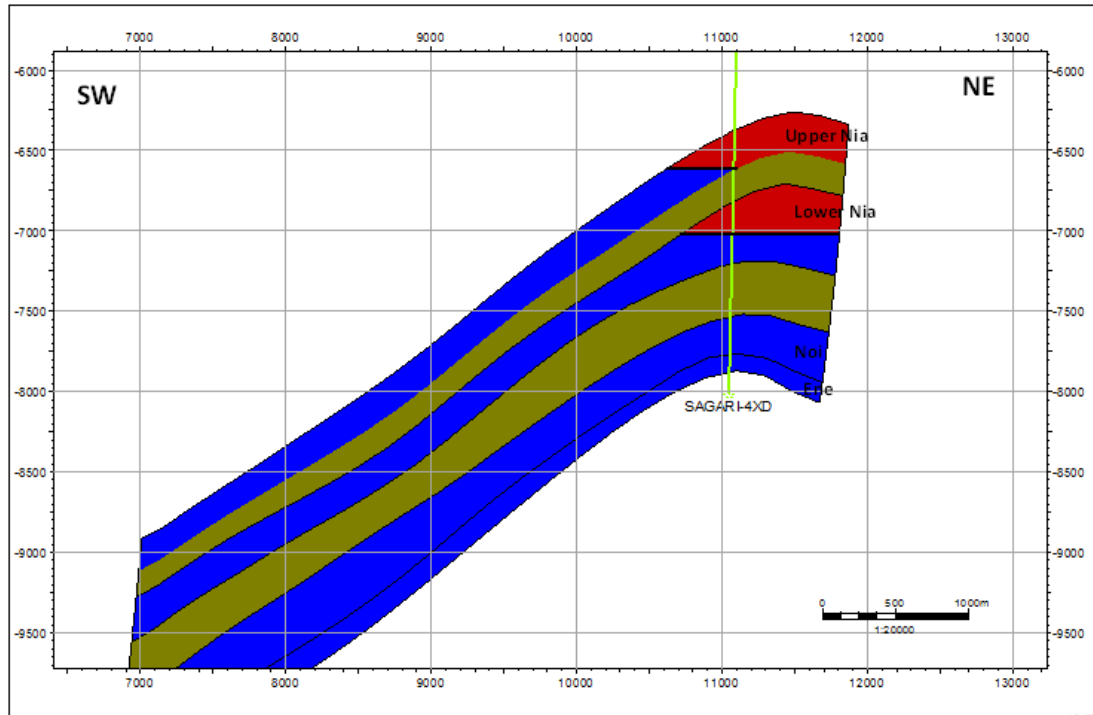


Figura 2.1. Ubicación geográfica del campo SAGARI.

Se realizaron 3 pruebas del tipo DST-TCP (por sus siglas en inglés *Drill Stem Test - Tubing Conveyed Perforating*), las dos primeras en el miembro inferior de la formación NIA y la tercera en el miembro superior de la misma formación NIA.



**Figura 2.2.** Ubicación del pozo en un corte estructural de las formaciones productoras; las formaciones Ene y Noi se encuentran en agua.

Schlumberger del Perú vendió el servicio de la tecnología del Sistema de Aislamiento CERTIS por primera vez a la empresa petrolera REPSOL YPF para probar el pozo exploratorio Sagari 4X, por el cual fue todo un reto para los ingenieros y especialistas de campo encargados del proyecto.

Habido en cuenta que Schlumberger a nivel mundial ya había corrido este sistema y uno de los antecedentes con buen resultado fue en Noruega en el mar del Norte con la compañía BG GROUP. BG Noruega necesitaba realizar una operación de prueba de reservorio para evaluar el yacimiento Bream lejos de la costa sur de Noruega.

El pozo altamente desviado tenía una extensa sección horizontal que requería de un empacador que fije en un ángulo de desviación de 70° a 75°. Además, una larga sarta de cañones (600m) tuvo que ser corridos con las herramientas de prueba de fondo de pozo combinando los métodos: Prueba de Pozo con Tubería ó *Drill Stem Test* (DST) y Baleo Transmitido con Tubería ó *Tubing-Conveyed Perforating* (TCP).



Un empacador mecánico recuperable convencional sentado por compresión se consideró inadecuado porque la rotación requerida de la tubería era incompatible con la desviación del pozo y además la prueba submarina necesita una herramienta llamada *SenTREE* para la plataforma flotante. Además, el empacador para ser sentado a compresión requeriría peso de grandes cantidades de tubería pesada (collares de perforación) para compensar la desviación.

Al final de esta prueba en Noruega se mostró que el sistema flexible CERTIS proporciona una solución óptima y sin incidentes, reuniendo los objetivos de la prueba, que logró las expectativas del cliente, ahorrado el tiempo en la plataforma, y eliminó la necesidad de comprar un empacador permanente ahorrando al final al cliente más de USD 300,000.00.

Comparación de costos y eficiencia en fondo de pozo			
	Sarta de Prueba Convencional	Sarta de completación	Sarta de Prueba con el sistema CERTIS
Corridas	1	2 a 3	1
Herramientas en el pozo	11	4	4
Tiempo por viaje	38 hrs	44 a más de 54 hrs	30 hrs
Costo adicional	Alquiler de lastrabarrenas: ~ USD 50,000	apropiación del packer: ~ USD 80,000	-
Costo total adicional al cliente	> USD 150,000	> USD 300,000	USD 0

**Tabla 2.1.** Comparación de costos de la Prueba en Noruega.

Teniendo como ejemplo este antecedente y otros en el mundo se decidió vender este servicio que es el Sistema de Aislamiento CERTIS para prueba de reservorios de alta integridad a las empresas operadoras que operan en nuestro país (REPSOL, PETROBRAS, PLUSPETROL, GRAN TIERRA, PERENCO, etc.), y en especial a las empresas que operan en la selva peruana donde se tiene pozos exploratorio con geometrías tipo “S”, “J” y pozos horizontales; algunos con más de un ángulo de inclinación en su trayectoria (similar a una escalera).

Los empacadores han ido evolucionando en la pruebas de pozo DST según los tipos de pozos a ser probados o analizados, el área de Testing de Schlumberger del Perú tiene diversos empacadores y cada vez está introduciendo nuevos empacadores para mejorar las pruebas de pozo DST con tubería de producción o tubería flexible.

Primero se comenzó utilizando los empacadores llamados *PosiRetrieve Packers* (PIPK) y *PosiTest Packers* (PSPK), en los cuales su sistema de asentamiento, la guía tipo “J” lo tienen en el mandril, estos presentaban problemas de asentamiento cuando la guía “J” se llenaba de suciedad, luego de esto Schlumberger presento al mercado otro empacador llamado *Flex-PacPacker* (FLXP) el cual tiene el sistema de asentamiento, la guía tipo “J” en la camisa (*housing*).

Pero estos empacadores cuando se corrían en pozos desviados se necesitaban grandes cantidades de peso (*Drill Collar* ó *Heavy Weight Drill Pipe*) y además que sus gomas no estaban diseñados para altos diferenciales de presión. A continuación se presentara una tabla con los diferenciales de presión que resisten las gomas de cada unos de los empacadores.

Tipo de empacador	Diferencial de presión en csg 7”
PSPK-R	10000 psi
PIPK-LS	10000 psi
FLXP-F	12000 psi
CERTIS-AB	12000 psi
CERTIS-DA	15000 psi

**Tabla 2.2.**Diferenciales de presión para cada empacador.

En base a los problemas que tienen los empacadores mecánicos para ser sentados, es decir, la necesidad del peso necesario (utilizar lastrabarrenas ó *Drill collar*) para poder ser sentado y su sistema de asentamiento (rotación y compresión), es que se decide este proyecto.

Los pozos horizontales que ahora son una alternativa para llegar a formaciones que se encuentran por debajo de las Reservas o Parques Nacionales, se necesita utilizar empacadores permanentes los cuales se sientan y anclan con presión, y los trabajos lo realizan el área de *Wireline* o de Completación, que además demanda más tiempo del trabajo, porqué primero se baja el empacador permanente, se sienta y se ancla (se baja con tubería de producción o de perforación), luego se retira la sarta de tuberías y recién se baja la sarta de DST. Además que para probar otras zonas el empacador permanente tiene que ser molido, el cual demanda mayores costos.

## **2.2 Bases Teóricas**

### **2.2.1 ¿Por qué un reservorio es probado?**

Los reservorios son probados para responder preguntas sobre el reservorio que no se puede responder mediante otras técnicas tales como *mud logging*, *coring*, registro eléctricos, técnicas de **MWD** y **LWD**, y las mediciones sísmicas. Aunque es extremadamente valioso, estas técnicas solo proporcionan información sobre las condiciones estáticas del reservorio:

- Porosidad
- Litología
- Tipo de roca
- Buzamiento de la formación
- Saturación de agua

La prueba de pozos es requerida para responder preguntas críticas sobre el reservorio. Mediante la medición de los parámetros relevantes en condiciones dinámicas, estas preguntas pueden ser contestadas:

- ¿Fluirá el reservorio?
- ¿Qué cantidad de hidrocarburos habrá en la formación?
- ¿Cuál es la calidad del hidrocarburo en la formación?
- ¿Cuánto tiempo va a ser productivo?
- ¿Cuánto tiempo va a ser rentable?

### **2.2.2 ¿Cuándo un reservorio es probado?**

Las pruebas de pozo de petróleo y de gas se realizan en varias etapas de la vida del pozo. Tradicionalmente, un pozo se prueba después de tomar registros y antes o después de que el pozo sea completado. También es común para un pozo ser probado una o más veces durante su vida productiva.

### 2.2.3 ¿Qué se mide durante una prueba?

Los datos son recogidos durante la fase de adquisición de data. A continuación describimos los parámetros que son adquiridos cuando un reservorio es probado.

- **Valores de Caudal**

Los valores del caudal se obtienen utilizando equipos de prueba en superficie. Para llevar los fluidos a superficie donde pueden ser manipulados y medidos con el equipo de prueba en superficie, es necesaria una vía de flujo entre el reservorio (fondo de pozo) y la superficie. La trayectoria del fluido consiste ya sea por la completación permanente del pozo (*tubing*) o una completación temporal con una sarta llamada *Drill Stem Test* (DST).

- **Presión y Temperatura**

La presión del reservorio inicial, el comportamiento de la presión y temperatura son adquiridos desde los datos de presión y temperatura de fondo de pozo. Estos valores se registran mediante sensores de presión o memorias electrónicas que se colocan en o cerca del reservorio, ya sea con una sarta de fondo de pozo o colgado con cable (*slickline* ó *wireline*).

- **Data de PVT**

Los fluidos del reservorio se identifican mediante presión, volumen y temperatura (PVT). La data de PVT son derivadas de las muestras (*samples*) que se toman tanto en superficie o el fondo del pozo utilizando técnicas o equipos de muestro. Los valores de PVT son obtenidas ya sea de los análisis de laboratorio o de las evaluaciones de campo de estas muestras.

- **Valores de Porosidad ( $\Phi$ )**

Los valores de porosidad son obtenidos desde la data de registros a pozo descubierto o de los cores.

#### 2.2.4 ¿Qué es lo que se deriva de una prueba?

Durante la fase de interpretación, la data adquirida durante la prueba es usada para hacer evaluaciones. Usando los parámetros adquiridos en la fase de adquisición de data, se puede calcular lo siguiente.

- Parámetros del reservorio:
  - Permeabilidad (k).
  - Parámetros de fractura hidráulica (Xf).
  - Presión inicial del reservorio (Pi).
- Radio de investigación (ri).
- Parámetros del Pozo:
  - Daño de la formación cerca del pozo: factor de daño (S).
  - Índice de productividad (IPR).
  - Coeficiente de almacenamiento en boca de pozo (C) (*wellbore storage coefficient*).
- Geometría del reservorio y su extensión.
- Cantidad de reservas.
- Comunicación hidráulica entre pozos.

La exactitud de estas evaluaciones durante la etapa de interpretación está estrechamente relacionada con la exactitud y la calidad de la adquisición de data.

Los valores de porosidad ( $\phi$ ) son obtenidos de la interpretación, *Measurements While Drilling* (MWD) & *Logging While Drilling* (LWD) o datos de registro de pozo con *wireline* o de cores (*coring*).

Las pruebas de presión, al igual que otras pruebas de pozos, son utilizadas para proveer la información que nos proporcionen las características del reservorio, prediciendo el desempeño del mismo y diagnosticando el daño deformación. El análisis de pruebas de pozo es uno de los métodos más importantes disponibles para los ingenieros de reservorio para establecer características de reservorio, tales como permeabilidad y compresibilidad, posición de fronteras y fallas.

### 2.2.5 Pruebas de Presión

Es el proceso en el cual se somete el pozo a un impulso el cual produce un cambio en la tasa de flujo y se mide su respuesta, es decir un cambio de presión. La característica del comportamiento de la presión en función del tiempo obtenida como resultado, muestra las propiedades del reservorio. La respuesta del reservorio está determinada por parámetros tales como: la permeabilidad, factor de daño, coeficiente de acumulación en el pozo, distancia a los bordes, entre otros.

Una prueba de presión es la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del reservorio.

Desde el punto de vista operacional y de campo, una prueba de presión consiste en la adquisición de datos de presión, producción (caudal) y muestra del fluido a condiciones de pozo (aperturas y cierres) controladas.

La completación del pozo objetivo de la prueba puede ser temporal o permanente. A continuación se presenta el ejemplo de una prueba tipo multi-tasa.

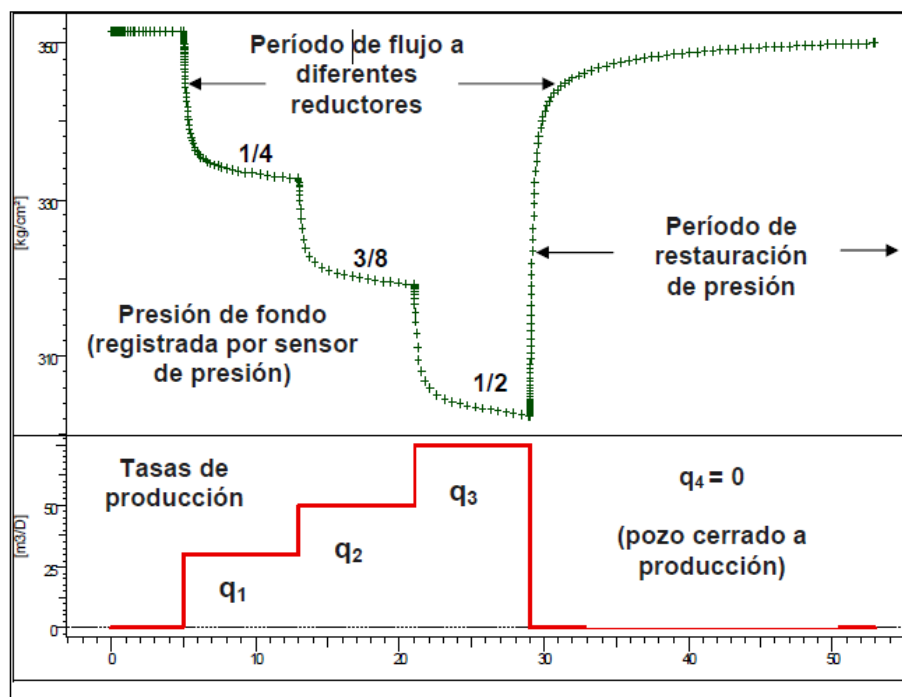


Figura 2.3. Prueba multi-tasa.

La figura 2.3 muestra la historia de una prueba denominada multi-tasa. La misma consiste en fluir el pozo a diferentes tasas (lo que se logra cambiando los reductores de prueba) y se registra la presión de fondo fluyente, como también la de cierre durante el período completo de la prueba. El análisis de los datos de presión y tasas permite obtener el índice de productividad del pozo, el valor de la capacidad de flujo de la formación (producto permeabilidad-espesor), el valor de daño asociado con el pozo y la presión actual del área de drenaje involucrada con la producción del pozo. La duración de los períodos de apertura y cierre se determinan según el diseño previo de la prueba. La información obtenida del análisis de los datos es de gran utilidad en ingeniería de reservorios, exploración, producción y gerencia de reservorio.

Dependiendo de los objetivos específicos de evaluación, varían tanto el equipo a usar como los procedimientos de prueba. Por ejemplo, en el caso de pozos productores y provistos de sensores de presión de fondo permanentes, los datos de presión se obtienen en tiempo real, y el análisis de los mismos se realiza a diario.

En el caso de pozos exploratorios, las pruebas son por lo general de corta duración, y la completación del pozo para la prueba es temporal, de aquí que tanto los procedimientos de prueba como los equipos a usar deben de ajustarse a las condiciones de la completación particular de pozo.

#### **2.2.5.1 Planificación de Pruebas de Presión**

El diseño de una prueba es el primer paso en su planificación. Durante la planificación se deben definir los parámetros básicos y procedimientos para obtener los datos (parámetros requeridos), ya que estos garantizarán resultados satisfactorios al analizarlos y ayudaran a tomar futuras decisiones de orden técnico. Muy frecuentemente, planificaciones inadecuadas traen como consecuencia problemas y errores costosos.

Naturalmente, conocer acerca del sistema pozo-reservorio, ayuda enormemente para que la planificación sea diseñada en función de captar la mayor cantidad de información posible en la prueba.

Entre la información preliminar que se debe reunir, se tiene:

- Historias de producción
- Data sísmica, mapas estructurales (geología)
- Petrofísica, registros de pozos.
- Presiones de poro.
- Información sobre operaciones de perforación

Es importante tener en consideración las siguientes consideraciones:

- Estimar el tiempo de duración de la prueba.
- Estimar la respuesta de presión esperada.
- Contar con un buen equipo debidamente calibrado para medir presiones.
- Tener claras las condiciones del pozo.

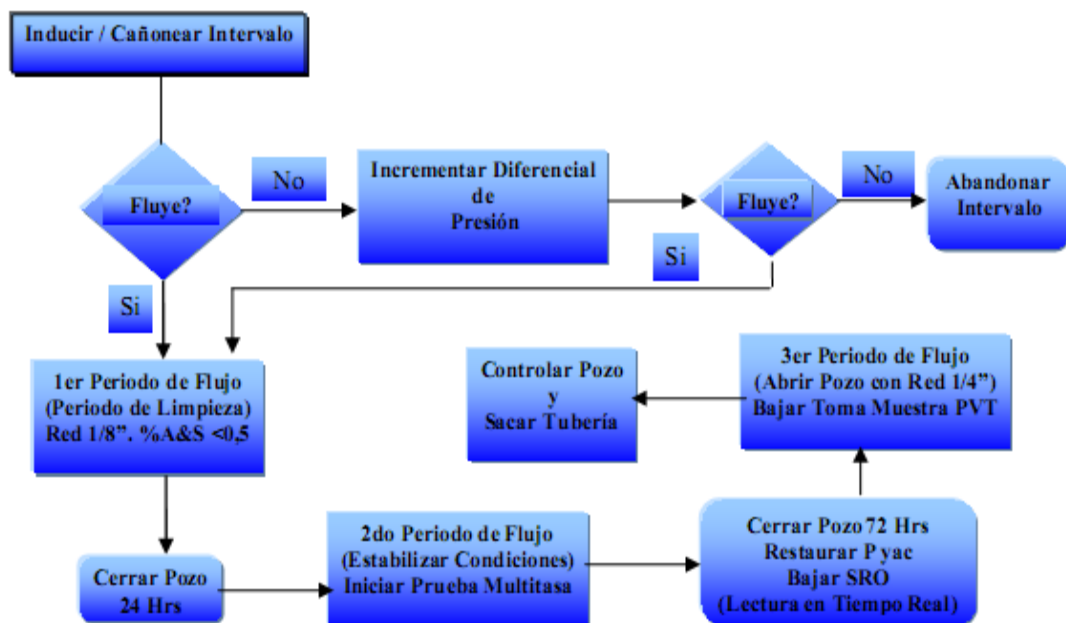
Características de la planificación:

- Consideraciones operacionales.
- Cálculos requeridos para el diseño.
- Ejemplo de diseño de una prueba de restauración de presión.
- Se deben determinar las condiciones operacionales las cuales dependen de:
  - Tipo de pozo (productor o inyector).
  - Estado del pozo (activo o cerrado).
  - Tipo de prueba (pozo sencillo o pozos múltiples).
  - Declinación, restauración, tasas múltiples.
  - Presencia o no de un sistema de levantamiento artificial (requerimientos de completación).



Las pruebas en pozos exploratorios revisten gran importancia, debido a los resultados obtenidos del análisis de los datos de presión y producción de la prueba, así como la descripción del área de drenaje, estos parámetros pueden ser indicativos de la comercialidad o abandono del pozo. En estos pozos, debe incluirse como parte del diseño la toma de la muestra de fluido productor y el procedimiento para la toma de la misma, dependiendo del tipo de fluido: petróleo o gas. La muestra se usará para el análisis PVT.

A continuación se presenta un diagrama del diseño de evaluación, para el caso de un pozo exploratorio.



**Figura 2.4.** Diagrama de una prueba DST de un pozo exploratorio.

### 2.2.5.2 Diseño de Pruebas de Presión

Es posible realizar pruebas de presión sin diseño previo, sin embargo no es recomendable a menos que se hayan realizado pruebas anteriores a través de las cuales se pueda inferir el comportamiento del reservorio.

Se deben realizar cálculos requeridos:

- Las respuestas de presión esperadas utilizando las propiedades de la formación, conocidas a través de pruebas de laboratorio o registros eléctricos.

Factores fundamentales como:

- Efectos de almacenamiento.

### **2.2.5.3 Finalidad de una Prueba de Presión**

Consiste en un análisis de flujo de fluidos que se utiliza para determinar algunas características del reservorio de manera indirecta.

Se causa una perturbación en el reservorio, se recogen las respuestas y se analizan los datos que constituyen el periodo de flujo transitorio.

Una prueba de presión es la única manera de obtener información sobre el comportamiento dinámico del reservorio.

### **2.2.5.4 Utilidad de una Prueba de Presión**

Una prueba de presión es utilizada para determinar propiedades y características del reservorio como lo son la permeabilidad y la presión estática del reservorio. También es útil para predecir parámetros de flujo como: Límites del reservorio, daño de formación y comunicación entre pozos.

### **2.2.5.5 Tipo de Pruebas según el Objetivo de Evaluación**

- Caída de Presión (*Pressure Drawdown Test*).
- Restauración de Presión (*Pressure Buildup Test*).
- Pruebas Multi-tasa.
- Prueba de Interferencia.
- *Drill Stem Test* (DST) ó Pruebas DST.
- Prueba *Fall Off*
- Prueba de Inyectividad

En la tabla siguiente se presenta un resumen del tipo de pruebas, así como la información derivada de la interpretación de los datos de las mismas.

Pozo	Tipo de Prueba	Información que se obtiene
Exploratorio	DST (con taladro)	Presión
	Muestreo	Muestra de fluido para análisis PVT
	Prueba sin taladro	Permeabilidad y daño
	Probador de Formación	Potencial del pozo e índice de productividad
Productor	Restauración, multitasa	Permeabilidad y daño
	Interferencia	Presión actual y promedio
	Sensores de presión permanentes	Tipo de límites asociados con el área de drenaje
	Gradientes de presión	Monitoreo continuo de presión de fondo
Inyector	Inyectividad	Índice de inyectividad por capa
	<i>Fall off</i>	Presión actual del área de inyección
		Distancia al pozo del frente del banco de agua

**Tabla 2.3.** Tipo de Pruebas de Presión

A continuación se explica la importancia de las pruebas y cuándo deberían realizarse las mismas, durante la vida del pozo:

**Pozo Exploratorio:** definir los parámetros del reservorio y el pozo en el área de drenaje investigada y probar la comercialidad del pozo (de ser posible). La prueba es necesaria en todo pozo exploratorio.

**Pozo Productor:** obtener el valor de la presión actual del área de drenaje así como evaluar la eficiencia de flujo del pozo. Determinar los límites del área de drenaje. Probar comunicación hidráulica (interferencia) entre pozos.

El departamento de ingeniería de reservorio y producción define la frecuencia con que deben de hacerse las pruebas en estos pozos.

**Pozo Inyector:** determinación de los parámetros de reservorio que caracterizan el área de inyección. El valor de la presión media del área de inyección permite monitorear la eficiencia del proceso de inyección. Caracterización dinámica de los bancos de agua y petróleo.

Al igual que con el caso de los pozos productores, el departamento de ingeniería de reservorio y producción define la frecuencia de las pruebas.

En general las pruebas pueden ser de corta duración (segundos, minutos, horas) o de días o meses como el caso de las pruebas tipo extendidas. Podemos decir que la duración de la prueba tiene su impacto en la escala de validez de los parámetros determinados del análisis. Es decir, en algunos casos la escala puede ser de unos cuantos pies alrededor del pozo, mientras que en otros, de metros, o inclusive, abarcar por completo el área de drenaje del pozo incluyendo los límites de la misma.

Dependiendo de los objetivos de evaluación, lo ideal es realizar el diseño de la prueba, con el fin de asegurar el tiempo de duración de la misma, según la escala de investigación requerida.

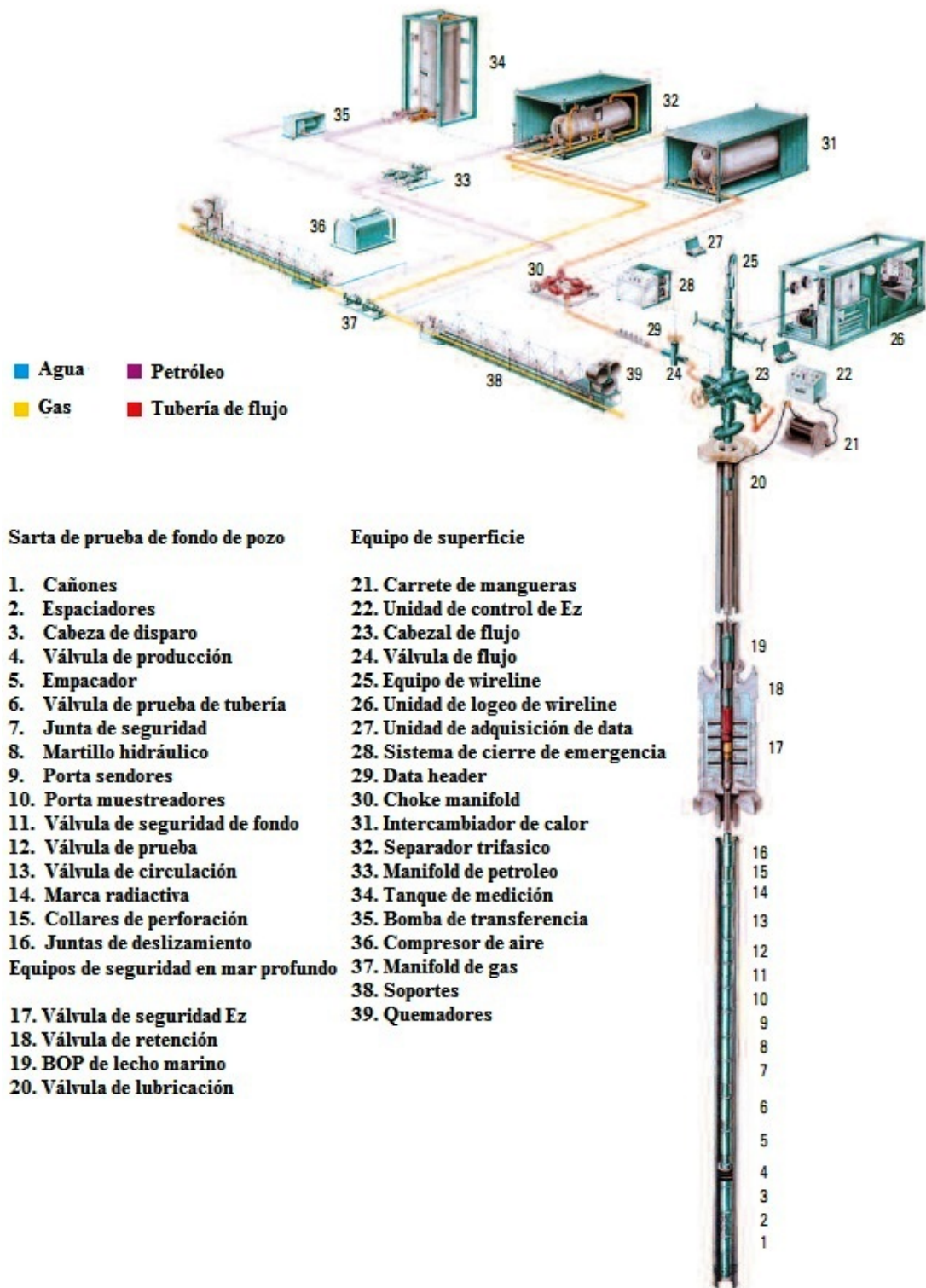


Figura 2.5. Diagrama de instalación de prueba de pozos.

### 2.3 Marco Conceptual

Después de perforar zonas potencialmente productoras de hidrocarburos, las formaciones son probadas para determinar la conveniencia de realizar o no la terminación definitiva del pozo. La primera evaluación de la formación se realiza normalmente mediante la toma de registros en los intervalos de interés y, mediante su interpretación, se determina en forma aproximada el potencial productivo de la formación y la profundidad exacta a la que ésta se encuentra. Después de identificar los intervalos promisorios de producción, por lo general se realizan pruebas DST (en pozos exploratorios). Mediante estas pruebas, las formaciones de interés se pueden evaluar bajo condiciones de producción, con la finalidad de obtener la información necesaria para determinar la viabilidad económica y comercial de un pozo antes de proceder a su terminación. Cada intervalo identificado se aísla temporalmente para evaluar las características más importantes del yacimiento, tales como: permeabilidad, daño a la formación, extensión, presiones y propiedades del fluido.

En caso de existir múltiples zonas con potencial productivo, se procede a efectuar pruebas DST para evaluar los intervalos de mayor interés. Una prueba DST puede definirse como un método para determinar el potencial productor de las formaciones del subsuelo, ya sea apozo descubierto o revestido. Este potenciales conoce al considerar las tres premisas que busca una prueba DST:

- Obtener la presión estabilizada de cierre de la formación.
- Obtener un caudal de flujo de la formación estabilizada.
- Recoger muestras de los fluidos de la formación.

Para lograr lo anterior, se arma una sarta con una variedad de herramientas y accesorios.

Aunque existen en el mercado diferentes marcas, la idea común es aislar la zona de interés mediante empacadores temporales que se activan a pozo descubierto o revestido. Enseguida, una o más válvulas se abren para permitir el flujo de fluidos de la formación hacia el interior de la sarta por un tiempo determinado. En esta fase, se obtiene el flujo estabilizado y las muestras de los fluidos de la formación. Posteriormente, una válvula es cerrada para obtener la presión de cierre estabilizada.

Los medidores que lleva la sarta registran continuamente la presión y el gasto versus el tiempo. Finalmente, después de un determinado tiempo, se controla el pozo, se cierran las válvulas, se desancla el empacador y se recupera la sarta. Dependiendo del comportamiento de la formación, los requerimientos solicitados y el éxito operativo de la prueba, su duración puede ser tan corta (algunas horas) o tan larga (días o semanas) que podría haber más de un período de flujo y período de incremento de la presión.

La secuencia más común para llevar a cabo la prueba consiste de un periodo corto de flujo (5a 10 minutos), seguido de un período de incremento de presión (alrededor de una a dos horas, dependiendo de la formación) que es utilizado para determinar la presión inicial del reservorio. Esto es seguido por un período de flujo de 4 a 24 horas o más para alcanzar el flujo estabilizado en la superficie. En la medida de lo posible, se continúa con un período de cierre final o una prueba de incremento depresión, para obtener datos que permitan determinar la permeabilidad del reservorio y su capacidad de flujo.

La duración de los períodos de flujo y cierre se basan en *reglas de dedo* o por la experiencia de campo. Los reportes actuales de medición de las pruebas DST indican que el 30% de las formaciones no fueron probadas al cierre lo suficiente para alcanzar a obtener la interpretación de la presión inicial del reservorio (método de Horner). El mejor método para determinar los períodos de flujo y cierre es el monitoreo en tiempo real del comportamiento de la presión. Sin embargo, esta opción eleva el costo de la prueba e incrementa el riesgo de ésta y del pozo. Debido a que una prueba DST tiene un costo significativo, se debe asegurar que revele tanta información como sea posible en el menor tiempo posible.

### **2.3.1 Conceptos Generales**

En esta sección se describe brevemente la procedencia de las pruebas DST (se parte de lo general a lo específico), en el marco metodológico de evaluación de formaciones potencialmente productoras de hidrocarburos, así como las diferentes pruebas que existen.

#### **2.3.1.1 Métodos de evaluación**

A continuación se describen brevemente los diferentes métodos que existen para evaluar formaciones.

##### **2.3.1.1.1 Antes de perforar**

###### **2.3.1.1.1.1 Geología**

El geólogo, con información superficial y/o geológica del subsuelo, define el ambiente esperado del reservorio: roca reservorio, tipo de trampa, profundidad esperada, espesor y contenido de hidrocarburos.

###### **2.3.1.1.1.2 Geofísica**

Utilizando técnicas sísmicas, se estima la geometría del reservorio propuesto, incluyendo su espesor, extensión y, en algunos casos, los contactos gas-petróleo y gas-agua.

###### **2.3.1.1.1.3 Ingeniería de producción**

Los datos de producción o información de pruebas de producción de áreas similares o cercanas se utilizan para estimar el desempeño de un reservorio.

##### **2.3.1.1.2 Durante la perforación**

###### **2.3.1.1.2.1 Ritmo de penetración**

La información diaria que se obtiene durante la perforación es el ritmo de penetración de la barrena. Esta es una medida de la *dureza* de la formación que es perforada. Un cambio en el ritmo evidencia la presencia de otra formación.



#### **2.3.1.1.2.2 Recortes**

Los recortes obtenidos de la perforación son colectados periódicamente y se analizan bajo el microscopio para estimar la profundidad a la cual fueron cortados, definir la columna geológica y observar la presencia de hidrocarburos.

#### **2.3.1.1.2.3 Registro de lodos**

El registro de lodo es un servicio en sitio que proporciona un laboratorio móvil. El servicio generalmente se realiza para pozos exploratorios y en sitios donde el riesgo de la perforación es alto. Las unidades de registro de pozos proporcionan una variedad de servicios, sin embargo, los dos básicos son: la detección de hidrocarburos y el monitoreo de las propiedades del lodo y los recortes.

#### **2.3.1.1.2.4 Núcleos**

Los núcleos que se obtienen durante la perforación con un barril de muestreo son las muestras más directas de la formación. Pueden colectarse hasta 30 metros de núcleo para analizarlo en el laboratorio determinar su litología, saturación de fluidos, porosidad, permeabilidad y otros datos relevantes para los ingenieros de reservorio.

#### **2.3.1.1.2.5 MWD**

Utilizando sensores de fondo y técnicas de telemetría, es posible adquirir datos del subsuelo en tiempo real mientras se está perforando. Estos datos incluyen: direccional, presiones, temperaturas, radiactividad de la formación, resistividad, peso y torque en la barrena. Con estas mediciones se determinarlas propiedades de la formación.

### **2.3.1.1.3 Posterior a la perforación**

#### **2.3.1.1.3.1 Registros eléctricos**

Hay un gran número de herramientas para realizar registros, tanto a pozo descubierto como revestido, que pueden ser corridas mediante cable para obtener datos de la formación, tales como: litología, espesor, porosidad, saturación, espesores impregnados, profundidad, tamaño del pozo, etc.

#### **2.3.1.1.3.2 Núcleos de pared**

Es un método para recuperar pequeñas muestras de núcleos en agujeros perforados previamente utilizando la técnica de cable eléctrico. Se utilizan cilindros cortos que se manejan dentro de la formación y son recuperados por cable. La ventaja de esta técnica es que se pueden recuperar núcleos a cualquier profundidad, aunque tienen la desventaja de ser de pequeño calibre y tener poca recuperación en agujeros descalibrados.

#### **2.3.1.1.3.3 Pruebas de formación**

Es un método que utiliza cable para coleccionar muestras de fluidos de la formación y medir la presión del yacimiento antes de que el pozo sea revestido. Se puede considerar como si fuera una *mini DST*.

#### **2.3.1.1.3.4 Pruebas DST**

Una prueba DST es un procedimiento de terminación temporal de un pozo, mediante el cual se pueden recoger y analizar caudales de flujo, presión y muestras de los fluidos de la formación, esta forma de evaluación de la formación es una terminación temporal que permite obtener información de la formación en condiciones dinámicas de flujo, con el objetivo de obtener los datos más precisos del comportamiento y capacidad del reservorio. Este método de evaluación permite ver con más profundidad dentro del reservorio en comparación con los otros métodos de evaluación descritos. Estos datos, registrados como función del tiempo durante la prueba, más otros de apoyo, permiten calcular parámetros del reservorio que sirven para tomar la decisión de realizar la terminación definitiva o abandonar el intervalo de interés.

### 2.3.2 Drill Stem Test (Pruebas de presión DST)

El *Drill Stem Testing* – DST es un procedimiento para determinar el potencial productivo, la presión, la temperatura, la permeabilidad o la extensión de un yacimiento de petróleo o gas antes de que el equipo de completación permanente sea instalado, el cual nos permite evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del reservorio.

También se obtienen muestras de los fluidos presentes a condiciones de superficie, fondo y a diferentes profundidades para la determinación de sus propiedades; dicha información se cuantifica y se utiliza en diferentes estudios para minimizar el daño ocasionado por el fluido de perforación a pozos exploratorios o de avanzada, aunque también pueden realizarse en pozos de desarrollo para estimación de reservas.

EL *Drill Stem Test* es esencialmente una prueba de flujo, que se realiza en formaciones aisladas de interés para determinar los fluidos presentes y la tasa de producción a la que se pueden producir. Las funciones principales de un DST, tanto a pozo descubierto o pozo entubado son:

- Aislar la zona de interés.
- Mantener en control el flujo de la formación.
- Conducir los fluidos a superficie.
- Adquirir información de fondo de pozo
- Tomar muestras de fluidos de formación.
- Monitorear el pozo de manera dinámica.
- Evaluar el potencial productivo del yacimiento

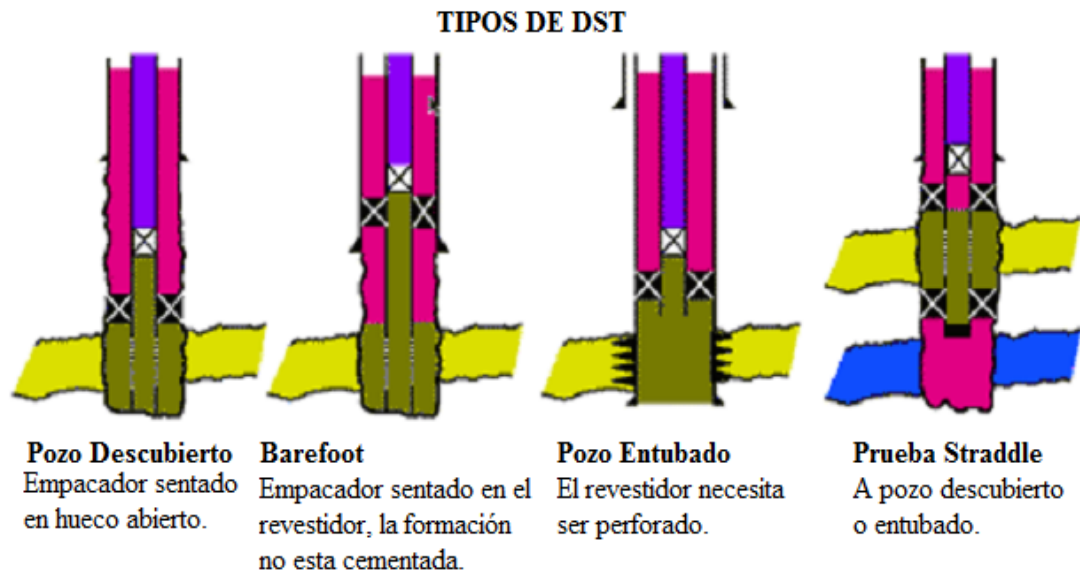
A medida que la perforación de un pozo progresa es esencial conocer y asegurarse de la presencia de fluidos en las formaciones que se atraviesan y por otra parte tener una idea más precisa del caudal de las formaciones y su presión estática.

Las ventajas de estas pruebas son:

- Evaluación rápida del pozo.
- No se necesitan de la completación permanente del pozo.
- Conocimiento anticipado del proceso de producción que mejor se adaptara a la producción final.

### 2.3.3. Tipos de Pruebas DST

La prueba DST se puede clasificar según el tipo de pozo, tipo de zona de aislamiento requerida, la ubicación y la configuración del pozo. Estas condiciones determinan inicialmente el tipo básico de herramientas necesarias. Los objetivos de prueba influirán en la selección de las herramientas individuales y el diseño final de la sarta.



**Figura 2.6.**Tipos de prueba DST más comunes.

El primer parámetro es el tipo de pozo: pozo descubierta, pozo entubado o *barefoot*.

#### 2.3.3.1. Prueba DST a Pozo Descubierta

Las pruebas en pozo descubierta tienden ser baratas porque no son afectados por los costos del revestidor, cemento o baleo. Sin embargo tiene limitaciones como:

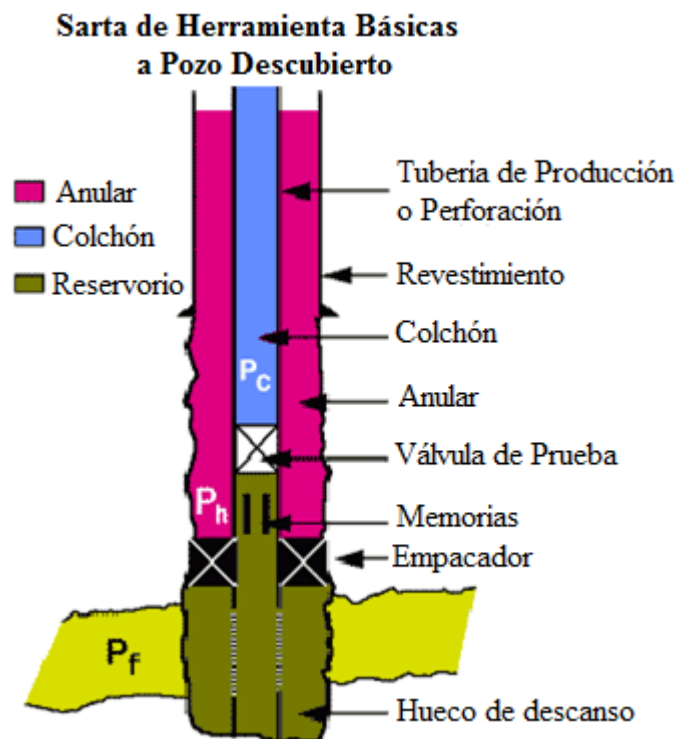
- Irregularidades de pozos, que incluyen el diámetro y el estado del equipo en superficie, hacen que sea difícil lograr un buen sello del empacador.
- Las secciones de pozo descubierta limitan la cantidad de presión que se puede aplicar en el anular. Por lo tanto, sólo una válvula de evaluador múltiple (MFE) se puede correr en una sarta de prueba DST a pozo descubierta. (El MFE es una válvula de pruebas operado por la manipulación de la tubería.)
- La sarta de DST se puede atascar debido al riesgo de un pozo inestable, las pruebas a pozo descubierta generalmente se limitan a unas pocas horas de duración.

Hay dos tipos de empacadores que están disponibles para pruebas DST en pozo descubierto:

- Empacadores por compresión
- Empacadores inflables.

Que proporcionan las pruebas a pozo descubierto:

- una muestra representativa de la formación
- Una buena estimación de la presión de fondo fluyente y estático.



**Figura 2.7.** Sarta de herramientas básicas a pozo descubierto.

Las pruebas DST a pozo descubierto pueden proporcionar la investigación inicial de los parámetros del reservorio. Si se pueden utilizar las herramientas de registro, estos pueden proporcionar la misma información más rápida y eficiente, pero la geometría del pozo descubierto puede impedir su uso. Las herramientas DST frecuentemente son una buena alternativa, aunque todavía requieren la localización de una buena formación por encima de la zona de interés con el fin de obtener un buen sello del empacador.

A continuación se presentan algunas de las ventajas de una prueba DST a pozo a descubierto:

- El pozo no necesita ser entubado. (Los resultados de la prueba pueden ayudar a que el cliente decida si se justifica económicamente revestir el pozo.)
- Proporciona una forma sencilla de determinar la presión de la formación y el tipo de líquido que produce.
- Una muestra de fluido normalmente se recupera en las botellas muestreadoras, que se ubican en la sarta de herramientas.

La principal desventaja de un DST a pozo descubierto es que un pozo inestable puede ceder y hacer que la sarta de la herramienta se atasque.

Es muy importante tener en cuenta los siguientes puntos al realizar una prueba DST a pozo descubierto:

- El lodo de perforación debe estar en buenas condiciones.
- El empacador debe estar localizado en una sección buena de la formación para que pueda soportar el empacador y mantener la diferencia de presión entre la tubería y el espacio anular.
- La duración de la prueba debe limitarse para minimizar los riesgos de derrumbe del pozo y atasco del empacador o de la sarta con los sólidos que se depositan en el lodo.

Por estas razones, las pruebas DST a pozo descubierto han perdido popularidad con la mayoría de los clientes debido a las limitaciones de la pruebas DST a pozo descubierto en operaciones terrestres.

### **2.3.3.2. Prueba DST a Pozo Entubado**

Un pozo con revestidor cementado tiene la ventaja de conocer el diámetro y su forma, lo que mejora la capacidad de sellado del empacador y aumenta en gran medida la probabilidad de una prueba exitosa. La duración de la prueba puede ser considerablemente más larga que en un pozo descubierto, ya que hay menos riesgo de que la sarta DST se quede atascada o pegada, y el diseño de la prueba puede ser más flexible. Estas ventajas se vuelven aún más importantes en pozos desviados.

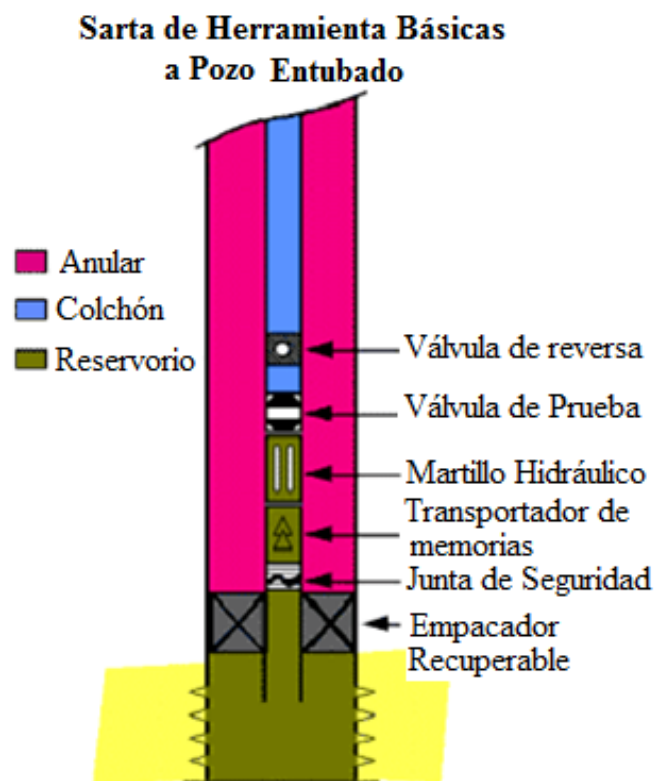
Ambas válvulas MFE (operado por manipulación de tubería) y el PCTV (operado por presión en el anular) se pueden utilizar en pozos entubados, siempre que el revestidor este intacto. (En general, ni el PCTV ni cualquier otra herramienta accionado por presión se puede utilizar en los pozos con fugas en el revestidor.)

Las razones para realizar las pruebas a pozo entubado:

- Evaluar con precisión los parámetros del reservorio.
- Determinar las barreras y los límites del reservorio.
- Prueba de la interferencia entre pozos.
- Baleo en bajo balance.

Las pruebas de pozo entubado pueden proporcionar:

- Análisis preciso y completo del reservorio.
- Facilidades para el muestreo.
- Alto caudales y velocidades de inyección
- Alto nivel de seguridad del equipo.



**Figura 2.8.** Sarta de herramientas básicas a pozo entubado.

Las pruebas en revestidor se han vuelto más populares en los últimos años. El diseño de la prueba y el programa de prueba pueden ser más flexibles. Una de las principales ventajas de una prueba DST a pozo entubado es que no hay ninguna limitación de la duración de la prueba. No hay ninguna posibilidad de que el pozo se derrumbe. Los revestidores son corridos o bajados y cementados en el lugar antes que comience la fase de prueba.

Otras ventajas de las pruebas DST a pozo entubado incluyen:

- Una evaluación precisa de los parámetros del reservorio. Un flujo de limpieza elimina los fluidos de colchón, lodo de perforación dejados por debajo del empacador, desechos de perforación, desechos de cementación y desechos de la formación del pozo.
- Determinación de los límites del reservorio y las barreras. Esto se puede hacer en una prueba de larga duración.
- Pruebas de interferencia. Estas pruebas pueden determinar si el pozo y la vecindad del pozo están comunicados a través del reservorio. Además, estas pruebas pueden ser corridas largamente en un pozo entubado.
- La perforación a bajo balance TCP. Este método de perforación, muy a menudo se utiliza junto con herramientas DST, puede ahorrar tiempo.

Una prueba DST en pozo entubado nos proporciona:

- Un análisis preciso y completo del reservorio. Esto sólo se puede lograr si el pozo ha sido limpiado correctamente y el pozo puede producir por un período largo.
- Buenas muestras. Para garantizar unas buenas condiciones de muestreo, el pozo necesita ser limpiado adecuadamente. Las muestras que contienen la suciedad y escombros no pueden analizarse correctamente. El muestreo puede hacerse utilizando las herramientas de muestreo de *wireline* o una herramienta de muestreo puede ser incorporado en la sarta de herramienta de DST.
- Altas tasas de flujo. Los pozos entubados pueden soportar las presiones de altas tasas de flujo, así como la presión necesaria para inyectar los fluidos de tratamiento, así como el ácido utilizado para mejorar la producción.



### 2.3.3.3. Prueba tipo *Barefoot*

La prueba *barefoot* se utiliza cuando se va probar una sección de pozo descubierto que se encuentre por debajo del zapato del revestidor. Las herramientas de prueba se colocan en el revestidor y el empacador es fijado o anclado en el revestidor en una sección por encima del zapato del revestidor.

Esta técnica es común en los pozos de producción donde la zona que se va probar está por encima de la zona de producción específica y cuando debe ser probado primero.

Tanto las válvulas MFE y PCTV se pueden utilizar para pruebas *Barefoot*.

### 2.3.3.4. Prueba de intervalo aislado o prueba *Straddle*

Tanto en las pruebas a pozo descubierto y entubado la relación entre la profundidad del empacador, la formación a analizar y la profundidad total del pozo son importantes. Si la formación está muy por encima de la parte inferior del pozo o por encima de otra zona de producción, la parte inferior del pozo puede ser aislado de la formación a probar. Este proceso, conocido a veces conocido como prueba *straddle*, aísla un intervalo o la formación específica entre dos empacadores.

### 2.3.3.5. Configuración y Ubicación del Pozo

#### 2.3.3.5.1. Ubicación del Pozo y Tipo de Rig

La ubicación del pozo y el tipo de equipo de perforación también afectan el diseño de la sarta. Hay generalmente tres tipos de plataformas:

- **Plataformas en tierra:** En un pozo de tierra, la sarta de herramientas se fija en relación con el equipo de perforación (en la profundidad del empacador), y por lo tanto el diseño de la sarta puede ser relativamente simple. Tanto los sistemas de PCTV y MFE se pueden utilizar en plataforma en tierra.
- **Plataformas fijas en Mar (*Offshore*):** Los pozos perforados offshore desde una plataforma fija (un *jackup* o una plataforma de producción) presentan básicamente las mismas condiciones que los pozos de tierra, a pesar que las pruebas a pozo descubierto raramente se hacen en alta mar debido a los mayores costos y mayores riesgos.

Sin embargo, el medio ambiente marino requiere de válvulas adicionales de seguridad en el fondo del pozo y válvulas de seguridad del subsuelo para la seguridad del pozo. Aunque los sistemas de MFE y PCTV se pueden utilizar, se recomienda el PCTV porque incorpora más características de seguridad.

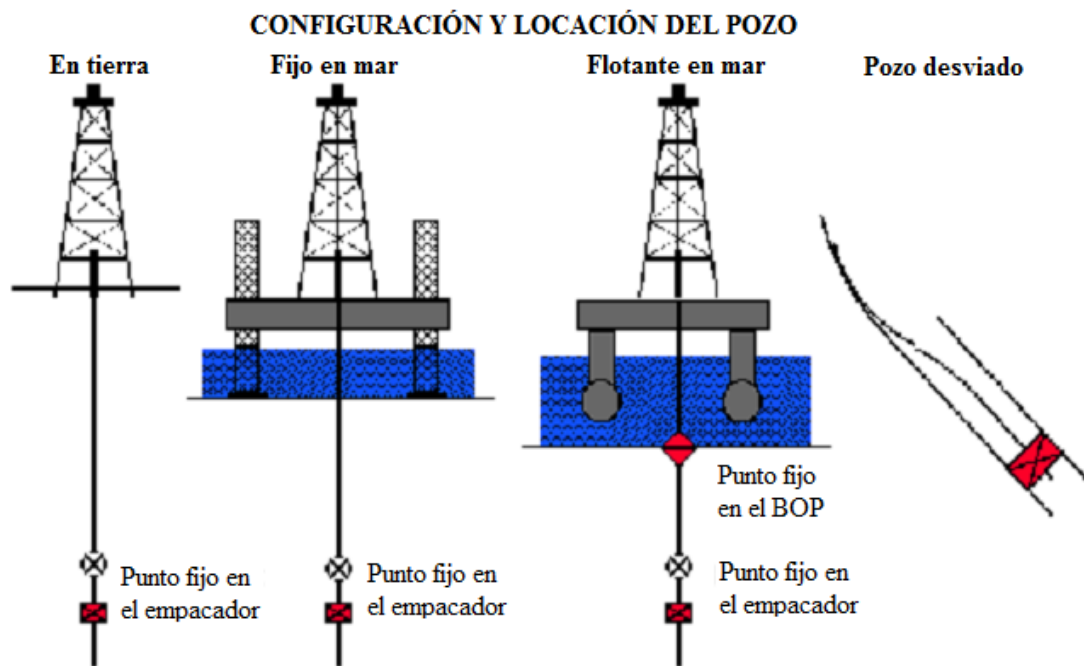
- **Plataformas flotantes en Mar (*Offshore*):** La prueba de los pozos de una plataforma semisumergible o embarcaciones de perforación implica un rango de equipos como las juntas de deslizamiento, válvulas de seguridad en el fondo del pozo, válvulas de seguridad subterráneos y un sistema de conexión subterránea llamado “*SenTREE*”.

Dado que la plataforma se mueve en relación a la zona a ser probado, la sarta se fija en dos puntos: el empacador y el BOP, los cuales se encuentran en el fondo del mar. Las Juntas deslizantes se incluyen en la sarta para compensar la expansión y contracción debido a los cambios en la temperatura en la tubería de perforación o sarta de tubería de producción.

El PCTV es ideal para las plataformas flotantes en alta mar, una vez que el empacador es anclado, no se requiere ninguna manipulación de la tubería hasta que el empacador esté listo para ser liberado. El MFE no se recomienda para las pruebas de offshore, ya que el movimiento de la plataforma (tirón) podría interferir con las acciones alternativas necesarios para el funcionamiento de las herramientas de fondo de pozo.

#### **2.3.3.5.2. Configuración del Pozo (recto o desviado)**

Un pozo desviado es uno que se aparta de una trayectoria recta (vertical). Los pozos desviados son perforados desde un único sitio de producción para drenar un mayor volumen del reservorio. Esto minimiza la ocupación de la tierra y evita múltiples plataformas satélites en alta mar. Los pozos desviados o pozo con varias curvas cerradas (*dog leg*) presentan dificultades en la manipulación de la tubería. Las herramientas alternativas que se basan en el peso de la sarta pueden ser difíciles de operar. En pozos desviados, una mínima manipulación de la tubería debería de ser intentado, entonces la PCTV es más apropiada que el MFE.



**Figura 2.9.** Configuración y Locación del Pozo.

### 2.3.3.6. Diseños de Pruebas de pozo a pozo descubierto y entubado

La búsqueda cada vez de formaciones productivas más profundas implica que se realice pruebas más seguras y eficaces donde se obtenga una data de fondo de pozo seguro. Cada empresa de servicio tiene sus propias herramientas y siempre brindan o dan por elegir el diseño de la sarta sea para pozo descubierto o pozo entubado al cliente. Ellos eligen la sarta DST y TCP que más les convenga. A continuación mostramos algunas configuraciones para pruebas de pozo a pozo descubierto y pozo entubado.

#### En pozo descubierto:

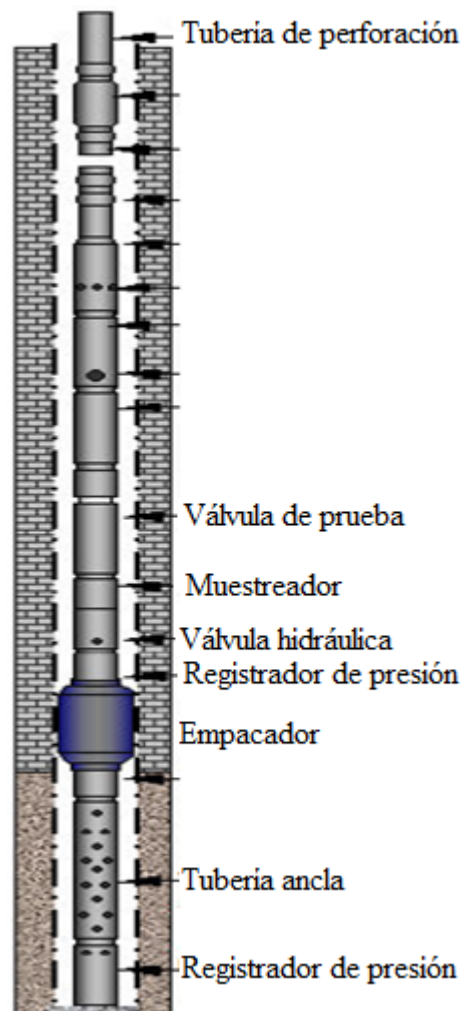
- Sistema convencional de fondo
- Sistema convencional para intervalos
- Sistema con empacadores inflables

#### En pozo revestido ó entubado:

- Sistema convencional
- Sistema con herramientas activadas por presión

### 2.3.3.6.1. Prueba convencional de fondo

La prueba convencional por definición es aquella que usa empacadores convencionales; esto es, empacadores de hule (goma) sólido que se expanden y mantienen un buen sello cuando se aplica y sostiene peso a través de la tubería de perforación. La prueba es realizada cuando el intervalo de interés se encuentra muy próximo al fondo del pozo en pozo descubierto. Los componentes de la sarta son espaciados para aislar la zona de interés y ésta se corre hasta el fondo. Con las herramientas en el fondo, se aplica peso del orden de 10 a 15 toneladas (soltando el peso de la sarta). Esto genera una compresión en el empacador para anclarlo arriba de la zona de interés y, enseguida, se abre la válvula hidráulica. La válvula de control se cierra para generar un cierre inicial y se abre para permitir un período de flujo.



**Figura 2.10.**Sarta típica para realizar una prueba convencional de fondo.

Dependiendo del tipo de herramienta utilizada, la válvula de control se puede operar reciprocando la sarta, rotando o, en caso de pozo revestido, aplicando presión al fluido en el espacio anular. Se puede utilizar un arreglo en serie de dos empacadores para incrementar la longitud de sello y garantizar el éxito de la prueba. Este tipo de prueba debe ser corrida cuando las condiciones del agujero son favorables y exista un mínimo de recortes en el fondo.

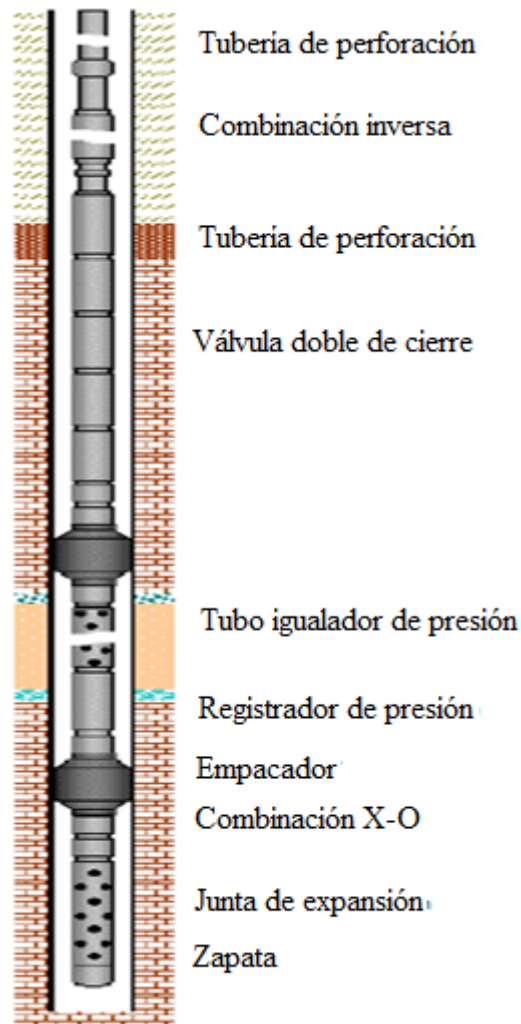
#### **2.3.3.6.2. Prueba convencional para intervalos**

Es una prueba DST realizada cuando la zona de interés se encuentra por encima del fondo del pozo o cuando se aísla el intervalo de otra zona potencial, la cual queda por debajo del empacador. Este tipo de prueba se realiza generalmente cuando el pozo alcanzó su profundidad total, el pozo está en buenas condiciones y hay varias zonas de interés para probarse.

La zona de interés se aísla con empacadores *straddles*, los cuales no sólo aíslan la carga hidrostática de la columna de lodo, sino también la otra zona de interés. Si la zona de interés no se encuentra a una gran distancia del fondo del pozo, se utilizan lastrabarrenas por debajo del empacador, de tal forma que las herramientas de la sarta estén en contacto con el fondo del pozo y los empacadores se localicen en zonas opuestas a la de interés.

Los lastrabarrenas se utilizan para soportar las cargas compresivas requeridas para realizar la prueba. Los empacadores se anclan bajando la sarta y aplicándoles peso (carga de compresión). La aplicación de peso a la sarta también abre una válvula hidráulica. En esta prueba, los empacadores son anclados arriba y debajo de la zona de interés, estando expuestos a diferentes presiones del fluido de perforación.

El superior experimentará una carga de fuerza axial proporcional al peso del fluido, mientras que el inferior experimentará una carga axial ascendente proporcional al peso original del fluido de perforación más los subsecuentes efectos de compresión sobre el empacador, fuga de fluidos, etc. Entre los empacadores, la fuerza ejercida es igual, pero de sentido opuesto.



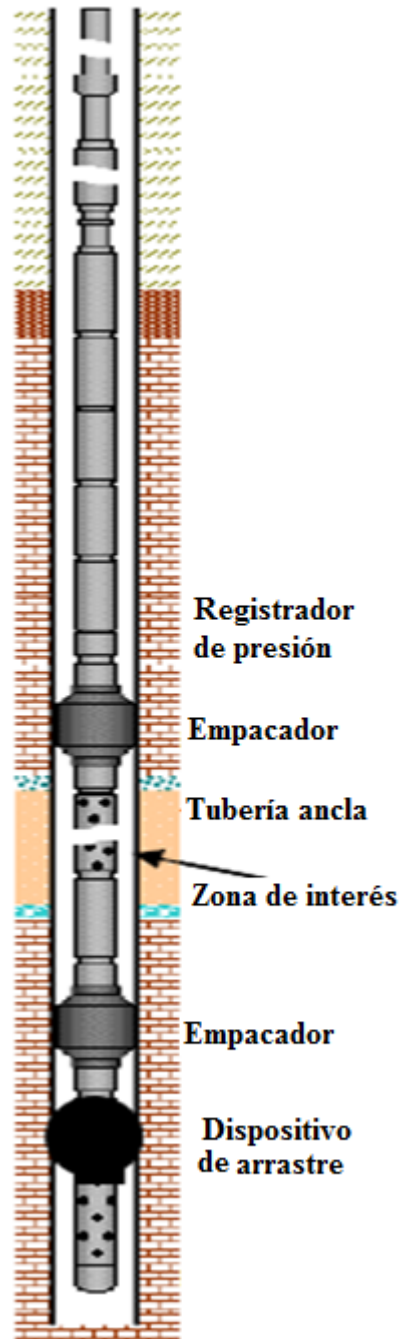
**Figura 2.11.**Sarta de una prueba de intervalos con un tubo ancla en el fondo.

### 2.3.3.6.3. Prueba con sistemas inflables

Cuando se requiere una prueba por arriba del fondo del pozo y las condiciones cercanas a la zona de interés son irregulares, un sistema de empacadores inflables es utilizado en lugar del sólido como parte de la sarta de la prueba. En este caso, no se requiere aplicar peso a la sarta para anclar el empacador.

La sarta de prueba es armada y corrida en el pozo. Cuando los empacadores alcanzan la profundidad de interés, se rota la sarta para activar una bomba de fondo, la cual utiliza al lodo para inflar el empacador. La bomba es operada rotando la sarta de 30 a 90 rpm por un lapso de 15 minutos, hasta que la presión dentro del empacador sea considerablemente mayor que la carga hidrostática. Un dispositivo de arrastre localizado en el fondo de la sarta previene que la parte inferior de ésta también rote durante el bombeo hacia el empacador. No se requiere de un dispositivo mecánico de

anclaje debido a que no se proporciona peso a la sarta para anclar el empacador. Una vez activados, los empacadores sirven de ancla para proporcionar peso y abrir la válvula hidráulica. Cuando termina la prueba, el empacador se desinfla y la sarta se recupera.

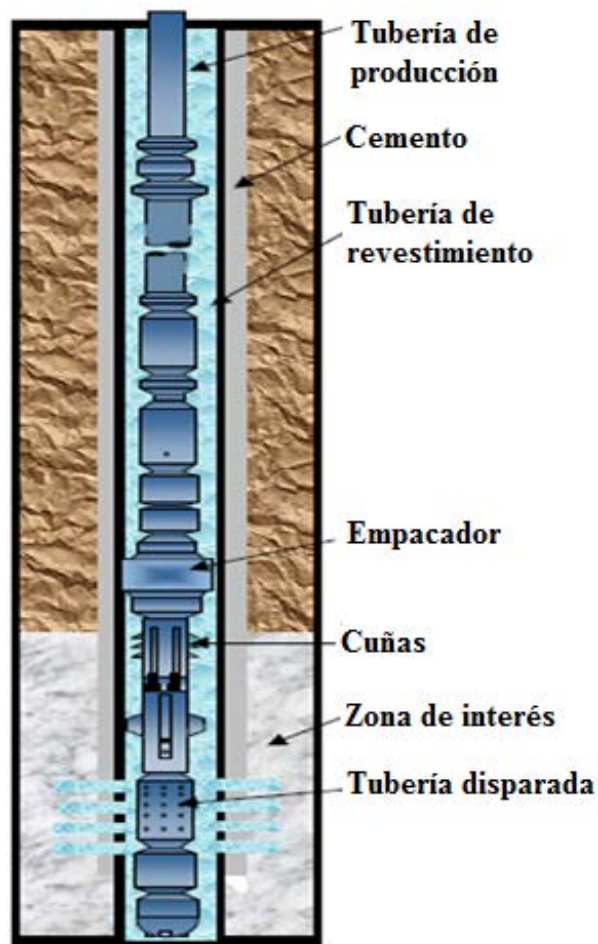


**Figura 2.12.** Esquema de la distribución de componentes que conforman la sarta de prueba para un sistema con empacadores inflables.

#### 2.3.3.6.4. Prueba convencional en pozo revestido

La prueba DST en agujero revestido se corre cuando el pozo se ha cementado la tubería de revestimiento. Los disparos de terminación se efectúan frente al intervalo de interés antes de que las herramientas de la prueba sean corridas en el pozo, o bien éstas se integran como parte de la sarta de la prueba. En este caso, los disparos deben ser efectuados bajo condiciones de sobre balance.

Por regla general, las pruebas en pozo revestido son seguras y más fáciles de controlar. Estas pruebas generalmente se realizan en pozos con alta presión, desviados o profundos y, por lo general, se utiliza la tubería de producción en lugar de la tubería de perforación.



**Figura 2.13.** Ensamble de fondo de la prueba convencional en pozo revestido, el cual incluye básicamente un sistema de empacadores recuperables, directamente colocados arriba de los disparos, cuñas, y una tubería de cola perforada o ranurada.



El empacador es armado y bajado a la profundidad de interés, donde es anclado. La forma de anclar varía, dependiendo del tipo de empacadores utilizados. Lo anterior incluye aplicar torque a la derecha y peso para anclar, o bien, levantando para desenganchar una ranura en forma de “J” que trae el ensamble del empacador, y aplicando torque a la derecha mientras que se suelta peso. Esta acción hace que las cuñas mecánicas se enganchen a las paredes de la tubería de revestimiento. Estas cuñas soportan el peso de la sarta requerido para comprimir los elementos del empacador, sellarlo en el revestidor, abrir la válvula hidráulica y aislar la zona debajo del empacador. El peso debe mantenerse durante toda la prueba.

#### **2.3.3.6.5. Prueba en pozo revestido con herramientas activadas por presión.**

Cuando el pozo está revestido, se puede llevar a cabo una prueba DST, cuyas herramientas pueden ser activadas mediante presión, en lugar de rotar o reciprocarse. Esta forma de realizar la prueba generalmente es la mejor en equipos flotantes en pozos marinos o en pozos altamente desviados, en los cuales se dificulta precisar el movimiento de la sarta. En la sarta con herramientas operadas con presión, el empacador se ancla convencionalmente. La válvula de prueba está equipada con un ensamble, la cual neutraliza las presiones de la hidrostática del fluido de perforación. Una cámara cargada con N<sub>2</sub> conserva la válvula cerrada. Después de anclar los empacadores, se re presiona el anular a una presión establecida para abrir la válvula y permitir el flujo. Para cerrar la válvula se libera la presión en el espacio anular.

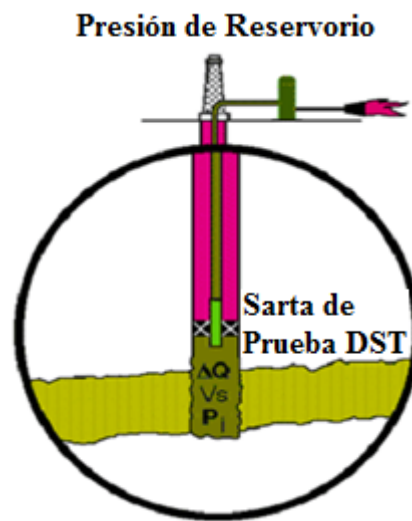
Las herramientas operadas con presión están disponibles con diseños internos, los cuales permiten operaciones con la tubería de producción y las herramientas con cable.

Para las distintas operaciones hay tres tipos de válvulas de prueba como:

- Evaluador de Multi flujo (MFE). Estas son operadas por la manipulación de la sarta prueba. Se utiliza en torres de perforación fijas (En tierra o *jack-up*).
- Válvula de Prueba controlada por Presión (PCT). Operada por presión anular o por tubos. Se utiliza en pozos entubados (plataformas en tierra y flotantes).

### 2.3.4. Principios Básicos de una Prueba DST

Cuando se detectan hidrocarburos en los recortes de perforación que regresan a superficie, se detiene la perforación, se condiciona el pozo, la sarta de perforación es retirada y las herramientas DST son corridas o bajadas en el pozo. Originalmente, los fluidos del pozo eran conducidos a la superficie por la sarta de perforación. Hoy, por razones de seguridad (sellado eficaz contra los hidrocarburos), las pruebas de fondo de pozo con mayor frecuencia utilizan tubos con conexiones herméticas, roscados, y se configura más como terminaciones temporales.



**Figura 2.14.** Terminación temporal de un pozo.

La sarta de prueba de fondo de pozo es clave para un buen servicio de prueba pozo, y la experiencia demuestra que se trata de un método seguro, probado y fiable de investigar el reservorio. Los objetivos de prueba, logística y los costos juegan un papel muy importante en la decisión del tipo de equipos de fondo que se utilizará durante la prueba de pozo. La sarta de prueba de fondo de pozo es un medio eficaz de completar temporalmente el pozo mientras se mantiene la máxima flexibilidad. Con el rango de herramientas disponibles en la actualidad, se puede diseñar una óptima sarta de prueba para su uso con la sarta de perforación (DST convencional) o con un tubo de tipo de producción.

Objetivos de la prueba son normalmente bien definidos. Sin embargo, las herramientas de prueba de Schlumberger permiten una gran cantidad de flexibilidad, los programas de prueba de pozo tendrán que ser modificado en orden o con fin de

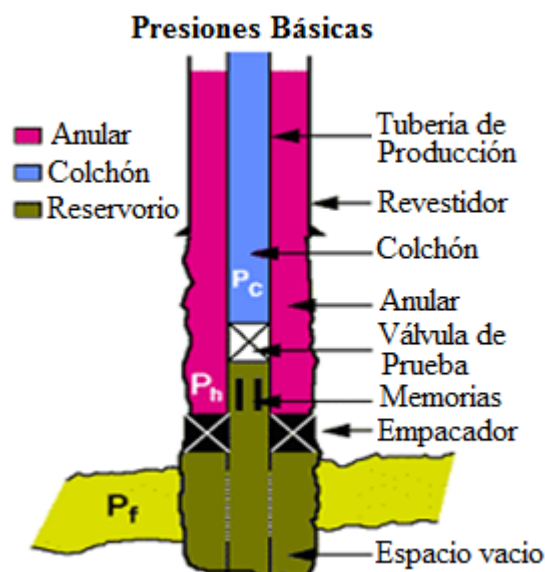
cumplir con estos objetivos. Es importante señalar que las secuencias de prueba se pueden cambiar, incluso con las herramientas de fondo de pozo, al tiempo que se controla la presión del pozo y la tasa de flujo.

Las válvulas de control de fondo de pozo DST garantizan que un pozo sea seguro si se producen problemas, y esto es hecho con un mínimo de manipulación de tubo o de ajuste de presión. De hecho, las sargas actuales pueden incorporar sistemas a prueba de fallos, que se cierran automáticamente en el pozo, si surgen problemas. Debido a que tan cerca como sea posible del reservorio, la válvula puede controlar el pozo incluso de una forma más eficaz que otros sistemas de seguridad, tales como válvulas y tanques colectores en la superficie o en el fondo del mar.

Hay tres tipos de presiones que afectan o interviene en una prueba DST.

#### 2.3.4.1. Presión de Colchón ó Presión del fluido dentro de la Tubería ( $P_c$ )

Es la presión ejercida por la columna de líquido en el tubo. La presión de colchón es determinada según los cálculos de bajo balance del baleo de la formación, además el fluido que es llenado por el tubo puede ser el fluido de completación u otro con fluido más ligero, tal como agua, diesel o gas nitrógeno, a fin de tener  $P_c < P_f$  y permitir que el gas fluya cuando la válvula de prueba se abre. Donde  $P_c$  es presión de colchón y  $P_f$  es la presión de formación.



**Figura 2.15.** Presiones básicas que intervienen en el diseño de una sarga para una prueba DST.

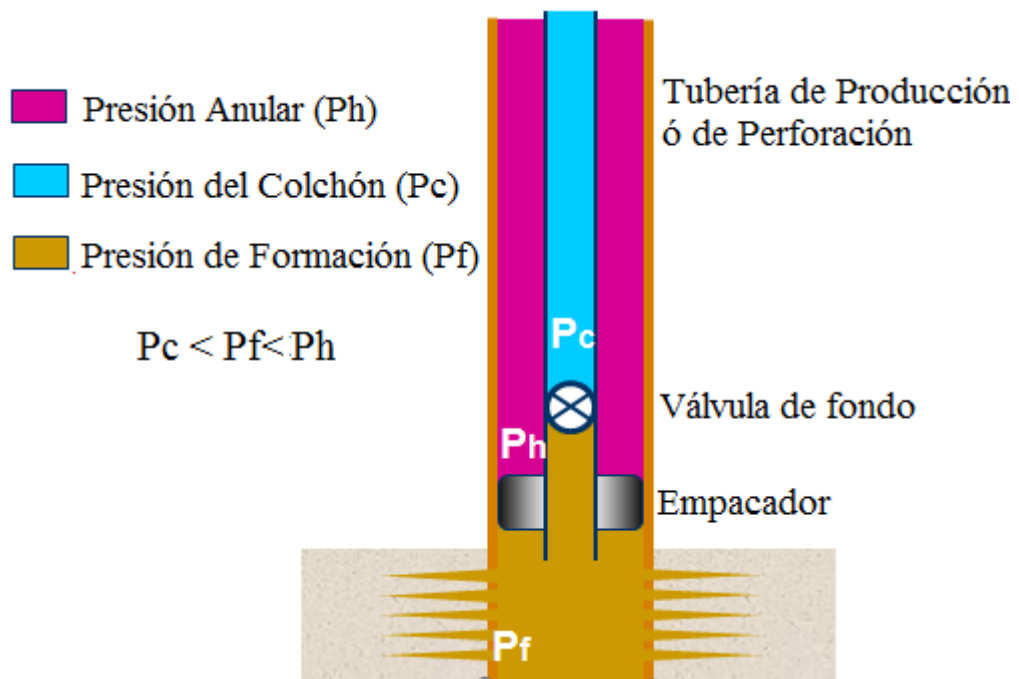
### 2.3.4.2. Presión de Formación (Pf)

Es la presión del reservorio que contiene los hidrocarburos a probar. Mientras que el pozo no está fluyendo, esta presión está presente a través de todo el reservorio, desde sus límites exteriores hasta el camino hacia el pozo. Cuando el pozo está fluyendo, la presión en el pozo cae por debajo de la presión de la formación original, debido a las pérdidas de presión causadas por el movimiento de fluido a través de los medios porosos de la formación hacia el pozo.

### 2.3.4.3. Presión hidrostática o presión en el anular (Ph)

La presión ejercida por la columna de fluido en el espacio anular. Este fluido (lodo de perforación o fluido de terminación) ocupó todo el pozo antes de bajar la sarta de prueba DST al pozo. La densidad del lodo se ajusta normalmente durante la perforación para controlar la presión de formación (es decir, para asegurar que el  $P_h > P_f$ ).

En general, la relación entre estas presiones es  $P_c < P_f < P_h$  durante las pruebas DST ó de fondo de pozo.

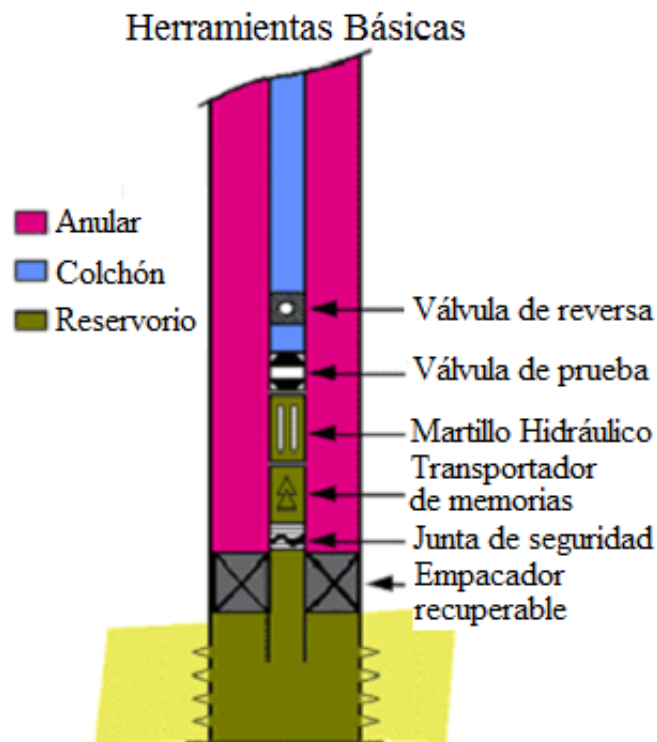


**Figura 2.16.** Distribución de presiones básicas cuando se baja una sarta con la válvula de prueba cerrada.

### 2.3.5. Componentes Típicos de una “Sarta” de DST:

La sarta de prueba, así como el equipo de prueba necesario para la ejecución de la misma, dependen principalmente de la completación del pozo, y si la prueba se efectúa es *offshore* o *onshore*. El diseño de la sarta se deriva del tipo de pozo y de el equipo existente (plataforma), así como de la secuencia y los objetivos de la pruebas. Debe ser parte del diseño de la prueba sugerir el tipo de sarta adecuada, a fin de lograr los objetivos deseados.

El equipo o componentes de fondo requeridos para realizar una prueba DST deben ser “diseñados” para aislar la zona de interés, controlar los períodos de flujo y cierre de la prueba, registrar la presión en el interior y exterior de las herramientas, recolectar los fluidos en condiciones fluyentes y permitir la recuperación de las herramientas cuando se presenten problemas de pegaduras. Algunos componentes adicionales se agregan, en casos de pozos marinos, para permitir la compensación de movimientos y para sacar la sarta en casos de emergencia. A continuación se describen los principales componentes de fondo utilizados para realizar una prueba:



**Figura 2.17.** Esquema con simbolizaciones de algunas herramientas de DST.

### 2.3.5.1. Sarta de tuberías (*tubing*)

La sarta de tuberías de perforación o de producción es utilizada como medio de conducción o ducto para el flujo hasta la superficie de los fluidos a producir.

Aquí mostramos dos tipos de tuberías que utilizamos en pruebas DST en pozos de gas, estas tuberías son comúnmente utilizadas por su sello metal-metal, que permiten una mejor prueba evitando problemas de fugas por presión de colapso.

La tubería Tenaris Hydrill PH6 tiene 3 sellos lo que permite un sello más hermético.



**Figura 2.18.** Tubería Tenaris Hydrill Wedge 553 (izquierda) y la tubería Tenaris Hydrill PH6 (derecha).

### 2.3.5.2. Lastrabarrena

Son los elementos tubulares auxiliares para aplicar peso a la sarta.



**Collares de perforación clásicas**



**Collares de perforación espiral**

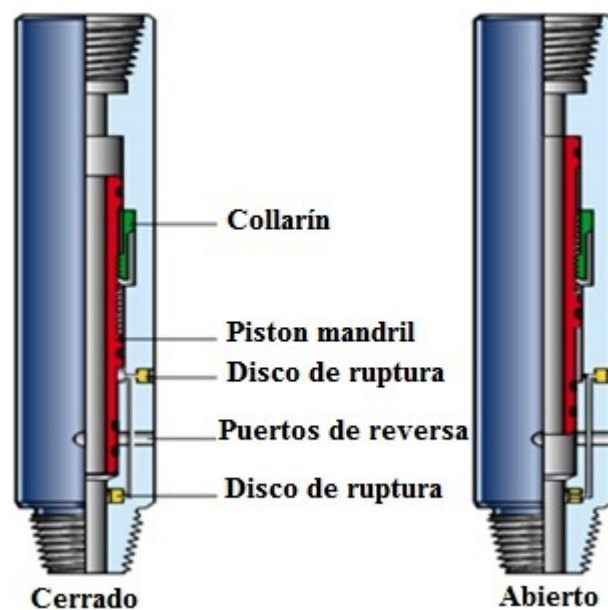
**Figura 2.19.** Collares de perforación o lastrabarrenas.

### 2.3.5.3. Válvula de Circulación y Reversa

Es el componente de la sarta que proporciona un medio para eliminar los hidrocarburos producidos que se quedan en la sarta de tuberías antes de retirar la sarta DST del pozo, el fluido de completación es bombeado por el anular y luego ingresa por la válvula de reversa a la sarta de DST eliminando los hidrocarburos almacenados en la sarta DST producidos durante la prueba. Puede contener uno o más puertos de circulación. Se corre en el pozo con los puertos en la posición cerrada, y permanece así hasta que se recolectan todos los datos requeridos de la prueba. Cuando se abren los puertos, proporciona una comunicación entre el espacio anular y la sarta de tuberías (o *tubing*). Esta comunicación, durante la recuperación de las herramientas, es importante para:

- Circular y acondicionar el sistema de lodo.
- Prevenir reventones.
- Servir de lubricación cuando se presente una pegadura por presión diferencial.

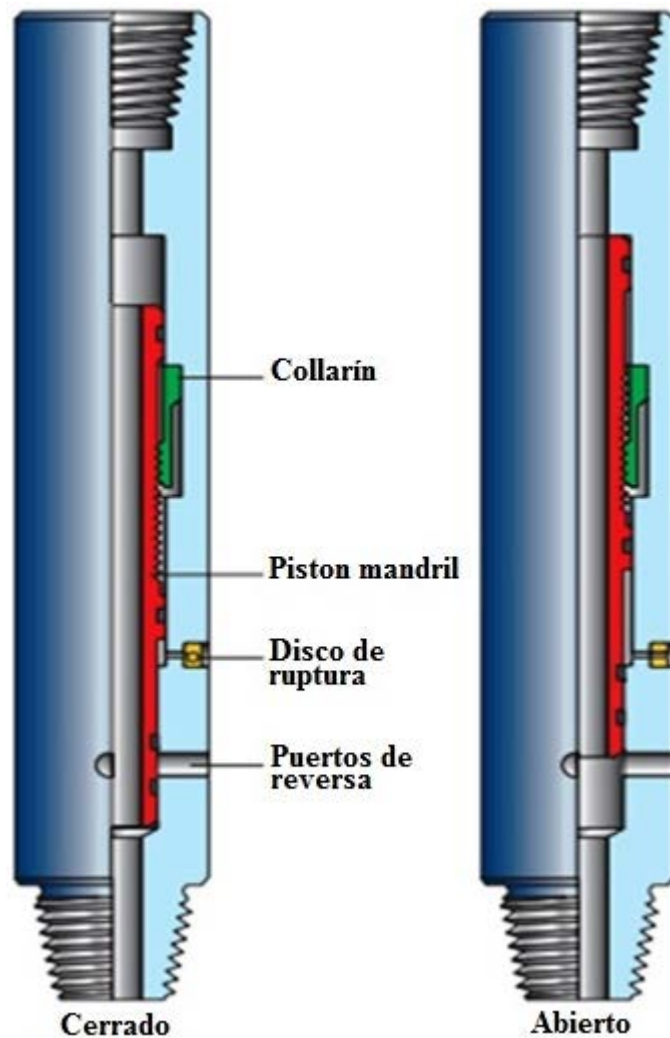
Los puertos se pueden operar mediante la aplicación de presión en el espacio anular en pruebas DST en pozos revestidos. Schlumberger tiene dos válvulas reversa SHRV-F y SHRV-T. Esta última también se puede activar aplicando presión por el tubería o por anular.



**Figura 2. 20.** Válvula de circulación-reversa de sobrepresión hidrostática de una sola operación que se puede activar presurizando el anular o el *tubing*.



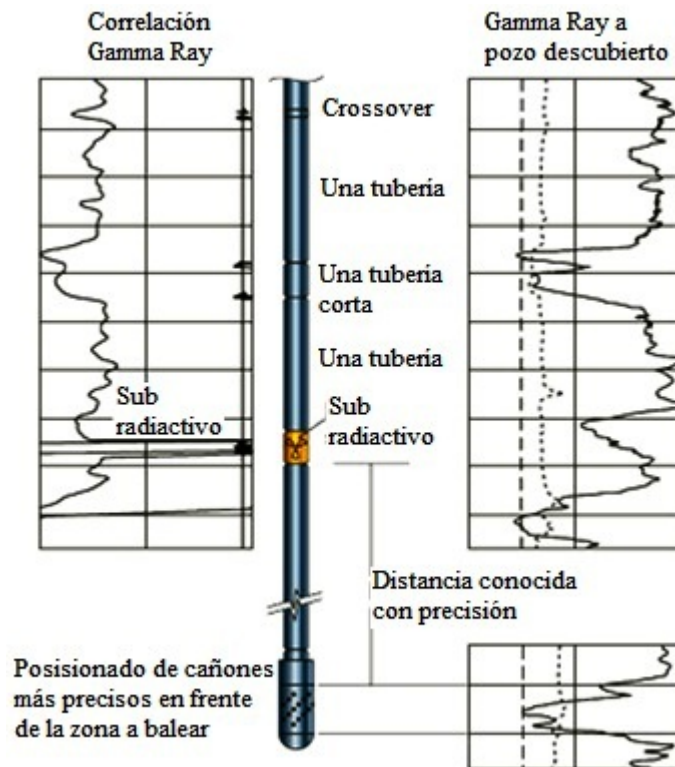
La válvula de Circulación Reversa de sobre presión hidrostática de una sola operación (*Single-shot hydrostatic overpressure reversing valve*, SHRV). Se bombea el fluido de completación presurizando el espacio anular para romper el disco de ruptura, luego la presión del espacio anular desplaza el mandril hacia arriba para descubrir los puertos de reversa bloqueados permitiendo retirar los fluidos producidos durante la prueba que quedan en la tubería. Un seguro mantiene la herramienta cerrada hasta que se rompe el disco de ruptura, este seguro también lo mantiene abierto.



**Figura 2.21.** Válvula de circulación reversa de una sola operación (SHRV).

#### 2.3.5.4. Sub Radiactivo

Nos da un punto exacto de la ubicación de la sarta de prueba durante operaciones de baleo. El registro de rayos gamma es utilizado a través de la tubería para correlacionar la profundidad del sub marcador radiactivo el cual nos permite saber a qué profundidad se encuentra nuestras herramientas tanto de DST y TCP. Los sub radiactivos pueden incluir uno o dos *pip tag radiactivo*.



**Figura 2.22.** Correlación del BHA de DST con el sub radiactivo.



**Figura 2.23.** Sub radiactivo.

### 2.3.5.5. Válvula de Prueba de Fondo de Pozo

Este componente se utiliza para regular los períodos de flujo y de cierre durante la prueba. Se opera ya sea por aplicación de peso a la sarta, rotando la tubería o bien, aplicando presión en el espacio anular.

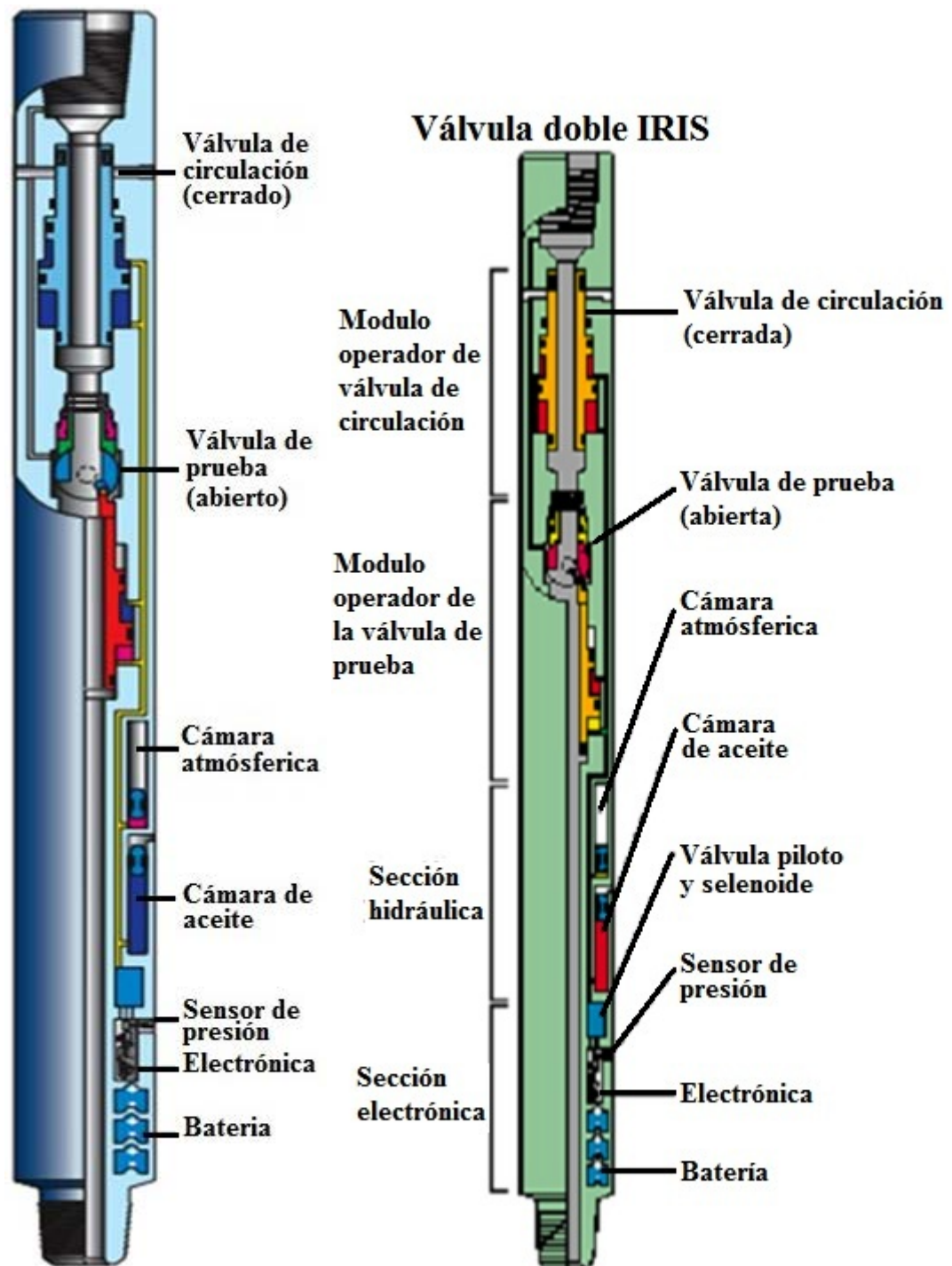
Situado por encima del empacador en la sarta de DST, la válvula de prueba:

- Proporciona un método de control de pozo cerca de la formación.
- Cierra el pozo en el fondo de pozo para minimizar los efectos de almacenamiento del pozo.
- Aísla el anular de la tubería mientras se corre la sarta en el pozo.

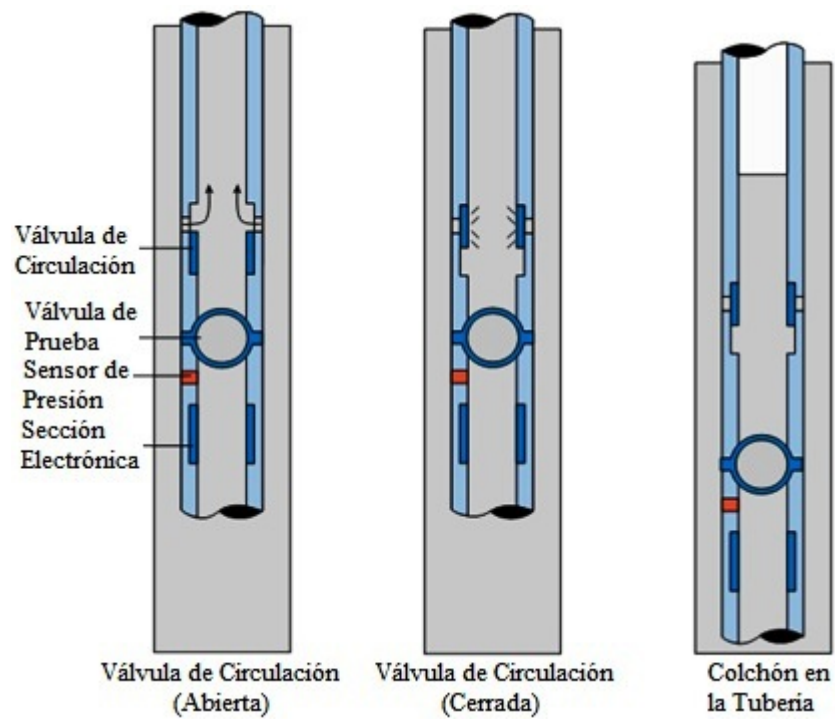
Después de que el empacador es fijado y sellado recién se abre la válvula de prueba y los hidrocarburos producidos fluyen a superficie. Esto sólo ocurrirá si  $P_c < P_f$ .

Donde  $P_c$  es la presión de colchón y  $P_f$  es la presión de la formación.

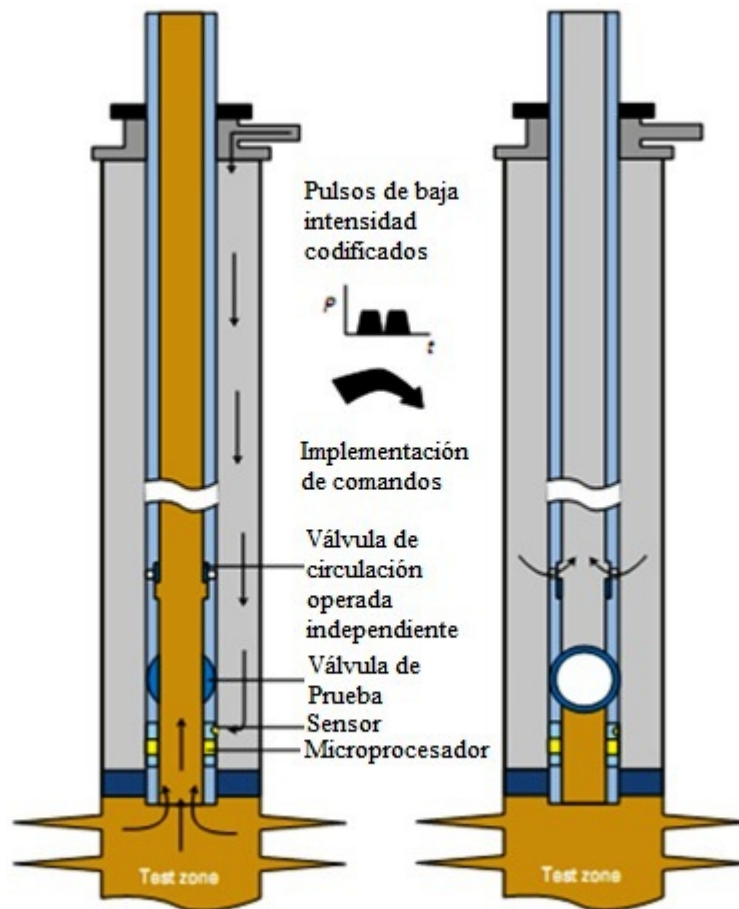
A continuación se muestra la herramienta de doble válvula con el sistema IRIS (*Intelligent Remote Dual Valve*, IRDV). Esta herramienta tiene una válvula de prueba y una válvula de circulación multi-cíclica las cuales pueden ser cíclicas de forma independiente o secuencial para mayor flexibilidad. El IRDV es controlada en base a microprocesador electrónico y utiliza la presión hidrostática como una fuente de energía mecánica para operar la herramienta. Utilizando bombas de perforación, los comandos son enviados como pulsos de presión de baja intensidad en el espacio anular. Estos pulsos son detectados por un sensor de presión (transductor) y transmite esta información al microprocesador en fondo de pozo, el cual reconoce y diferencia los pulsos enviados, y envía las órdenes a través del sistema electrónico el sistema hidráulico para operar la válvula de prueba y de circulación.



**Figura 2.24.** A la izquierda se observa las partes de la herramienta IRDV. A la derecha se observa las cuatro secciones principales de la IRDV, la válvula de circulación, la válvula de prueba, la sección hidráulica (manejado por la electrónica distribuye la presión hidráulica a las válvulas) y la sección electrónica.



**Figura 2.25.** Válvula de circulación-reversa de la IRDV.



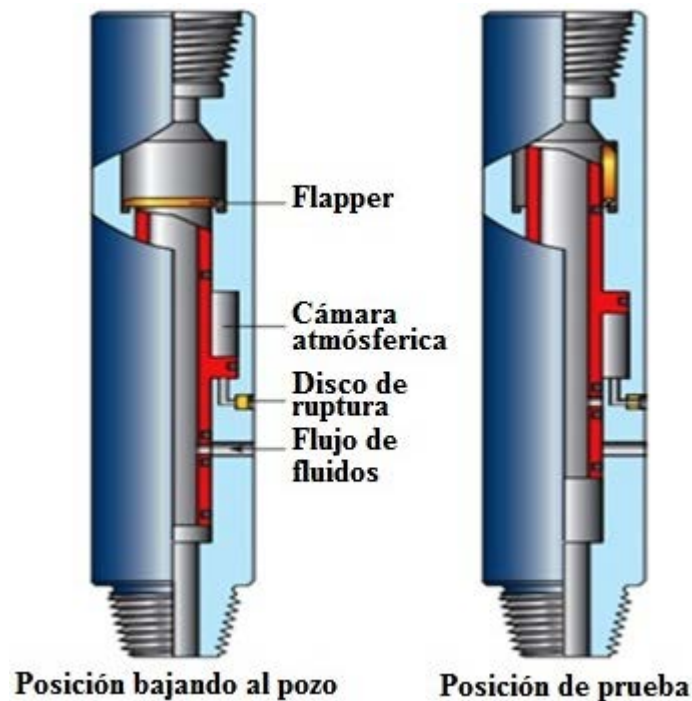
**Figura 2.26.** Válvula de prueba de la IRDV.

### 2.3.5.6. Válvula de Prueba de Tubería

Esta válvula es un componente de la sarta, que se baja en la prueba o previo a la prueba para probar la hermeticidad o integridad de la sarta de tuberías, donde se identificara que no haya fugas y las herramientas estén herméticamente enroscadas o unidas.

La válvula de llenado y prueba de la tubería (*Tubing-Fill Test Valve*, TFTV) es una herramienta que permite llenar y probar a presión la tubería mientras esta se corre en el pozo. Cuando la sarta es bajada al pozo el fluido ingresa a la tubería a través de los puertos de bypass de la TFTV. El fluido que ingresa crea una presión diferencial entre el anular y la tubería que levanta el *flapper* (válvula *check*, abre en una sola dirección) y permite que la tubería se llene.

La sarta de tuberías puede ser probada a cualquier profundidad presurizando el fluido dentro de la tubería contra la válvula *flapper*.



**Figura 2.27.** Válvula de prueba de la tubería(TFTV).

Cuando la sarta esta en profundidad y una vez realizada la prueba de hermeticidad de las tuberías, se aplica presión en el espacio anular para romper el disco ruptura causando que el flapper se quede totalmente abierto, entonces la válvula se comporta como una tubería.

### 2.3.5.7. Martillo hidráulico

El martillo hidráulico se usa cuando el empacador o los cañones se quedan atascados. Esta herramienta proporciona un golpe(fuerza de impacto) ascendente a la sarta para ayudar a liberarla en el caso de que ésta llegue a atascarse en el pozo durante el desarrollo de la prueba. Este proceso se puede repetir hasta que la sarta este libre.

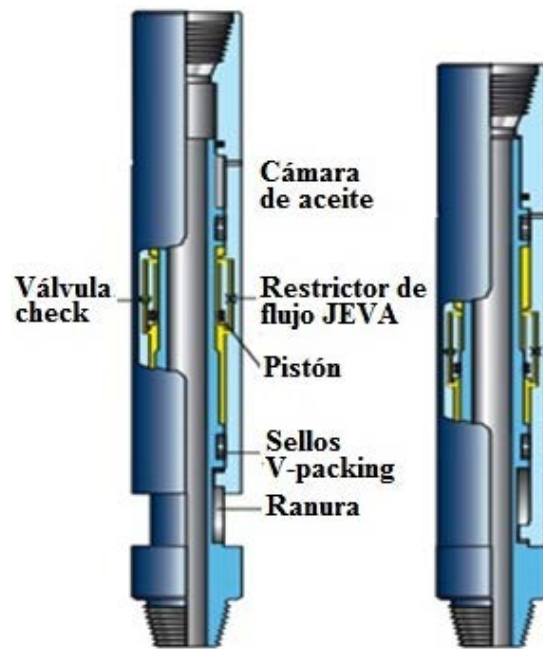


Figura 2.28. Partes del martillo hidráulico (JAR).

Esta herramienta consta de dos partes: una camisa o *housing* conectado a las herramientas libres y un mandril unido a las herramientas atascadas. La camisa se puede mover hacia arriba y hacia abajo con respecto al mandril, pero no puede girar permitiendo dar torque a la sarta. Esta herramienta tiene una cámara de aceite entre el *housing* y el mandril, el cual se separa en dos partes por un restrictor de flujo y una válvula *check*.

Si la sección inferior se atasca, se recoge la sarta hacia arriba con una sobre tracción (poniendo la sarta y el martillo bajo tensión). El aceite se mueve lentamente desde la cámara superior hasta la cámara inferior a través del limitador de flujo y la válvula *check*. Cuando esto ocurre, el *housing* se mueve hacia arriba rápidamente, y se produce una descarga grande hacia arriba para ayudar a liberar la sarta de herramientas del pozo.

### 2.3.5.8. Junta de seguridad

Permite que la parte superior de la sarta (por encima del empacador) sea recuperado si el empacador o las uñas se quedan atascados y el martillo es inoperante. Las juntas de seguridad son operadas por la manipulación del tubo (reciprocidad y rotación). Existen diferentes mecanismos para accionar las juntas de seguridad. Algunas se utilizan mediante una rotación a la izquierda, mientras que otras tienen una rotación normal a la derecha.

La junta de seguridad (SJB) de Schlumberger permite la liberación rápida de la sarta de prueba cuando el empacador, o algo por debajo del empacador se atascan. Se posiciona en la parte superior del empacador y se ensambla dando torque a la derecha como el resto de la sarta. El SJB se desactiva con torque a la izquierda. El torque a la izquierda se controla mediante unos pasadores de seguridad. Un anillo de ajuste evita que el torque a la derecha actúe sobre el pasador de seguridad y se libere la sarta. La junta se puede reenganchar mediante la aplicación de peso y girando lentamente a la derecha.

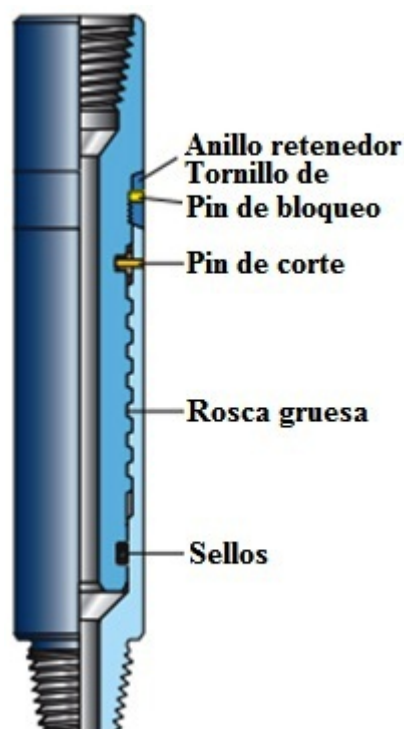


Figura 2.29. Partes de la junta de seguridad (SJB).



### 2.3.5.9. Empacador

Su función principal es aislar la formación del anular. Los componentes principales de cualquier empacador son los elementos de sello, un mecanismo para mantener el empacador fijo en un lugar específico y ser un pasaje para transportar los fluidos. Las diferencias entre los empacadores incluye cómo estos son fijados (por compresión o inflación) y si son permanentes o recuperables.

El empacador utiliza unas gomas como elementos de sello. El tipo de goma depende de la aplicación específica. Cuando se aplica peso a la sarta, el ensamble del empacador se mueve descendentemente, comprimiendo las gomas contra las paredes del pozo. Mientras se mantiene el peso, se obtiene el sello requerido. Las uñas son los elementos que fijan el empacador a la profundidad especificada.

El empacador *Flex-Pac* (FLXP) es un empacador sentado por un mecanismo de compresión, es un empacador recuperable. Este empacador tiene tres secciones principales: los bloques de arrastre y el conjunto de uñas, los elementos de sello (gomas) y el sistema de bypass. Los bloques de arrastre tienen unos resortes que hacen que estos bloques estén en contacto con la pared del casing mientras el empacador es corrido en el pozo. El fluido del espacio anular pasa por el bypass que están por encima y por debajo de las gomas para que el empacador no se atasque cuando se baja o retira la sarta de DST para evitar problemas de suaveo o surgencia.

Mientras se baja en el pozo, el empacador se encuentra en la posición de seguridad. Siempre y cuando el J-pin permanece en esta posición, el empacador no se puede anclar. Para anclar el empacador, se requieren los siguientes movimientos:

1. Levantar la sarta, esto mueve el J-pin a la parte inferior de la ranura en J.
2. Girar la sarta un cuarto de vuelta hacia la derecha, el pin se mueve a la parte inferior de la ranura J. En la superficie se requiere más giros, la norma es 1 vuelta por cada 3.000 pies en un pozo recto.
3. Aplicarle peso al empacador. El requerimiento de peso es de aproximadamente 1 tonelada por cada pulgada del tamaño nominal del empacador (por ejemplo, para un empacador de 7 pulgadas se requiere un mínimo de 7 toneladas). El J-pin está en el lado de fijación de la ranura en J, y el mandril se desplaza más abajo con respecto a los bloques de arrastre.

En este punto algunas partes de la herramienta han cambiado de posición:

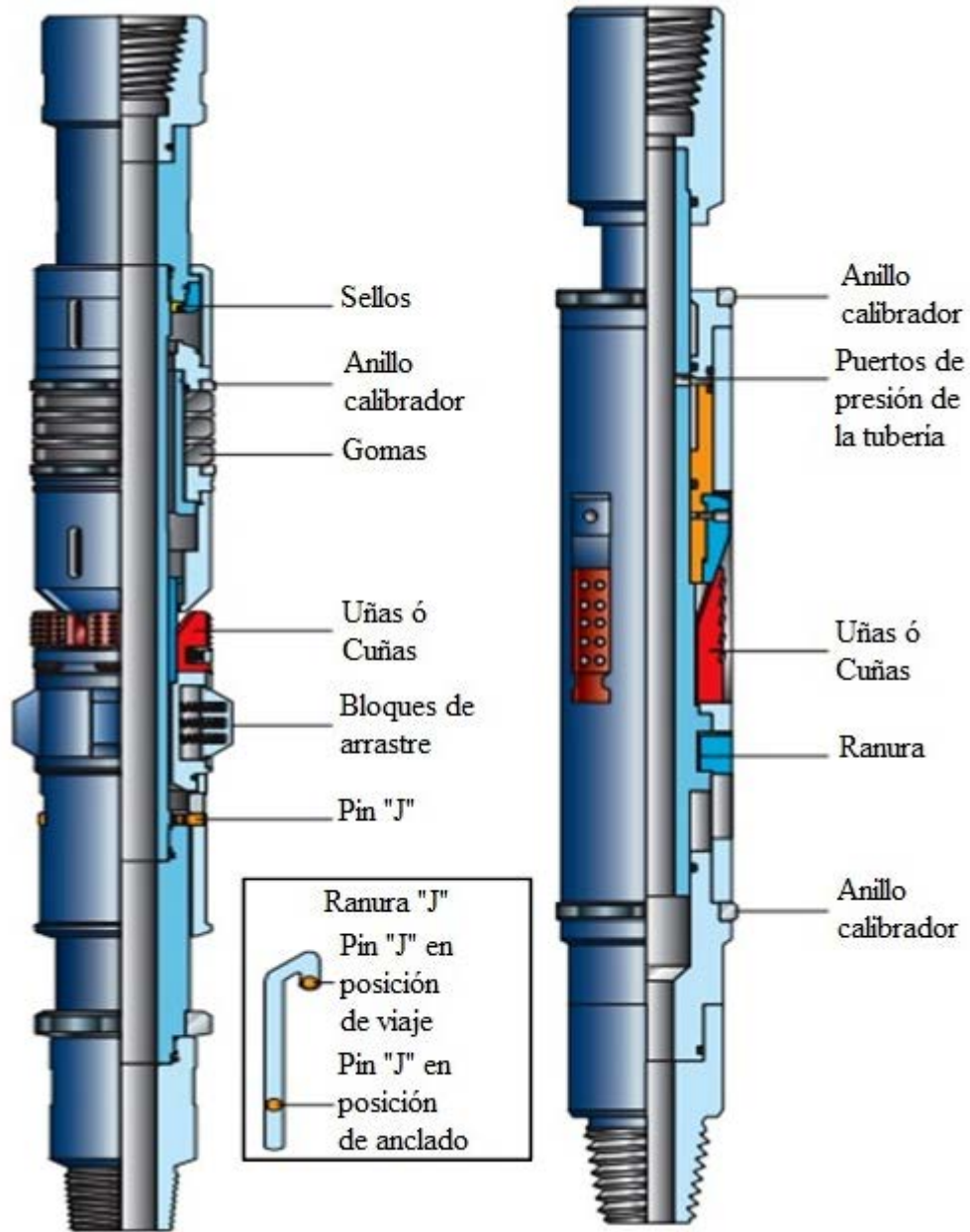
1. El By pass se cierra.
2. El cuerpo de la herramienta desciende y empuja las uñas contra de la pared del casing, las uñas ahora soportan el peso de la sarta.
3. La aplicación continua de peso comprime las gomas contra la pared del casing y mantiene el bypass cerrada durante todo el DST.

Al final de la prueba, simplemente al levantar la sarta se abre el By pass, se igualan las presiones y se libera el empacador.

La herramienta *Flex-Pac hold down* (FLXH) es una herramienta que complementa el FLXP. El FLXH previene que la sarta se mueva hacia arriba por el resultado de las fuerzas hidráulicas debajo del empacador durante la estimulación o cuando se activa la cabeza de disparo.

Cuando la presión en el tubing es mayor que la presión en el anular, el pistón baja y las uñas se abren anclándose en las paredes del casing. Los insertos de carburo de tungsteno en las uñas retienen eficazmente la fuerza hidráulica hacia arriba que resulta del diferencial presión a través del empacador.

Cuando la presión en el anular es mayor que en el tubing el pistón sube y retrae las uñas.



**Figura 2.30.** A la izquierda se observa el “*Flex-Pac*” (FLXP) y a la derecha el “*Flex-Pac hold down*” FLXH.

### 2.3.5.10. Registradores de presión y temperatura

La función principal de las memorias es registrar la presión y la temperatura de fondo de pozo en función del tiempo. Diferentes tipos de sensores están disponibles, incluidos los sistemas mecánicos y electrónicos, y al menos uno es corrido normalmente en una sarta. Estas memorias pueden ser bajadas en los porta memorias o se colocan en el interior de la tubería, tubería de perforación o collares de perforación.

A continuación se muestra la herramienta DGA, el cual transporta las memorias que registran la presión o temperatura de fondo de pozo.

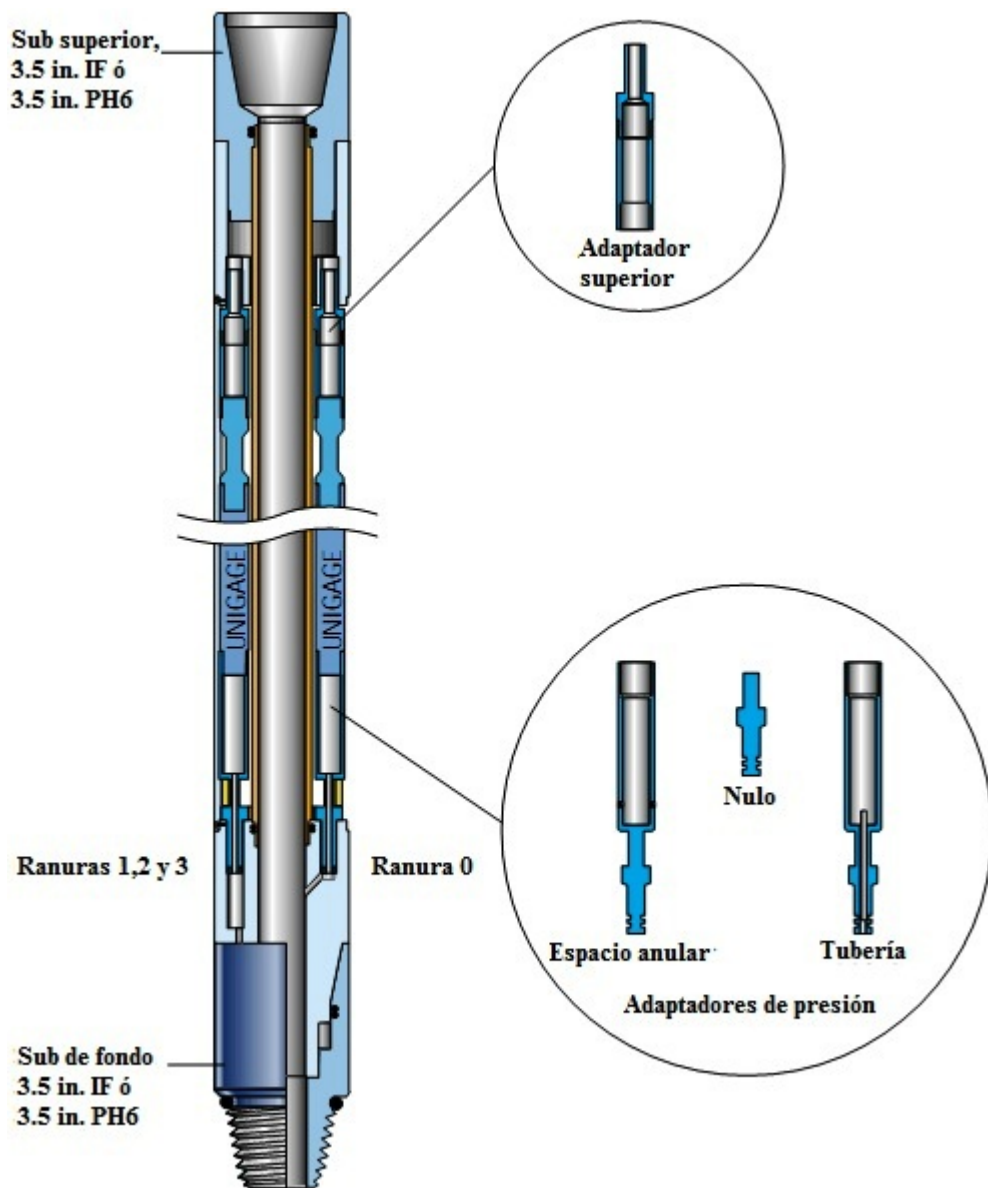


Figura 2.31. Porta sensores DGA.

El DGA puede transportar cuatro sensores como los sensores de cuarzo, sensores CQG o sensores de presión UNIGAGE.



**Figura 2.32.** Sensor UNIGAGE.

A continuación se muestra dos tipos de sensores:

#### **Sensor CQG de cristales de cuarzo**

Los medidores de cristales de cuarzo CQG proveen una resolución exacta sin precedentes de las mediciones de fondo de pozo. La tecnología exclusiva del sensor CQG permite tomar mediciones de alta calidad de presión y temperatura en el mismo punto, con el mismo cristal de cuarzo para proveer una óptima caracterización del reservorio.

Estos medidores ofrecen altas tasas de datos de muestreo, amplia memoria y una batería de larga duración te garantiza la más alta calidad de las mediciones con precisión.

El sensor CQG está equipado con un oscilador de modo dual, que permite que un solo cristal registre la presión y la temperatura.



**Figura 2.33.**El sensor CQG (izquierda)y el sensor de Cuarzo (derecha).

### **Sensores de Cuarzo**

Estos sensores de cuarzo proporcionan de forma coherente mediciones de presión en cualquier ambiente. Captan con precisión mediciones de alta resolución para una mejor cuantificación de las propiedades del reservorio para permitir pruebas de confianza a través de la vida del pozo.

Los medidores versátiles de cuarzo están diseñados para ambientes hostiles del fondo de pozo. Calificado para 30000 psi y 410°F, son los más robustos medidores HPHT. Incluso en condiciones extremas de funcionamiento, los medidores proporcionan mediciones confiables que permiten al operador ver más allá de la zona cercana al pozo, identificar las características detalladas del reservorio, y detectar las bajas fluctuaciones de presión que pueden afectar significativamente a los planes de desarrollo de campo.

Los medidores de cuarzo son diseñados para incorporar las mejores tecnologías, combinando propiedades electrónicas para mejorar la resolución.

### 2.3.5.11. Juntas de expansión o deslizamiento

Las juntas de expansión se agregan a la sarta para compensar los movimientos de las plataformas y mantener un peso constante sobre la sarta mientras ésta se corre en el pozo. Actúa también como un medio mecánico para compensar la contracción y dilatación de la sarta por efectos de la temperatura y presión durante la prueba, como cuando los fluidos fríos son inyectados en el pozo o cuando el pozo produce fluidos de reservorio con altas temperaturas. Si no hubiera compensación de la contracción podría desanclar el empacador o causar que la sarta se dilate y se rompa, mientras que la expansión puede causar que la sarta se tuerza o se doble severamente.

Generalmente se colocan por arriba de la sarta de prueba y de los lastrabarrenas; y por debajo de la tubería de la sarta. Al menos dos juntas de expansión se corren normalmente.

A continuación se muestra la herramienta de expansión “Slip Joint, (SLPJ)”. Los principales componentes de una junta de expansión es un alojamiento exterior (housing) y un mandril de movimiento interno. Este tiene unas ranuras sobre el mandril que permiten que se mueva hacia arriba y abajo, con respecto al alojamiento, pero que no rote, por lo que la junta de expansión puede transmitir torque.

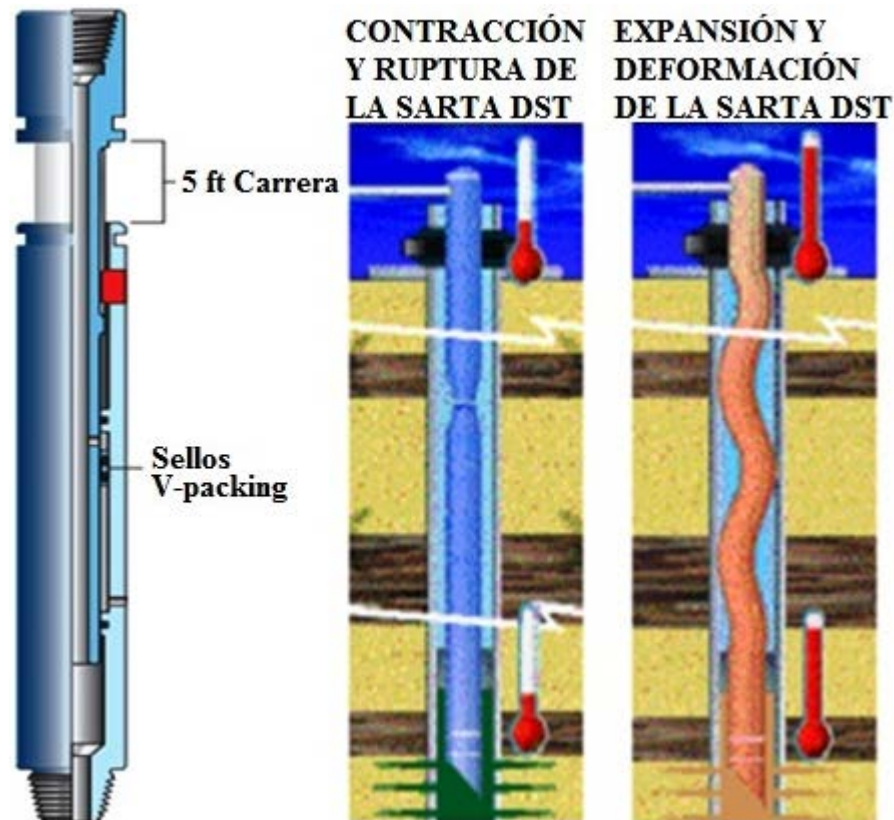


Figura 2.34. Junta de expansión y algunos problemas de la sarta DST.

Una junta típica de expansión tiene 5 pies de carrera (diferencia entre la máxima y la mínima longitud). El número total de juntas de expansión dependerá de las condiciones del pozo y del tipo de operación. Por regla se asume que por cada 10000 ft se utilice tres juntas de deslizamiento. Para pruebas donde se planea inyectar o estimular el frío asociado puede causar una larga contracción en la sarta y se recomienda el uso de cuatro a cinco juntas de expansión.

#### 2.3.5.12. Válvula de Seguridad en Fondo de Pozo

La válvula de seguridad tipo flapper de bombeo directo PFSV, es una válvula de seguridad que se encuentra totalmente abierta cuando se corre en el pozo. Se baja abierta y se cierra permanentemente cuando se rompe el disco de ruptura. Esta herramienta tiene un mandril de funciona presurizando la tubería y se traba en posición abierta para impedir el cierre prematuro. Una vez que se rompe el disco, se aplica presión hidrostática al mandril. Éste se desplaza hacia arriba contra la cámara atmosférica, dejando libre el flapper operado por un resorte. Cuando se bombea fluido dentro de la tubería, el flapper deja su asiento y permite matar el pozo.

Proporciona un medio confiable de cierre del pozo y permite bombear fluidos hacia la formación, cualquiera que sea la presión de la tubería o del espacio anular por encima de la válvula.

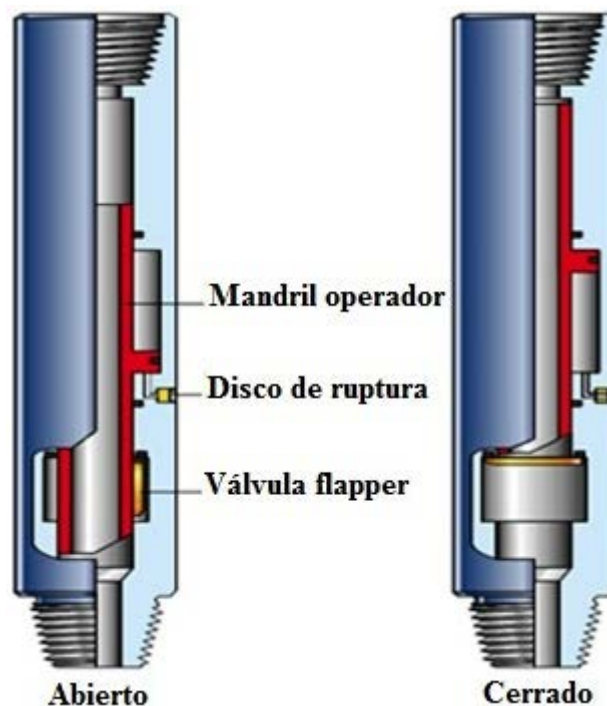


Figura 2.35. Válvula de seguridad PFSV y sus partes.



### 2.3.5.13. Porta Muestreador de fondo de Pozo

La herramienta SCAR es un porta muestreador que permite que las muestras se recojan los fluidos del reservorio de forma más segura y confiable (muestras representativas), las muestras se recogen directamente de la corriente de flujo para eliminar que se contaminen, es decir, se mezcle con fluidos que han perdidos las características del reservorio (Presión y temperatura).

Las muestras son capturadas de forma individual o secuencial, y cada muestreador tiene una carga de gas (nitrógeno) independiente para asegurar que cada muestra se mantenga con las condiciones del reservorio, es decir, mantiene la muestra a la presión del reservorio o por encima de la presión reservorio. El SCAR puede llevar internamente hasta 8 muestreadores independientes no reactivos.



Figura 2.36. Portamuestreador SCAR.

### 2.3.6. Equipo de Superficie (en la torre)

El equipo superficial requerido durante la ejecución de una prueba DST está previsto para controlar y dar seguridad a la prueba, para medir los gastos de flujo y disponer de los fluidos en superficie durante la prueba. A continuación se describen brevemente sus componentes principales.

#### 2.3.6.1. Cabeza de control de flujo

La cabeza de control es una combinación de un *swivel* y válvulas de control que se localizan en la parte superior de la sarta. La válvula permite el control del flujo en superficie; mientras que el *swivel* permite la rotación de la sarta en caso necesario para anclar los empacadores o para operar alguna herramienta en particular. Una cabeza de control dual es generalmente utilizada en los casos de tener altas presiones en los intervalos a probar o en el caso de los pozos marinos.

El cabezal de flujo ó *flowhead* de la empresa Schlumberger tiene:

- Una válvula maestra que permite aislar los equipos de superficie de la sarta de prueba de fondo de pozo.
- Una válvula de limpieza que permite introducir y recuperar herramientas de *wireline*.
- Una válvula de flujo permite el flujo de los fluidos del pozo. Usualmente esta válvula se opera con una consola hidráulica, permitiendo un cierre automático a larga distancia.
- Una válvula de matado usado para bombear fluido al pozo.
- Un *swivel* permite que la sarta se rote independiente del bloque principal del *flowhead*.
- Un sub elevador es usado para levantar la *flowhead* con los elevadores del equipo de perforación.

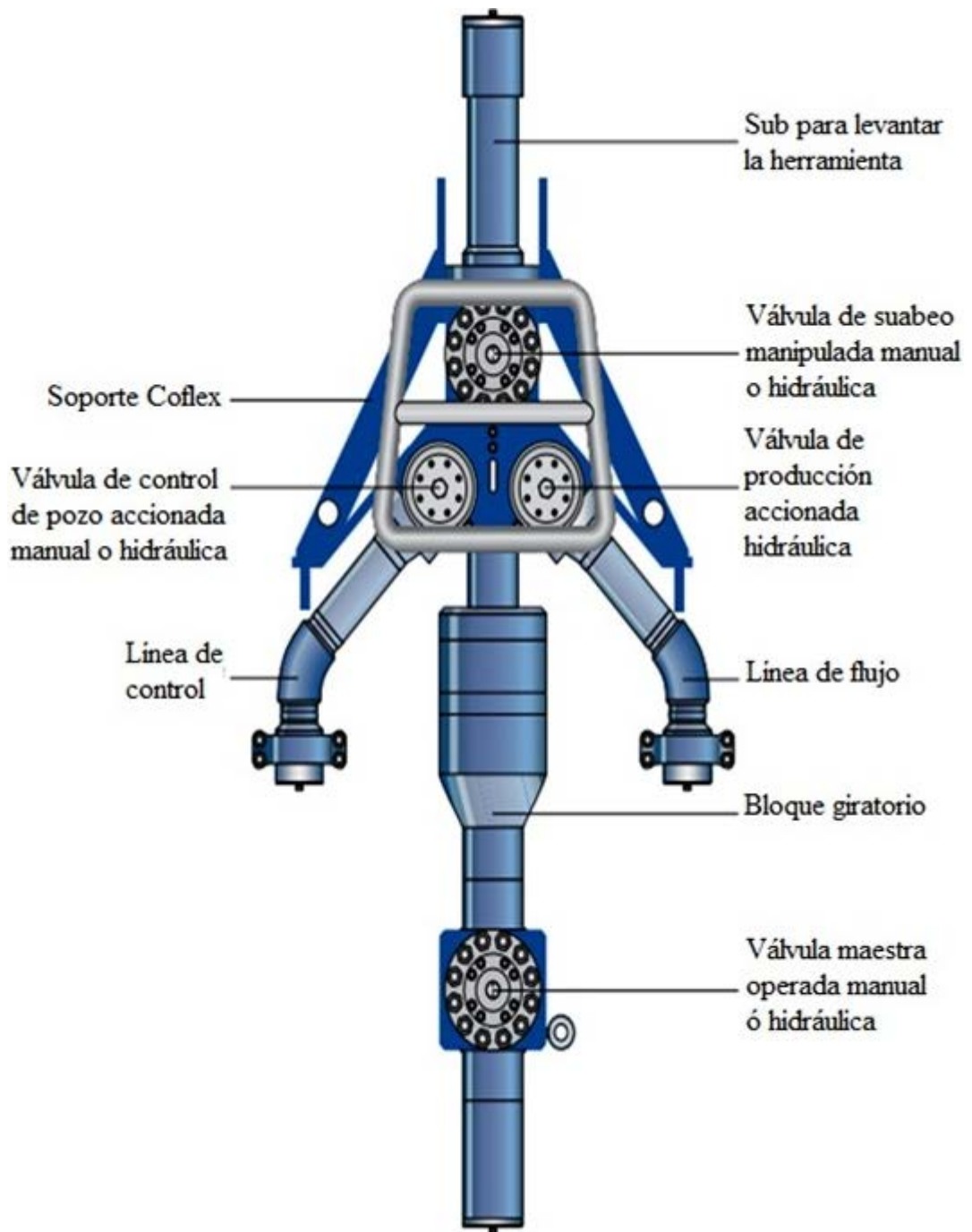


Figura 2.37. Cabezal de flujo ó *flowhead* y sus partes.

### 2.3.7. Sistemas de Disparo

Para poder establecer una comunicación con las zonas de petróleo y de gas no basta con abrir orificios en el revestidor de acero utilizando cañones y los métodos de transporte. El diseño de los disparos constituye una parte integral del planeamiento de la completación, en el que se tienen en cuenta las condiciones del reservorio, las características de la formación y las exigencias del pozo. La tecnología de disparo basada en las propiedades promedio de la formación y en el comportamiento de las cargas huecas se enfoca en las necesidades específicas.

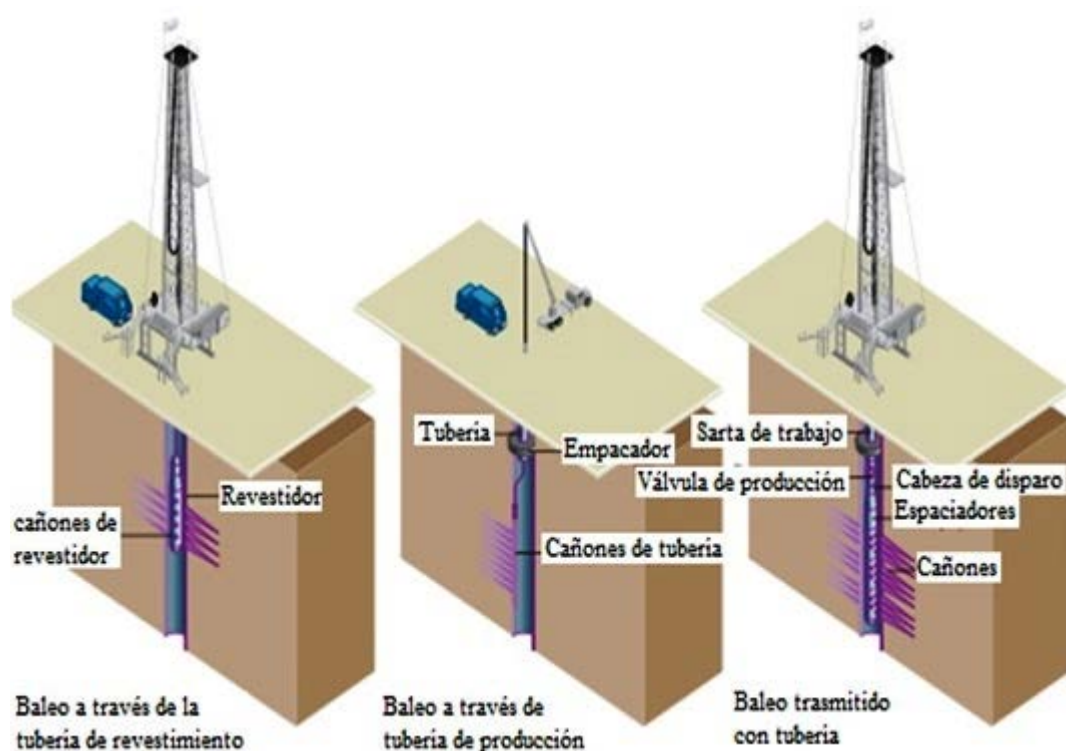


Figura 2.38. Tipos de baleo con tubería.

Se usa tubería de producción, sarta de perforación o tubería flexible, para trasladar cañones de disparo hasta la profundidad requerida. Inicialmente, esta técnica se desarrolló como un medio para trasladar la sarta de pistola o cañón con la tubería de producción y los cañones quedaban en el pozo hasta que se los retiraba durante el primer trabajo de remediación. La popularidad posterior de los pozos con grandes desviaciones y los pozos horizontales aumentó la necesidad de herramientas de disparo transportadas mediante tuberías de producción como el único medio de obtener acceso a la profundidad de disparo. A menudo se abrevia el término como TCP.

### 2.3.8. Perforación transmitido por Tubería (TCP)

El baleo transmitido por tubería (TCP) es uno de los métodos para comunicar la formación con el pozo. El diseño de la sarta de TCP permite el cañoneo de intervalos de grandes longitudes en una sola corrida utilizando alto bajo balance. Un TCP es el único medio de acceso a la profundidad de disparo en pozos altamente desviados y horizontales. EL sistema de TCP bajado en conjunto con DST permite controlar los fluidos de pozo fácilmente; además permite el monitoreo de la presión de fondo durante la prueba de pozo. La sarta de TCP puede ser recuperada o ser dejada como parte integral del completamiento de pozo.

La elección del diseño de la sarta DST varía dependiendo del tipo de completación: temporal, permanente o *workover* (servicio de pozo).

El Baleo con TCP muchas veces se baja solo sin una sarta de DST, en estos casos se les llama *Shoot & Pull*, en este caso solo se baja la sarta de TCP, un empacador, una marca radioactiva , una válvula de producción y posiblemente una válvula de seguridad de fondo de pozo. Un claro ejemplo de su aplicación son los pozos de la costa norte.

Ventajas:

- Brinda seguridad en la operación de pozos con H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, por tener tubería en el pozo al igual que tener instalado el cabezal del pozo.
- Se logran orificios limpios, profundos y simétricos, ya que permite utilizar cañones de mayor diámetro. Carga de alta penetración, alta densidad de disparo.
- Permite utilizar tubería de perforación, de producción o coiled tubing para dirigir los cañones a la profundidad deseada.
- Capacidad de cañonear 100% los intervalos propuestos en una sola corrida.
- Ajuste correcto de la diferencial de presión para la limpieza de los perforados del pozo.
- Permite hacer baleos de alto bajo balance, ajustando la cantidad de fluido que se ingresara en la tubería. Llenado parcial de la tuberías.
- Cañones diseñados con penetración de hasta 49” y densidad de 4 a 27 tiros por pie.

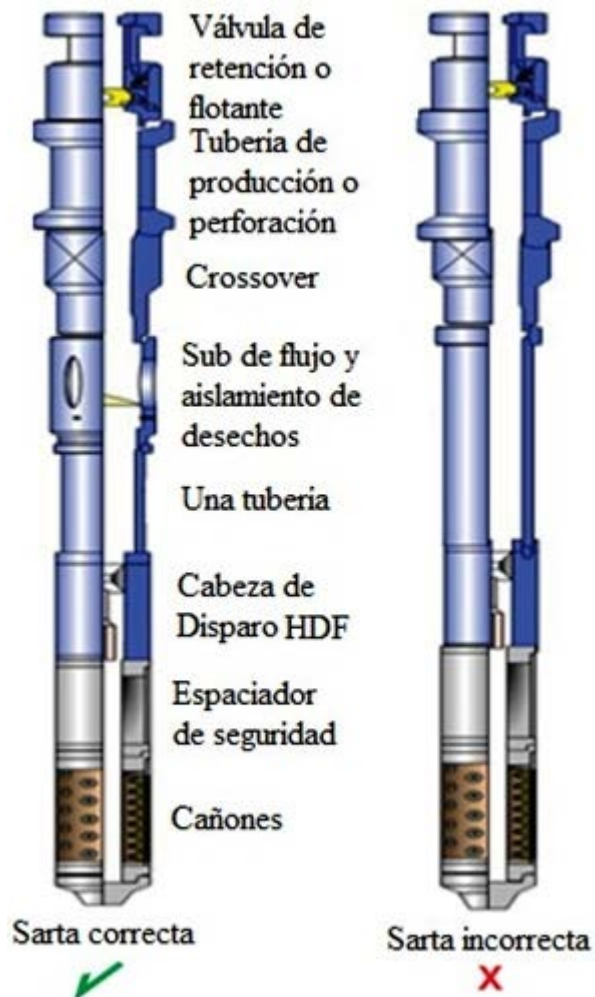
- Permite balear más de una zona en una sola corrida.

Desventajas:

- Mayor tiempo de ejecución de la actividad de cañoneo en comparación con otras técnicas.

La sarta de TCP se compone de las siguientes herramientas:

- Válvula de Producción. (Por ejemplo, Debris Sub o la DTRV).
- Cabeza de Disparo. (Por ejemplo, BHF, HDF y e-FIRE).
- Cañones. (5tpp, 8tpp, 10tpp o 20tpp).
- Tuberías o cañones espaciadores.



**Figura 2.39.** Selección de BHA de TCP.

### **2.3.9. Selección de Equipos de TCP**

La evaluación exacta de los medios de operación, los objetivos y las técnicas requeridas son necesarios para determinar la más segura y más eficiente técnica de TCP. Las condiciones no comunes o no estándares como las altas temperaturas y presiones de fondo de pozo, los largos tiempos de exposición, grandes desviaciones, pequeñas restricciones o un medio de H<sub>2</sub>S pueden requerir equipos y técnicas especiales.

La forma del reservorio y del tipo de completación son algunas condiciones que determinan la selección de varias opciones:

- El diámetro del revestidor y las características de la formación generalmente establece el tamaño de los cañones y el tipo de balas (cargas). (El software “SPAN” ayuda a seleccionar la mejor opción de cañones y balas (cargas)).
- La selección adecuada de los explosivos se basa en la máxima tiempo de exposición de los cañones o de la temperatura cerca al fondo del pozo.
- En algunos casos los requerimientos de la prueba de pozo afectan la elección de la cabeza de disparo, los accesorios y los cañones.
- Las características de la formación, junto con la seguridad y las consideraciones económicas determinan la cantidad de bajo balance y como es establecido.
- Conocer exactamente los diámetros internos de todos los componentes de la sarta así como las restricciones posibles son esenciales para elegir el sistema de disparo y la planificación para una posible pesca de las herramientas, posición de las herramientas o corrida de cortadores.

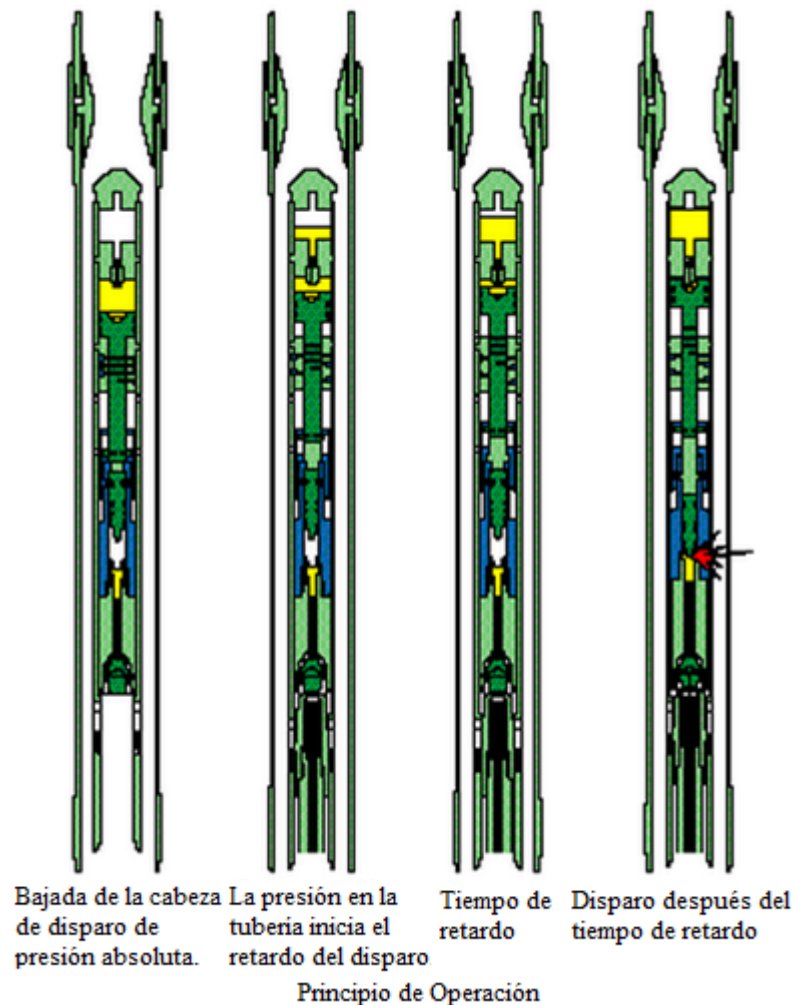
## 2.3.10. Herramientas de TCP

### 2.3.10.1. Cabeza de Disparo

Dispositivo mecánico o electrónico utilizado para detonar cargas de disparo transportadas mediante la tubería de producción, sarta de perforación, tubería flexible o línea de acero. Este término indica, por lo tanto, que este dispositivo no se inicia eléctricamente desde la superficie con un cable conductor. La cabeza de disparo mecánica consta de un detonador de percusión que recibe un golpe en el percutor. La cabeza de disparo electrónica funciona con baterías para iniciar un detonador eléctrico. Los sistemas de cabezas de disparo electrónica se utilizan con líneas de acero, tubería flexible y TCP.

Entre las más comunes en pruebas de pozo son:

- Cabeza de Disparo Hidrostático activada con una Barra (BHF)
- Cabeza de Disparo de retardo hidráulico (HDF)
- Cabeza de Disparo con Sistema Electrónico “eFire”.



**Figura 2.40.** Principio de activación de la cabeza de disparo TCF.



### 2.3.10.1.1. Cabeza de Disparo Accionada por Barra (BHF)

La cabeza de disparo BHF-C es una cabeza de disparo accionada por barra. La barra al golpear la camisa sostenedora, rompe el anillo sujetador y libera entonces los rodamientos (bolas) que aseguran al pin de disparo. Una vez liberado el pin la presión hidrostática actúa y desplaza al pin hacia el detonador iniciando así la secuencia de disparo. Es utilizada en pozos con desviaciones menores de 55° y es ideal para pozos verticales.

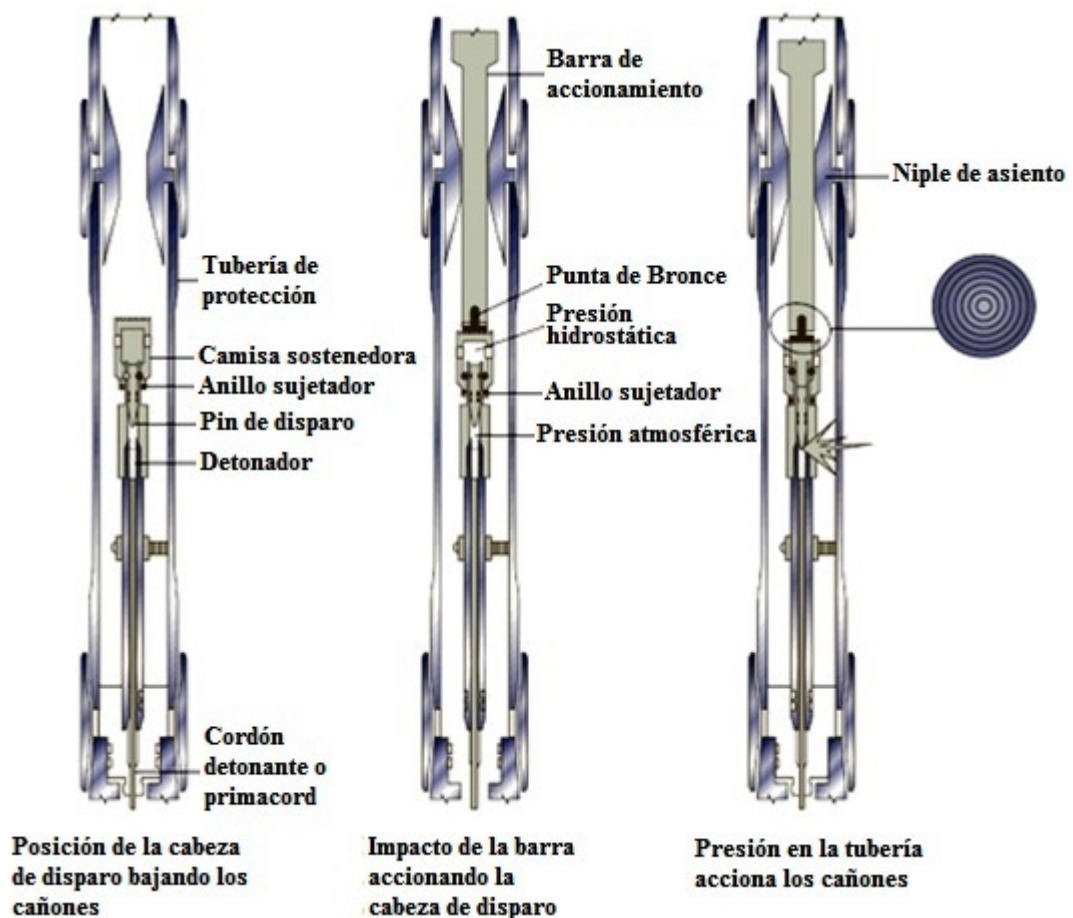
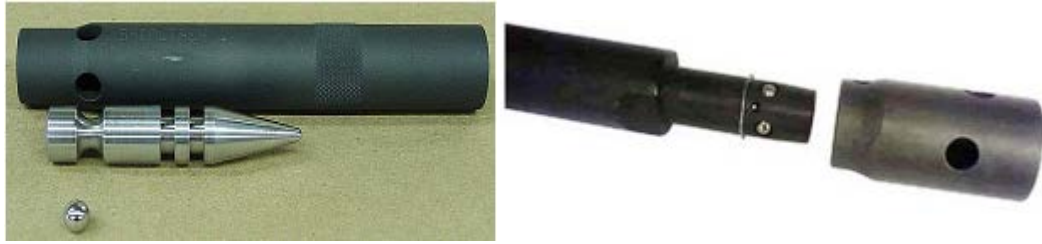


Figura 2.41. Partes de la cabeza de disparo BHF.

Aspectos Importantes:

- Simple y confiable.
- La barra solo tiene que cortar al anillo sujetador, la presión hidrostática empuja el pin hacia el detonador.
- La barra accionada posee una punta de bronce que da indicación del impacto.

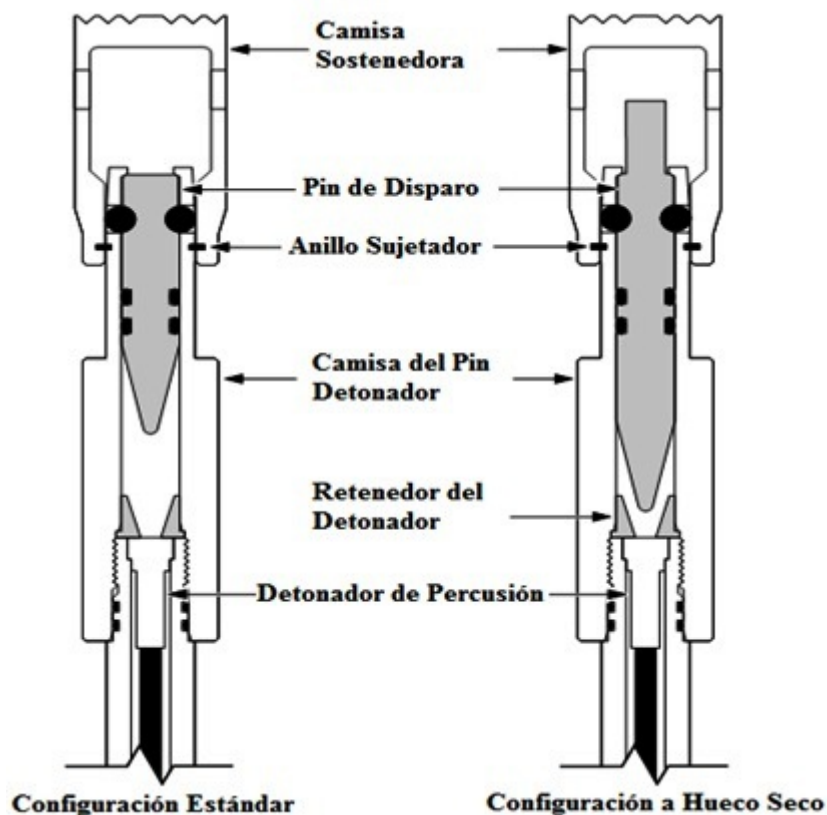


**Figura 2.42.** Partes de la cabeza de disparo: pin de disparo, la camisa del pin, los rodamientos o bolas y como este es introducida dentro de la camisa sostenedora.

Esta cabeza de disparo tiene dos configuraciones:

- Configuración Estándar.
- Configuración a agujero seco.

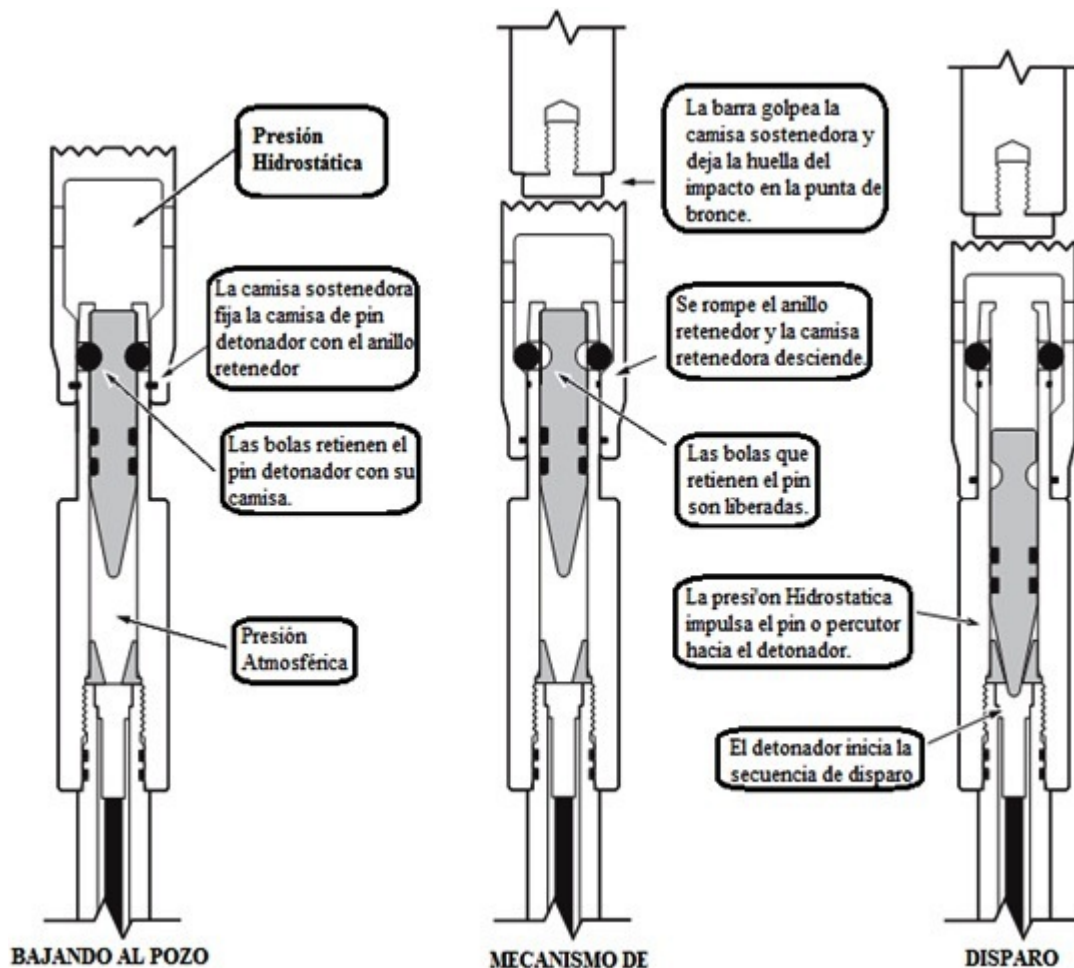
Ambos sistemas se basan en el impacto de una barra para iniciar la secuencia de disparo. El impacto de la barra libera el pin de disparo y la presión hidrostática impulsa el pin hacia el detonador de percusión. La mínima presión hidrostática a la que todos los detonadores inician el disparo es 500 psi.



**Figura 2.43.** Tipos de configuración de la cabeza de disparo BHF.

## Configuración Estándar

1. Este se corre en el pozo con la camisa sostenedora fijado a la camisa del pin detonador con el anillo retenedor. Las bolas retienen el pin detonador con su camisa.
2. El impacto de la barra corta el anillo de retención y mueve la camisa sostenedora hacia abajo.
3. El movimiento de la camisa retenedora hacia abajo libera las bolas.
4. La presión hidrostática que actúa sobre el pin obliga al pin descender moviendo las bolas hacia el exterior, liberando completamente el pin.
5. La presión hidrostática impulsa el pin hacia el detonador, iniciando la secuencia de disparo.



**Figura 2.44.** Procedimiento de disparo para la configuración estándar.

## Configuración a Hueco Seco

1. Este se corre en el pozo con la camisa sostenedora fijado a la camisa del pin detonador con el anillo retenedor. Las bolas retienen el pin detonador con su camisa.
2. El impacto de la barra corta el anillo de retención y mueve la camisa sostenedora hacia abajo.
3. El movimiento de la camisa retenedora hacia abajo libera las bolas.
4. La camisa retenedora golpea la parte superior del pin empujando el pin hacia abajo.
5. La camisa impulsa el pin hacia el detonador iniciando la secuencia de disparo.

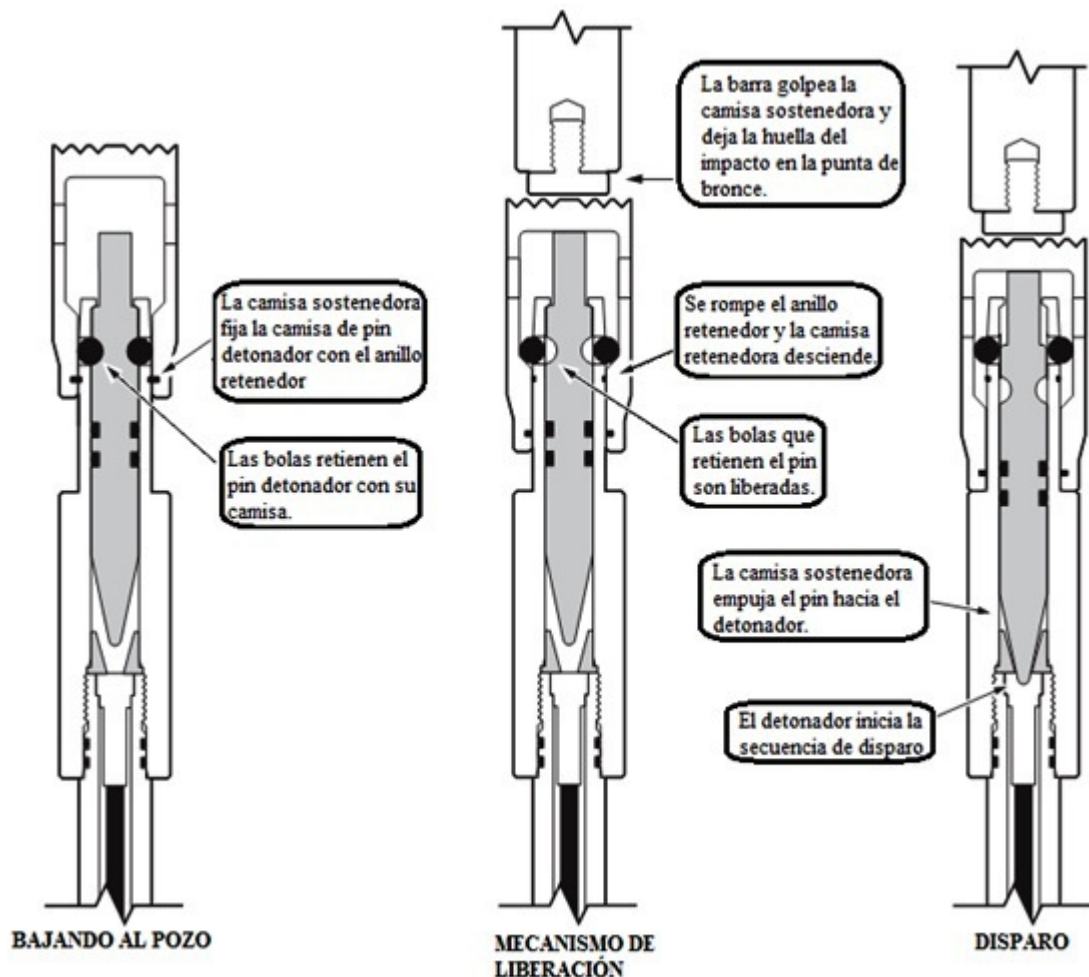


Figura 2.45. Procedimiento de disparo para la configuración a hueco seco.

La correcta ubicación de la camisa sostenedora y la selección de la correcta barra evitarán algunos problemas como se muestra en la figura siguiente.

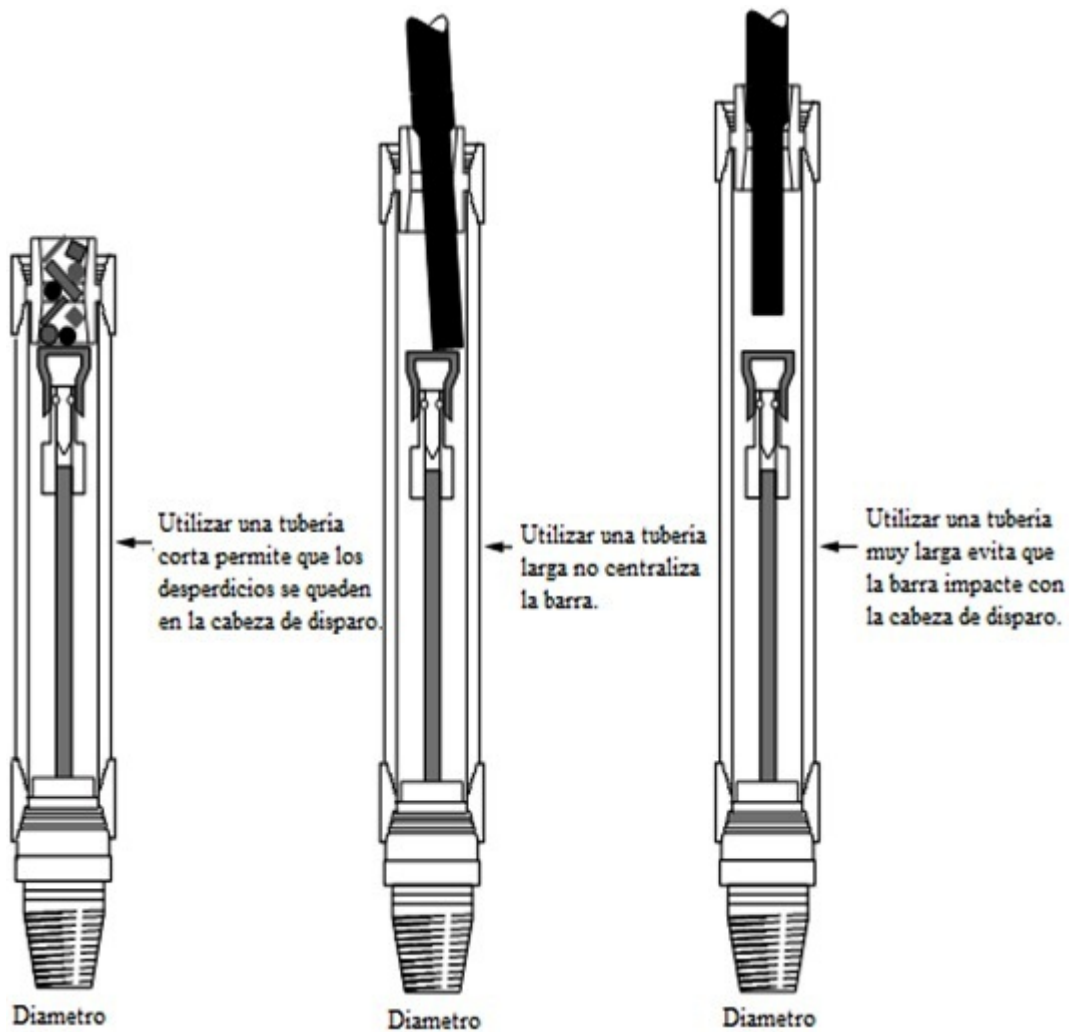


Figura 2.46. Fallas comunes al armar la cabeza de disparo BHF.

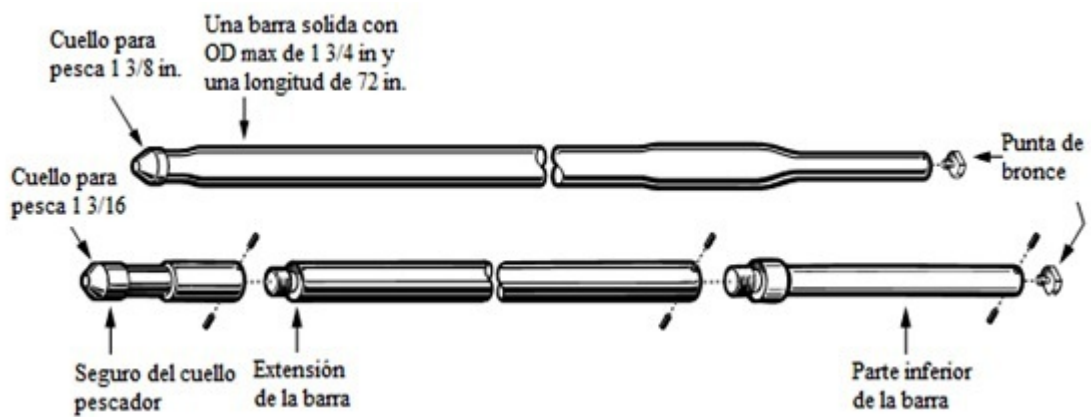


Figura 2.47. Los dos tipos de barra que se usan en la cabeza de disparo BHF.

### 2.3.10.1.2. Cabeza de Disparo Accionada por Presión Absoluta (HDF)

La cabeza de disparo HDF es una nueva generación de cabezas de disparo accionadas por presión absoluta inmune a los fluidos del pozo con alto contenido de sólidos. La cabeza de disparo de retardo hidráulico (HDF) es una cabeza de disparo accionado por presión absoluta provocado por la suma de la presión hidrostática y la presión aplicada.

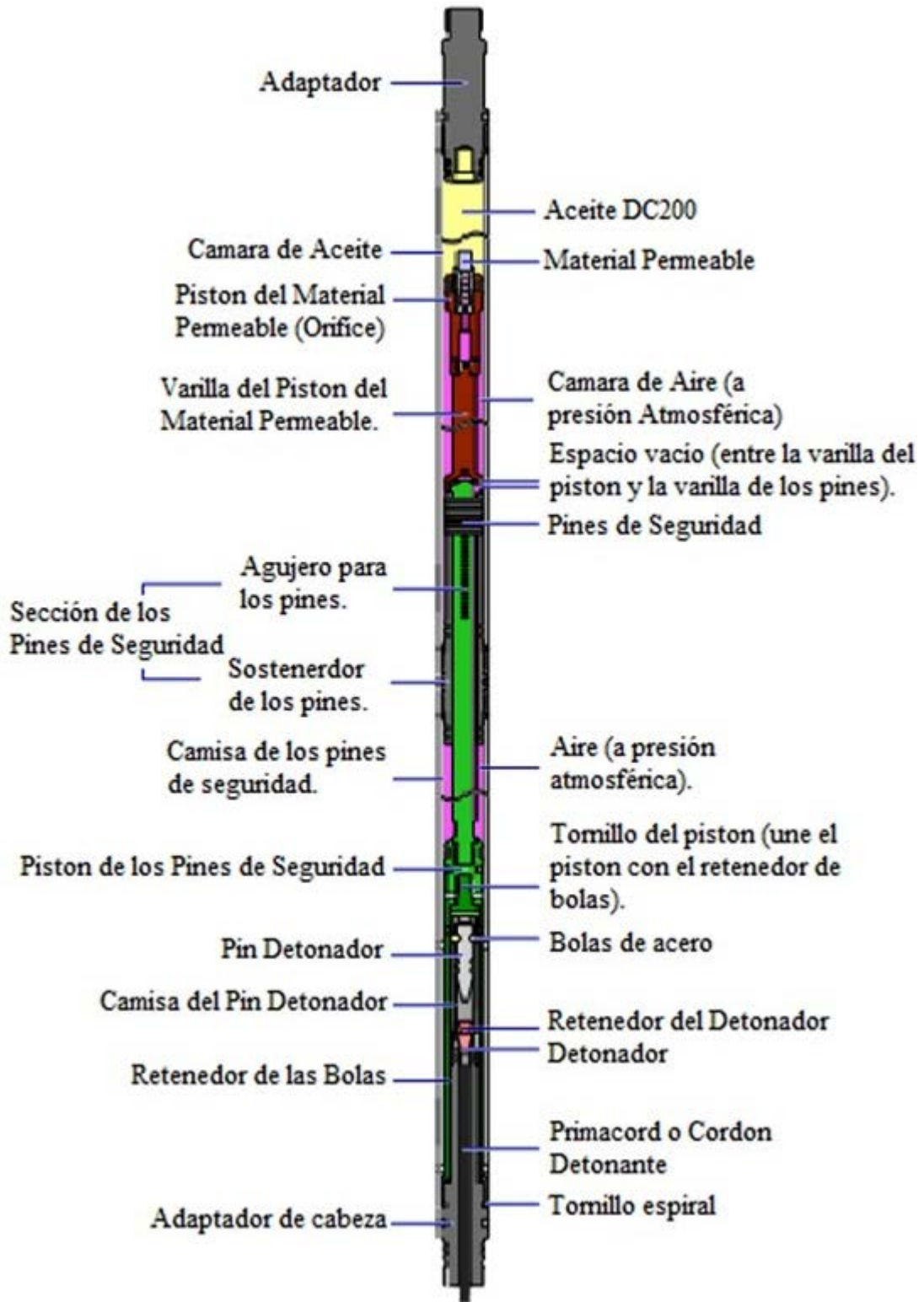
Contiene tres sistemas, un sistema de activación, un sistema de retardo y un sistema de disparo. El sistema de activación se compone de una sección con pines de seguridad. Los pines de seguridad se rompen tan pronto como se aplique la presión predeterminada. El sistema de retardo hidráulico retrasa el sistema de disparo por un periodo de tiempo predeterminado antes de que se inicie el sistema de disparo en la sarta de cañones. El periodo de retardo debe ser lo suficientemente largo para purgar la presión de disparo y condicionar el bajo balance deseado.

Al final del período de retardo, el sistema de retardo acciona el sistema de disparo mediante la liberación del pin de disparo. La presión de fondo de pozo entonces empuja el percutor hacia el detonante para iniciar la detonación de la sarta de cañones. Una vez que la cabeza de disparo ha sido accionada, la secuencia de disparo no se puede detener. En el caso de una presunta falla de disparo, no hay manera de saber si la secuencia de tiempo se ha iniciado o no. Al extraer del agujero después de una falla de disparo, hay una remota posibilidad de que la cabeza este trabada o taponeada permitiendo que los cañones puedan disparar en cualquier momento. La seguridad en la superficie aun está asegurada por un mínimo requerimiento de presión hidrostática para el pin detonador.

#### Teoría del funcionamiento

Durante la fase de diseño del trabajo, se determinará la presión requerida para cortar los pines de seguridad y el tiempo de retardo. Con esta información se selecciona el número de pines de seguridad y el material permeable (*orifice*) de un factor K. El factor K del *ORIFICE* debe ser probado para verificar su valor real. Después de verificar que la presión de rotura de los pines calculado puede lograrse de manera segura y se tiene disponible un *ORIFICE* con un factor K del equivalente, la cabeza de disparo HDF es ensamblado, armado balísticamente e instalado dentro del sub de

la cabeza de disparo. El sub con la cabeza HDF se posiciona por encima del cañón espaciador de seguridad de la sarta de baleo y luego de ensamblarlo se comienzan a bajar juntos.



**Figura 2.48.** Partes de la cabeza de disparo de retardo hidráulico HDF.

Tan pronto como se establezcan las condiciones del pozo para disparar, entonces se activa la cabeza de disparo HDF mediante el aumento de la presión de fondo de pozo hasta alcanzar la presión predeterminada donde se romperán los pines de seguridad.

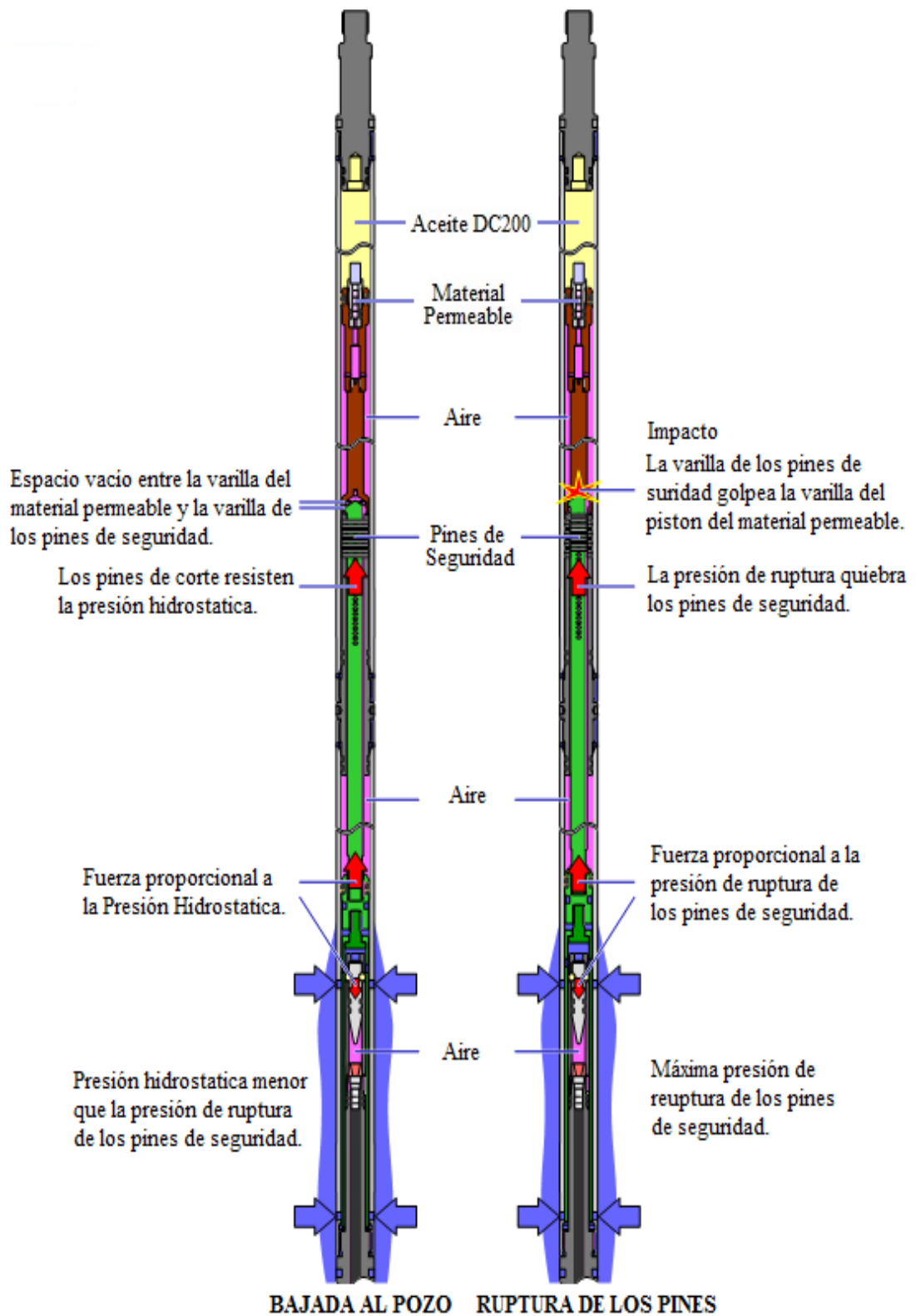
La presión actúa a través del pistón de los pines de seguridad, el cual empuja la varilla de los pines de seguridad y se aplica una fuerza para romper o quebrar los pines de seguridad. Una vez que los pines están quebrados, la varilla de los pines empuja el conjunto que conforma el material permeable (la varilla, el pistón y el material permeable) hacia arriba. Entonces se comprime el fluido DC200 y es forzado a través del material permeable hacia la cámara de aire y es así como comienza el período de retardo hidráulico. Debido a la incertidumbre de cuando los pines de seguridad se quiebran y la velocidad a la que se pueden lograr la presión de ruptura de los pines, entonces el tiempo de retardo teórico puede variar ligeramente del tiempo de retardo real. El tiempo de retardo se ajusta para proporcionar el tiempo suficiente para purgar la presión de ruptura de los pines a la presión de disparo.

Cuando ha transcurrido tiempo suficiente para que la presión de corte para llegar a la cabeza de disparo y activado el HDF, la presión se purga a la condición de bajo balance deseado (la presión de disparo). La presión de disparo continuo a metros DC200 fluido a través del orificio y el retenedor de bolas se adjunta a la corte del pistón pin se tira lentamente hacia arriba. Al final de la demora, el retenedor de bola libera las bolas que bloquean el percutor en su lugar. Las bolas son expulsadas, mientras que la presión de disparo impulsa el percutor en el detonante para iniciar la detonación.

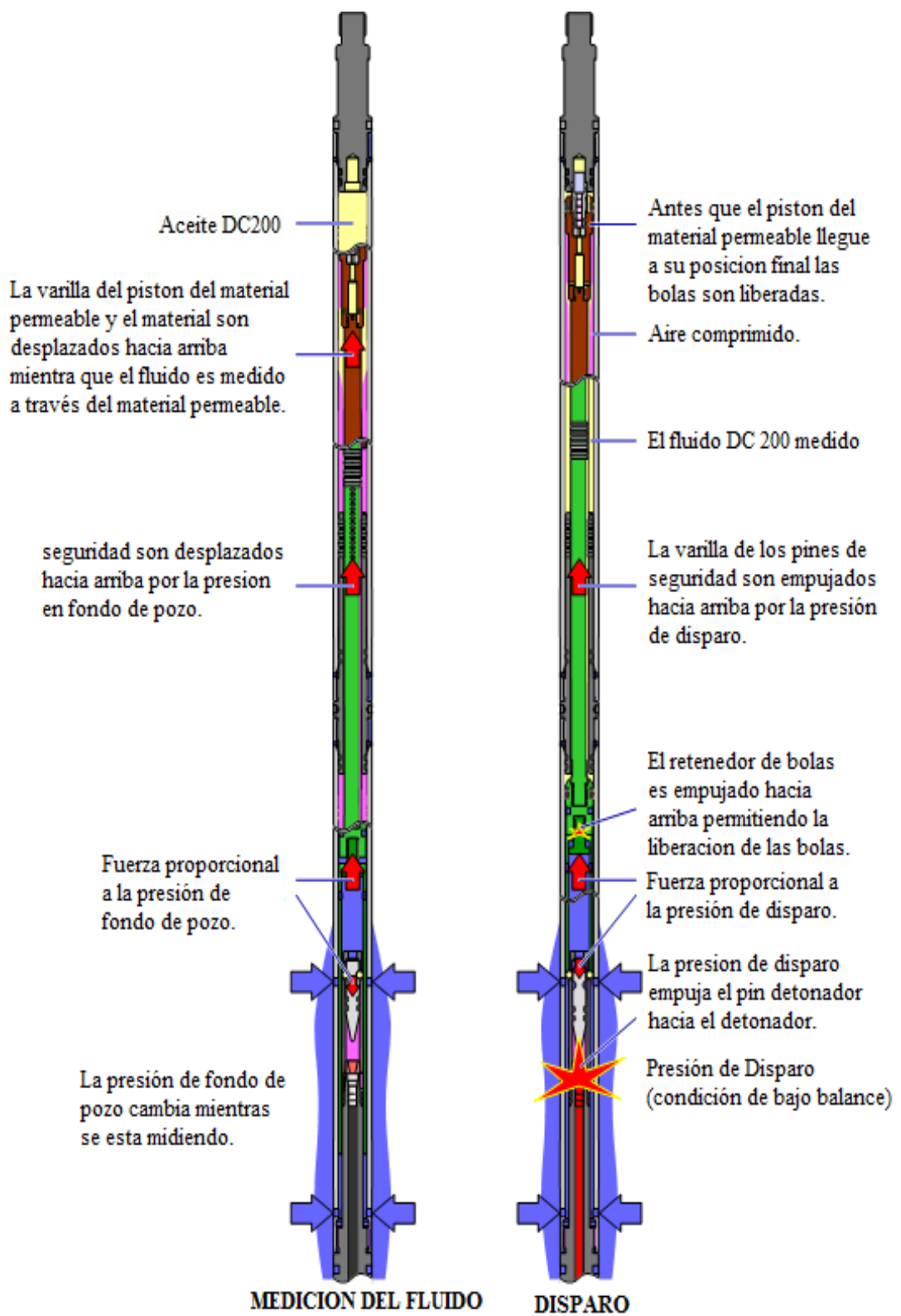
Cuando ha transcurrido el tiempo suficiente para que la presión de ruptura de los pines llegue a la cabeza de disparo HDF y la active, entonces se purga la presión para condicionar el bajo balance deseado (la presión de disparo). La presión de disparo hace que el fluido DC200 atraviese el material permeable y el retenedor de bolas que se une al pistón de los pines de seguridad se desplace hacia arriba lentamente. Al final del tiempo de retardo, el retenedor de las bolas libera las bolas que mantienen el pin de disparo en su lugar. Las bolas son expulsadas, mientras que la presión de disparo impulsa el pin detonador hacia el detonador para iniciar la detonación.

La cabeza de disparo de retardo hidráulico puede ser utilizada en configuraciones independientes o redundantes.’





**Figura 2.49.** Estado de la cabeza de disparo HDF cuando se baja al pozo y cuando se presuriza para romper los pines de seguridad o pines de corte.



**Figura 2.50.** Procedimiento para accionar la cabeza de disparo. Primero como se mide el fluido que pasa de una cámara a otra hasta que se inicie la detonación.

A continuación mostramos algunas partes de la cabeza de disparo de retardo hidráulico HDF.



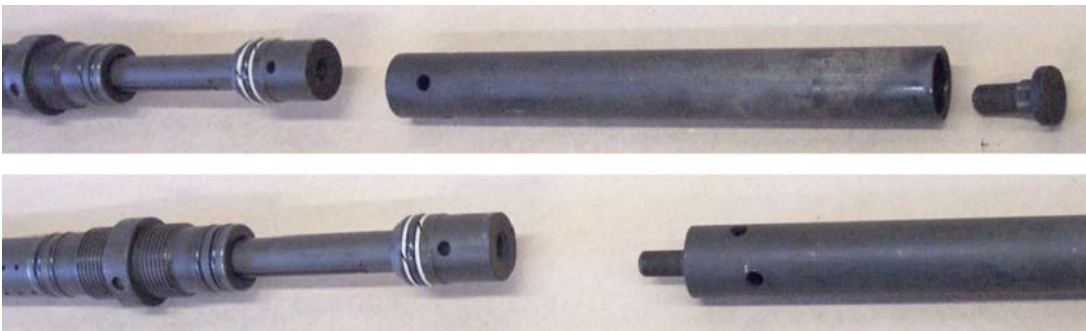
**Figura 2.51.** A la izquierda se observa cómo se ubica el adaptador con la camisa superior y a la derecha se observa el retenedor de bolas, el pin de detonación y las bolas de acero.



**Figura 2.52.** Ensamble superior que consta del material permeable (*ORIFICE*), pistón del material permeable, la varilla que mueve el pistón y la camisa superior.



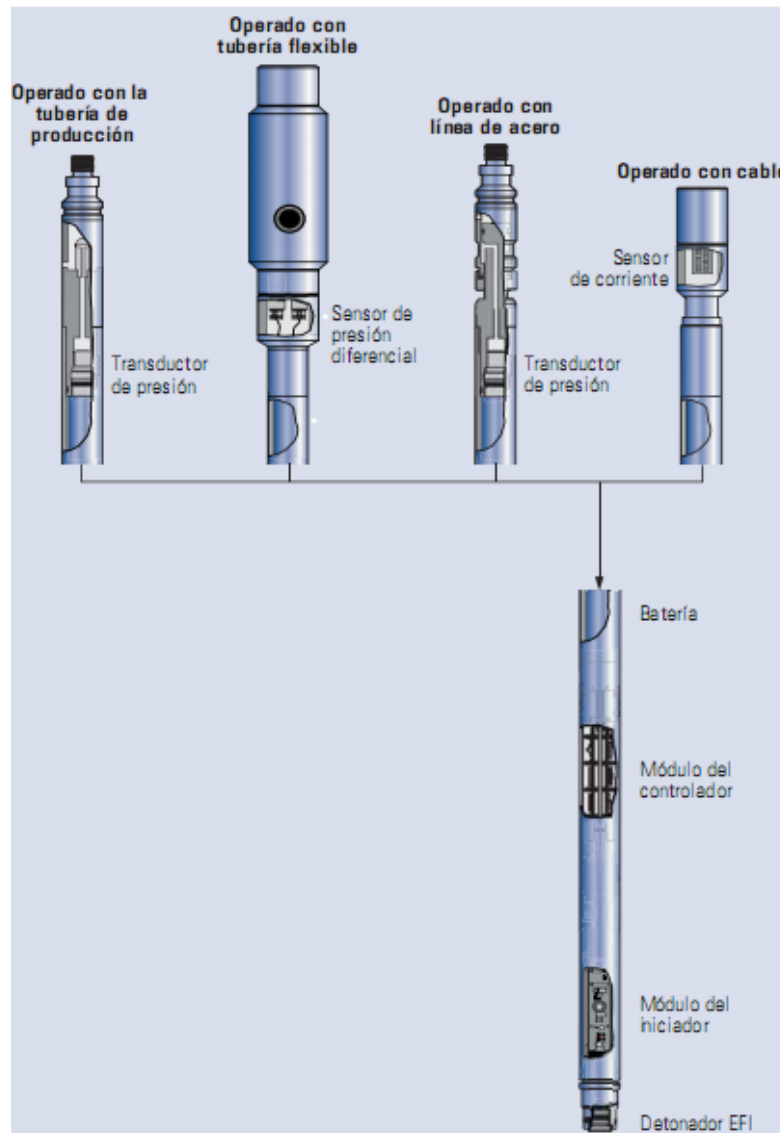
**Figura 2.53.** Ensamble de las varillas de seguridad que consta de la varilla con agujeros, la unión de las camisas, el pistón de las varillas con agujeros y la camisa retenedora de las bolas.



**Figura 2.54.** El tornillo une el pistón con la camisa retenedora de las bolas.

### 2.3.10.1.3. Cabeza de Disparo Electrónico “e-Fire”

La cabeza de disparo electrónico “eFire” es compatible con varios sistemas y métodos de operación de herramientas, incluyendo los sistemas de disparo con completación permanente (PCP), y los sistemas convencionales operados con la tubería de producción ó la sarta de perforación (TCP), con tubería flexible (*Coiled tubing*), línea de acero (*Slickline*) y cable (*Wireline*).



**Figura 2.55.** Sistemas con la cabeza electrónica “eFire”.

Estos sistemas programables combinan dos tecnologías comprobadas: el Sistema de Implementación Remota Inteligente IRIS y el Equipo de Disparo Activado por Impacto S.A.F.E. para iniciar las operaciones de disparos. Una computadora instalada en el controlador IRIS detecta una secuencia única de señales provenientes

de la superficie. Estos pulsos codificados se reconocen e interpretan como comandos para iniciar las operaciones de pozos a través de un sistema S.A.F.E. para las operaciones de disparos.

El controlador IRIS reconoce una secuencia distintiva de cambios, como señales codificadas que forman una estructura de comandos única para el controlador IRIS. Para mejorar la seguridad, dos procesadores separados verifican el comando enviado en forma independiente. El módulo iniciador entonces convierte la energía de la batería a un alto nivel tensión requerida para iniciar el detonador SAFE.

Los operadores de herramientas realizan una prueba de configuración y funciones utilizando una computadora portable, antes de conectar el cabezal eFire al iniciador EFI o a cualquier dispositivo explosivo. Además de una estructura de comandos aprueba de fallas, los cabezales eFire tienen que ser habilitados mediante una presión hidrostática preestablecida, seguida de un comando de armado, proveniente de la superficie, para que el sistema acepte un comando de detonación. El cabezal eFire convierte luego la potencia de la batería en una tensión más alta, que activa el iniciador EFI.

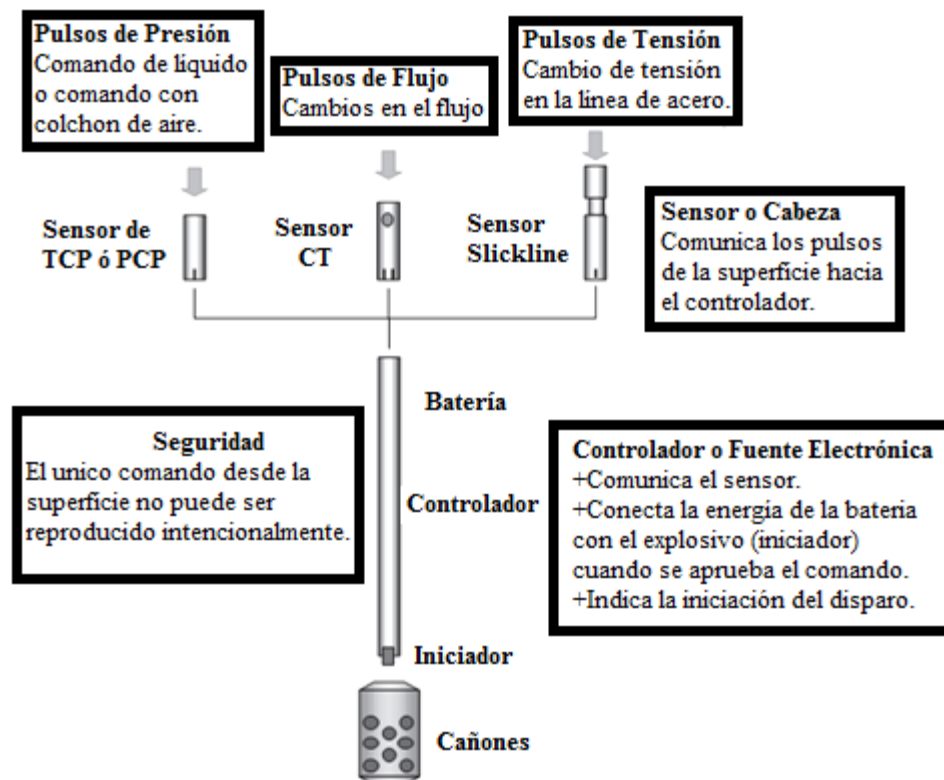
El sistema S.A.F.E. emplea un iniciador de lámina fusible (EFI), confiable y a prueba de fallas, para iniciar una cadena de detonación. La tecnología EFI eliminó la necesidad de utilizar altos explosivos primarios en los detonadores. Un iniciador EFI es inmune a las frecuencias de radio y a la tensión eléctrica errática proveniente de las operaciones de soldadura, los sistemas de protección contra la corrosión, las líneas de transmisión eléctrica y las radio comunicaciones en la localización del pozo.

Las cabezas de disparo convencionales se basan en que las condiciones de pozo se mantengan estables durante todas las operaciones y si hay algún cambio en los parámetros estos deben removerse de las profundidades de operación. Además, hay la posibilidad de que la cabeza de disparo convencional se active en la profundidad equivocada de un pozo o detone prematuramente debido a la manipulación de la sarta durante la bajada de la sarta o una prueba.

Un sistema eFire supera estas desventajas y limitaciones al proveer el control total de una operación desde la superficie. El personal de la localización del pozo puede

armar, disparar o abortar las operaciones en cualquier momento. El cabezal de disparo detecta los cambios producidos en la presión o en el flujo a través de la tubería de producción o del espacio anular existente entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento (TCP), los cambios en la tensión de la línea de acero (*Slickline*) o los cambios que tienen lugar en la corriente eléctrica del cable (*Wireline*).

Las señales de los comandos requieren diferencias de presión, flujo, tensión o corriente, relativamente bajas. Este rasgo reduce la necesidad de contar con equipos o bombas de superficie de soporte y disponer de fuentes de nitrógeno u otros gases. Los tiempos de ejecución de comandos rápidos y la capacidad para abortar la detonación en tiempo real proveen un control más confiable de las operaciones con explosivos, que pueden ejecutarse ahora en forma segura, incluso en pozos de baja presión.



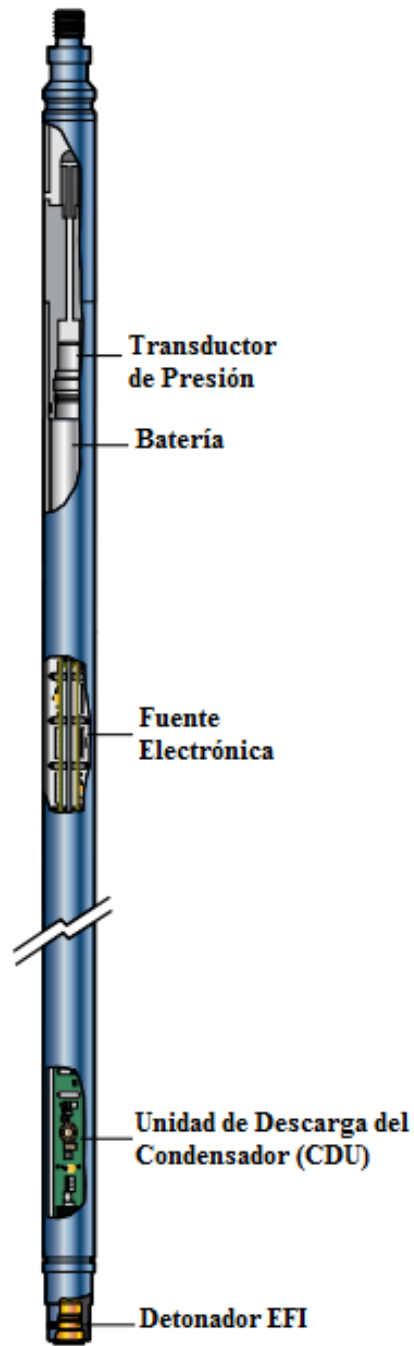
**Figura 2.56.** Tres esquemas de sistemas “eFire”.

## **Descripción de la Herramienta**

La herramienta eFire consiste en una cabeza de presión TCP con un sensor de presión, batería, una fuente electrónica con dos procesadores independientes y una unidad de descarga de condensador (CDU). La fuente lleva circuitos de seguridad que aíslan la energía de la batería del CDU. Los procesadores reconocen de forma independiente el comando de disparo.

Cada procesador reconoce el único comando de disparo y ejerce sus circuitos de seguridad dentro de la secuencia pre establecido de pasos y el intervalo de tiempo con el fin de transmitir la energía de la batería al CDU. La CDU convierte la energía de la batería en un pulso de alta energía necesario para disparar el EFI (Iniciador de Lámina Fusible).

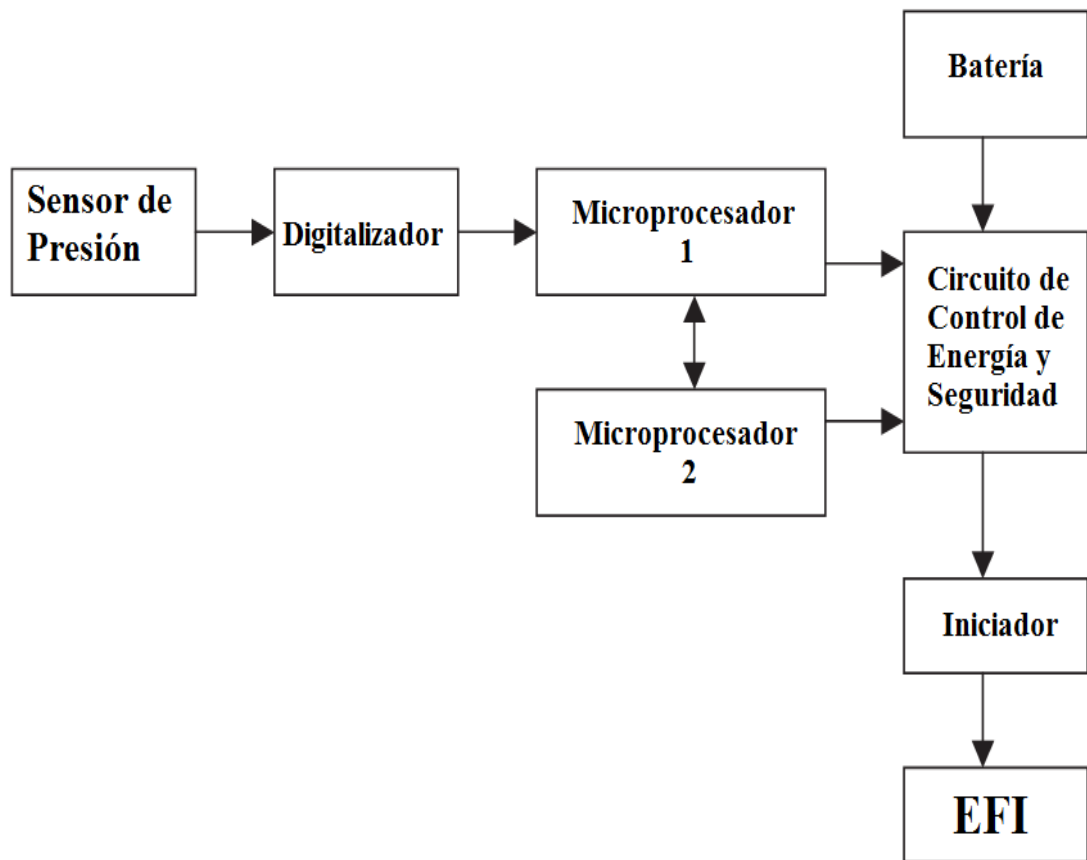
Esta herramienta de TCP está diseñada para ser accionada a través de un colchón de líquido (salmuera, diesel, lodo, etc.) o a través de un colchón parcial de aire (Nitrógeno). En aplicaciones en las que el tubo contiene líquido hasta la superficie, la herramienta se activa mediante pulsos de presión enviados por las bombas de perforación o de la unidad de cemento. Para aplicaciones con colchón de aire, la señal se envía utilizando algunos cilindros de nitrógeno de alta presión con un manifold pequeño de superficie.



**Figura 2.57.** Cabeza de disparo electrónica eFire de TCP con sus partes.



## Procedimiento de Operación



**Figura 2.58.**Esquema de detonación de la cabeza de disparo eFire.

El proceso de disparo inicia cuando el operador envía un comando a la herramienta usando pulsos de presión creados por las botellas de nitrógeno. Estos pulsos de presión son codificados o medidos por el sensor de presión, es decir digitaliza el comando enviado (convierte de análogo a digital) por el microprocesador 1, y envía al microprocesador 2.

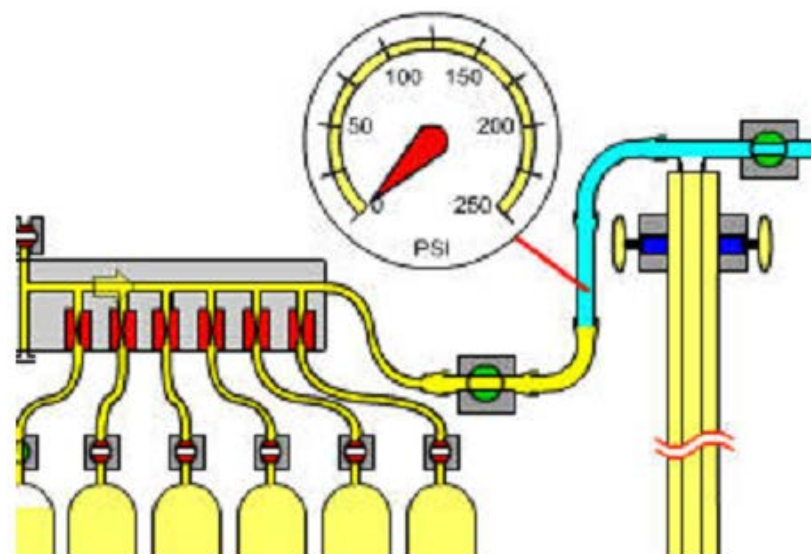
Ambos procesadores independientes analizan el comando enviado, buscan la secuencia correcta de comandos que necesita para indicar un comando de disparo. Se incluyen estos dos microprocesadores para incrementar la seguridad.

Cuando ambos microprocesadores están de acuerdo que se ha recibido un comando valido, los interruptores de potencia y de seguridad son activadas, las instrucciones del controlador de energía pasan al iniciador. La función principal del circuito iniciador es intensificar la tensión de la batería relativamente baja a cerca de 3000 v.

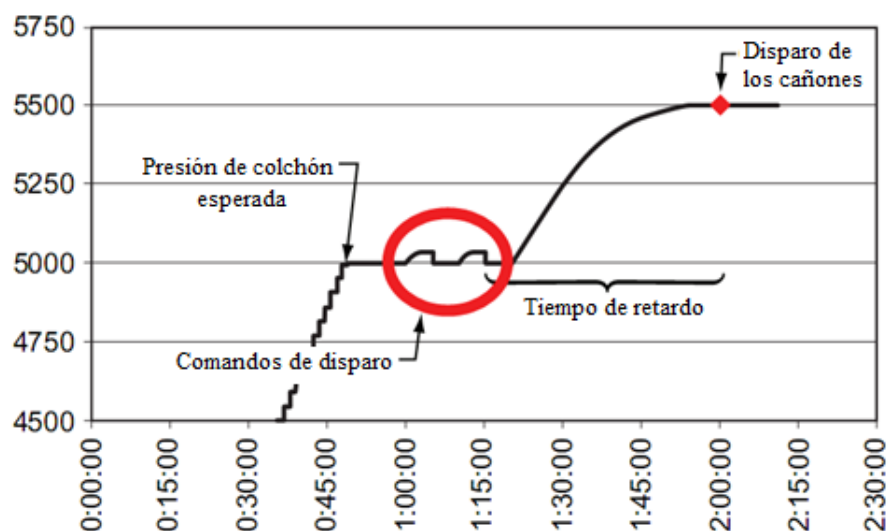
Esta alta tensión se almacena en un condensador y descarga a través del iniciador de lámina fusible (EFI).

Cuando la corriente de alta tensión se suministra al EFI, es decir descarga 3000 v, entonces la descarga quema el EFI e inicia la detonación.

Para el caso de baleo con bajo balance, es decir con colchón de nitrógeno, el procedimiento de activación de la cabeza de disparo electrónica inicia enviado una secuencia de comando (pulsos de presión de 50 psi, previamente establecido) mediante las botellas de nitrógeno.

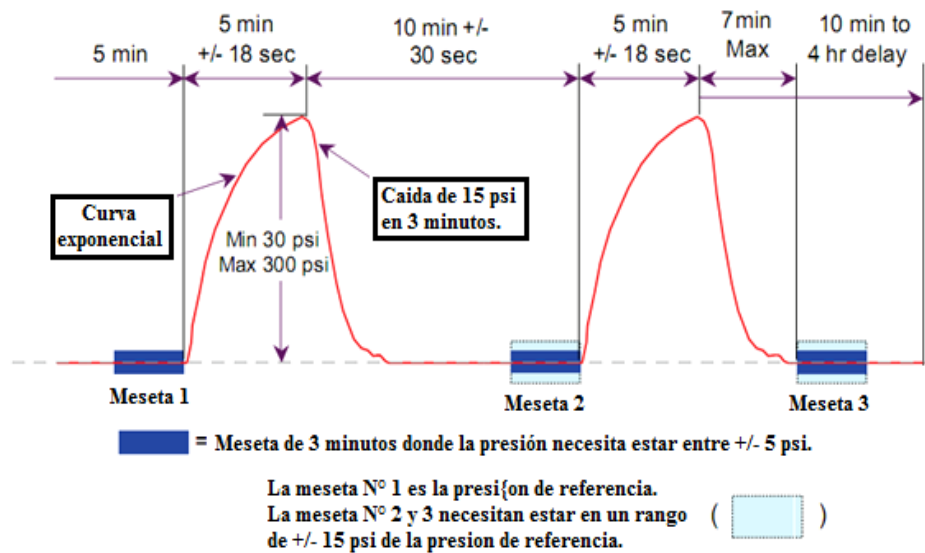


**Figura 2.59.** Las botellas de nitrógeno previo al inicio de activación de la eFire.

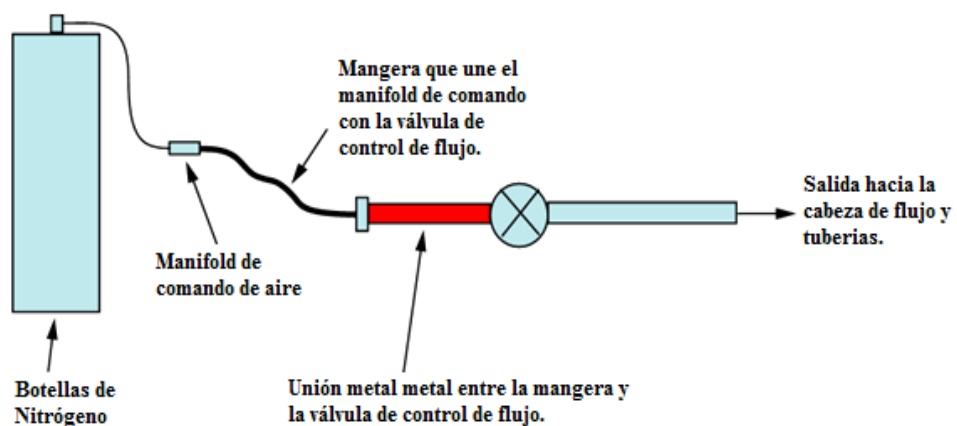


**Figura 2.60.** Proceso de activación en modo de bajo balance con botellas de N<sub>2</sub>.

El comando de activación se compone de tres mesetas y dos pulsos. Primero se envía un pulso que es la presión de colchón, durante 5 minutos, donde la presión deberá estar entre +/- 5 psi reconocido en un mínimo de 3 minutos (primera meseta, la herramienta reconocerá los últimos 3 minutos como una presión de referencia), luego se envía un pulso en forma exponencial en 5 minutos (deberá estar en el rango de presión, 30-300psi), y se descarga la presión en 10 minutos (esta meseta necesita estar entre +/- 15 psi de la presión de referencia). Después se envía el segundo pulso en forma exponencial en 5 minutos y se descarga por 7 minutos, y por último se espera la tercera meseta donde se inicia el tiempo de retardo que se puede programar entre 10 minutos hasta 4 horas (Tiempo de duración de la batería).



**Figura 2.61.** Secuencia de comando para activar la cabeza de disparo eFire.



**Figura 2.62.** La secuencia de los equipos en superficie, como las botellas de nitrógeno, el manifold de comando de aire, manifold de válvulas.

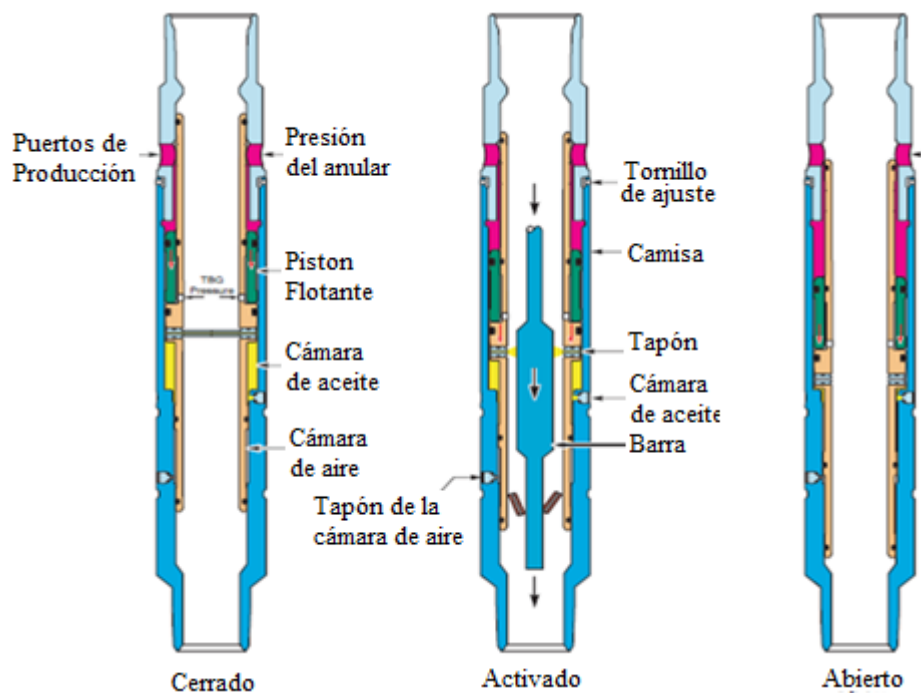
### 2.3.10.2. Válvula de Producción

La válvula de producción de fondo de pozo es el medio para comunicar el pozo con la sarta de DST-TCP. Hay diferentes tipos de válvula algunas activadas mecánicamente, activadas a presión u otras en forma en sub que ingresan abierto al pozo. Entre estas tenemos a las siguientes:

- Válvula de sobretensión accionada por la caída de una barra (DTRV).
- Sub con aislamiento de líquidos y desechos (FIS).
- Válvula de Producción Automática SXPV.

#### 2.3.10.2.1. Válvula de sobretensión accionada por la caída de una barra (DTRV).

La DTRV es una válvula accionada por presión en la tubería o en el anular. Esta es usada con la sarta TCP para aislar el anular de la tubería. La caída de una barra activa la válvula DTRV rompiendo unos pines de seguridad ubicados dentro de la DTRV, cuando la barra viaja al fondo del pozo para activar la cabeza de disparo y así detone los cañones. Así tuviera mayor la presión en la tubería o en el anular de igual manera se abrirá la válvula DTRV, aplicando las condiciones de bajo o sobre balance. El área grande de flujo de los puertos proporciona un aumento eficaz de las operaciones.



**Figura 2.63.** La válvula DTRV con sus partes y el sistema de activación.

### 2.3.10.2.2. Sub de Flujo con Aislamiento de Líquidos y Desechos (FIS)

Esta herramienta tiene unos puertos y una cerámica cónica. El cono evita que los desechos se depositen en la cabeza de disparo además la forma cónica permite que los desechos salgan a través de los puertos del sub al espacio anular. Los puertos permiten que el flujo de fluidos del pozo a superficie a través de las tuberías. Los puertos son dimensionados para proporcionar un área de flujo sin restricción con una mayor área de flujo de fluidos. Si hubiera el caso que se toponeará los puerto por fluidos viscosos o por desechos se puede reversar o circular fluido para dejar libre los puertos.



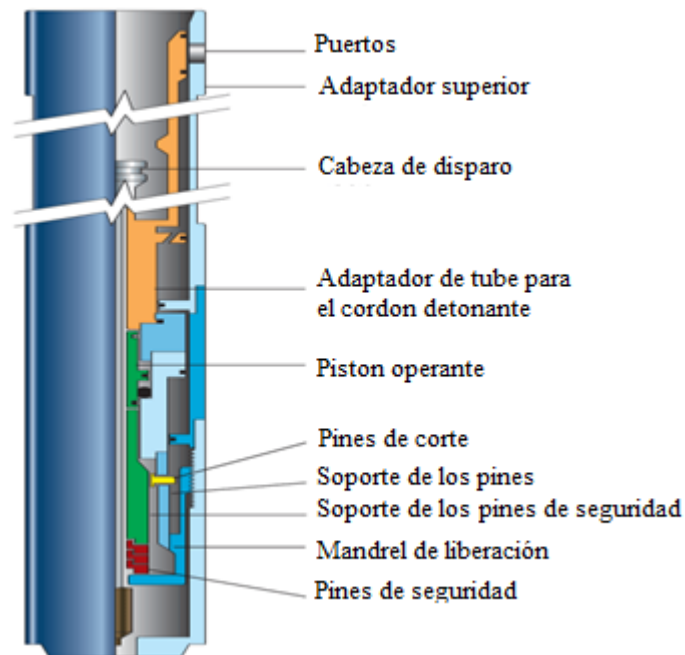
**Figura 2.64.** El sub y la cerámica cónica.

### 2.3.10.2.3. Válvula de Producción Automática SXPV

Es una válvula de producción sincronizada a la explosión, es bajada al pozo entre el empacador y la cabeza de disparo, Proporciona toda la finalidad de una válvula de producción convencional, adema está diseñada para abrir automáticamente tan pronto como se produzca el baleo.

La válvula SXPV se puede bajar al pozo con una sarta de prueba con una columna ligera de fluido en los tubos, creando así una condición de bajo balance. En las operaciones de baleo con sobre balance la válvula sincroniza el tiempo entre el disparo de los cañones y la apertura de la válvula para prevenir exceso de presión en el revestidor.

La válvula SXPV también puede ser utilizado con la cabeza de disparo de retardo hidráulico HDF.



**Figura 2.65.** Partes de la válvula SXPV.

### 2.3.10.3. Sistemas de Liberación de Cañones

Estas son herramientas adicionales que se pueden utilizar en el baleo con tubería, estas herramientas se caracterizan porque permiten dejar la sarta de cañones que se encuentra por dejado de esta herramienta en el fondo del pozo. Estas herramientas evita que los cañones se atasquen por el desmoronamiento de arenas no consolidadas, además permiten un diámetro completo de flujo, donde la arena no toponeará los puertos de las válvulas de producción de fondo de pozo. Algunas herramientas permiten ser pescadas después de la prueba o cuando se decide re perforar el pozo. Además estas herramientas permiten tener un mejor control de los baleos con bajo balance. Por ejemplo la herramienta de liberación automática con la explosión SXAR.

El SXAR es adaptable a las cabezas de disparo BHF, TCF y HDF en configuraciones independientes y con sistemas combinados como BHF-HDF, TCF-HDF y HDF-HDF. El sistema de liberación de los cañones es instantáneo, el sistema de liberación utiliza la vibración de cordón detonante o primacord para superar una fricción y luego deja caer los cañones en el fondo del pozo. Se puede utilizar en pozo altamente desviados (79°).

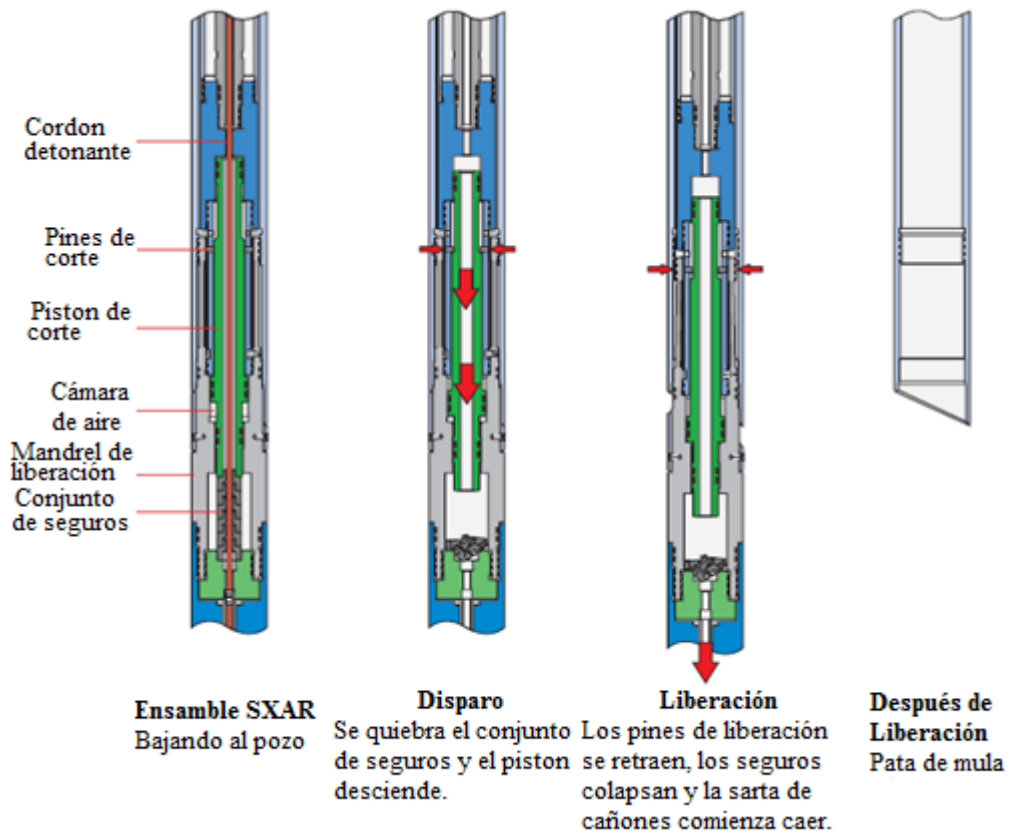


Figura 2.66 Proceso de liberación de los cañones con la herramienta SXAR.

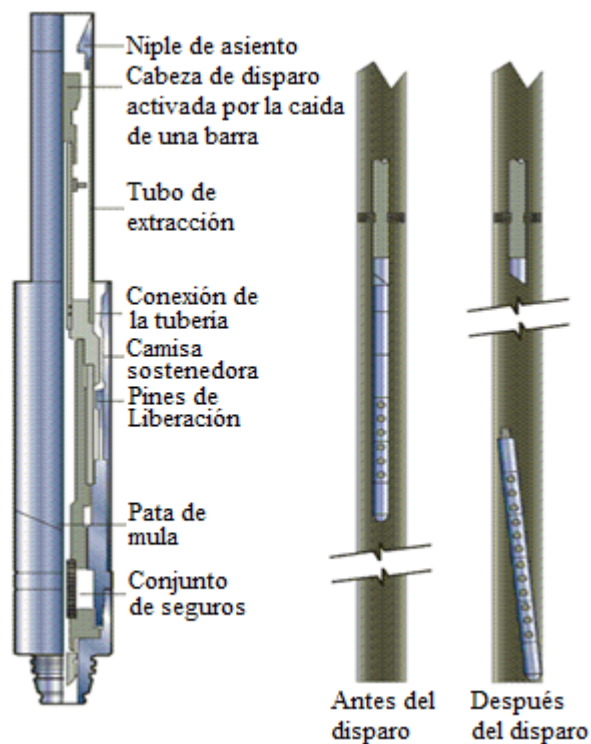
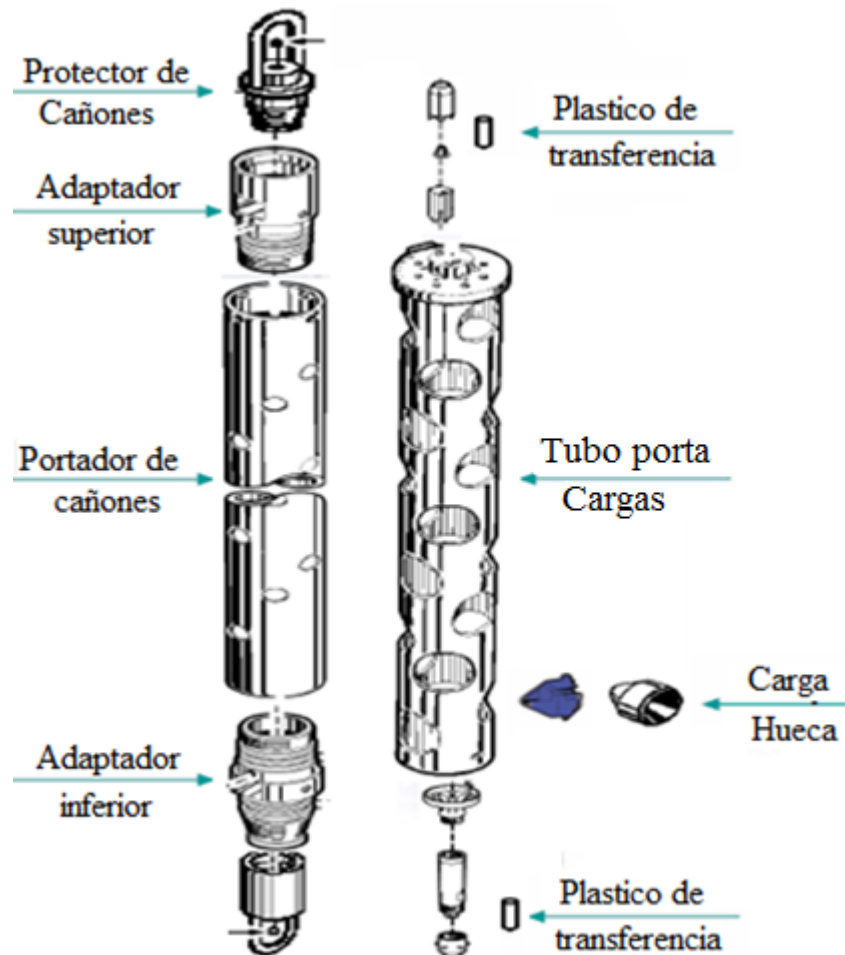


Figura 2.67. Ensamble de la cabeza de disparo BHF y SXAR.

#### 2.3.10.4. Pistolas o cañones para el baleo

Dispositivo utilizado para perforar pozos de petróleo y gas en la preparación para la producción. Las pistolas o cañones de disparo contienen varias cargas explosivas premoldeado y se encuentran disponibles en diferentes tamaños y configuraciones. El diámetro de la pistola o cañón utilizado está determinado usualmente por la presencia de restricciones del pozo o limitaciones impuestas por el equipo de superficie.



**Figura 2.68.** Partes de un cañón.

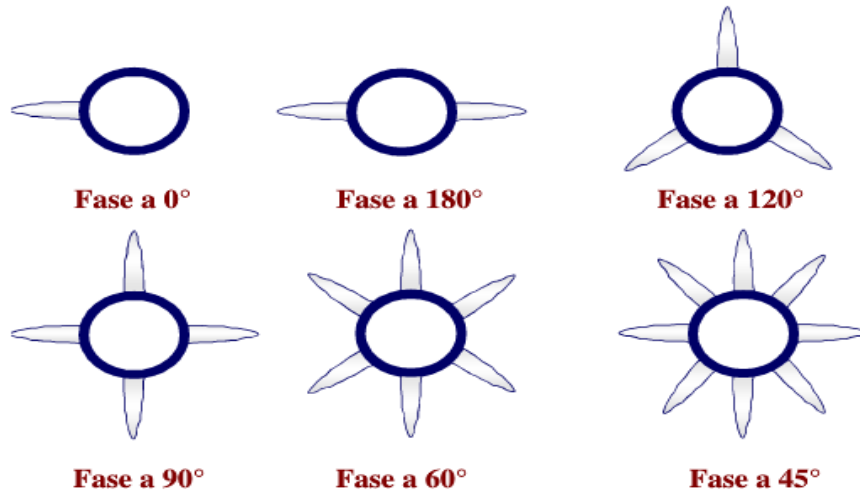
Los cañones son diseñados para ser recuperados del pozo después del disparo. Los cañones recuperables se configuran generalmente para dejar la menor cantidad de residuos y lograr una mínima distorsión del cuerpo de la pistola o cañón y asegurar, así, una fácil recuperación.

Los cañones que tiene más de cuatro tiros por pie brindan un número más elevado de disparos, un cañón de alta densidad de tiro además mejora la puesta en fase o la distribución de los disparos alrededor del pozo. Hay cañones con una densidad de disparo desde 4 a 27 tiros por pie, y con fases de 60°, 180°, etc.



## Fase

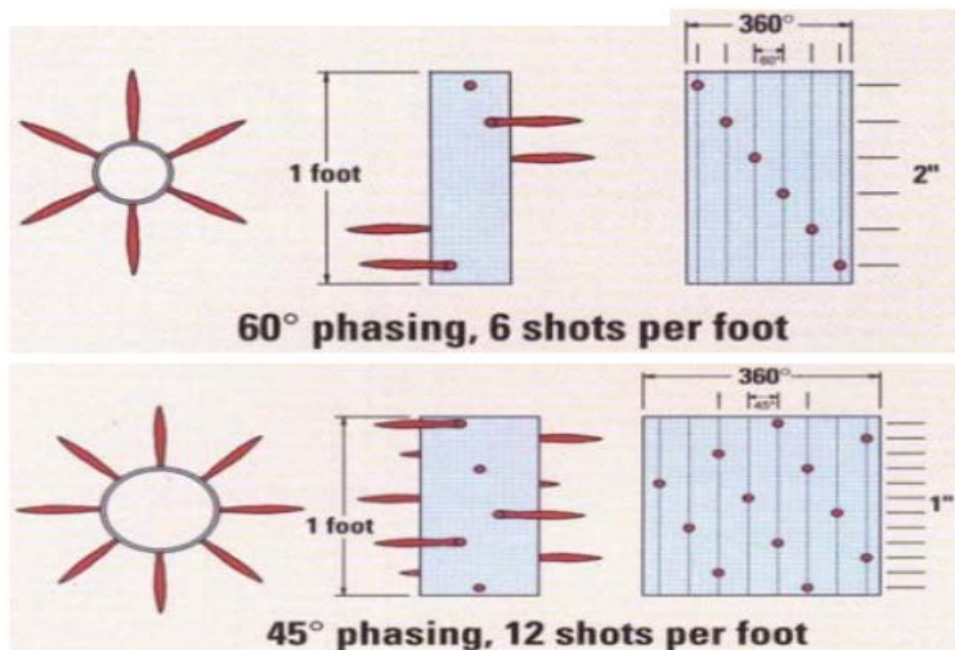
Es la dirección en el cual las cargas son disparadas con respecto a los otros disparos. El caudal producido aumenta cuando la fase es la menor posible (no cero).



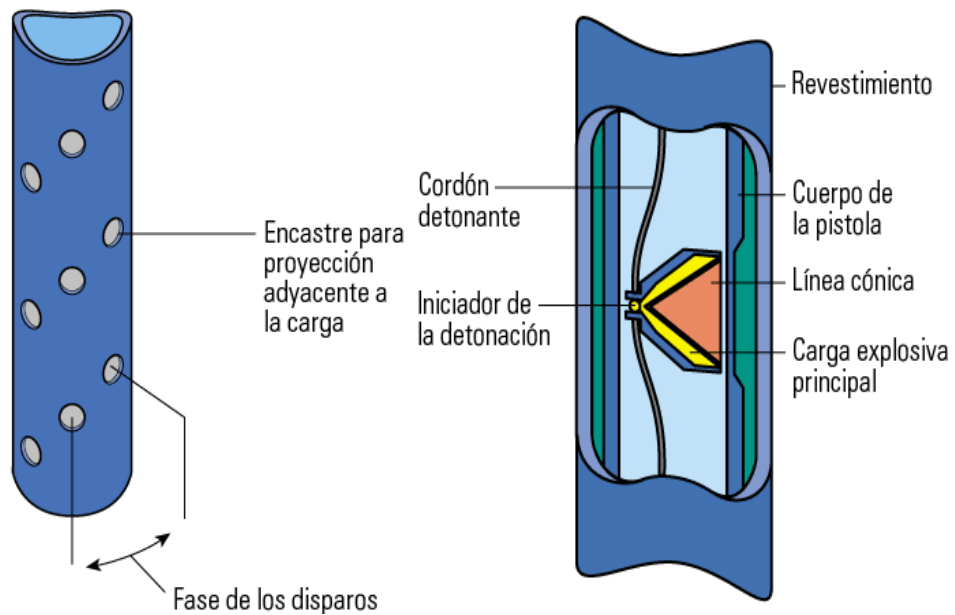
**Figura 2.69.** Diferentes tipos de Fase.

## Densidad de Disparo

A mayor densidad de disparo, mayor caudal. El aumento de densidad permite que el pozo produzca a menores presiones. En formaciones altamente fracturadas, se recomienda alta densidad de disparo, con la finalidad de interceptar la mayor cantidad de fracturas.



**Figura 2.70.** Ejemplos de densidad de disparo.



**Figura 2.71.**El cañón y la distribución de sus orificios.

### 2.3.10.5. Los explosivos

La eficiencia de las cargas utilizadas en las operaciones de cañoneo depende de los explosivos. Los explosivos suplen la energía necesaria para realizar una penetración efectiva en el revestidor, cemento y formación. Los explosivos actúan rápidamente produciendo una explosión caracterizada por la producción de una onda de alta velocidad.



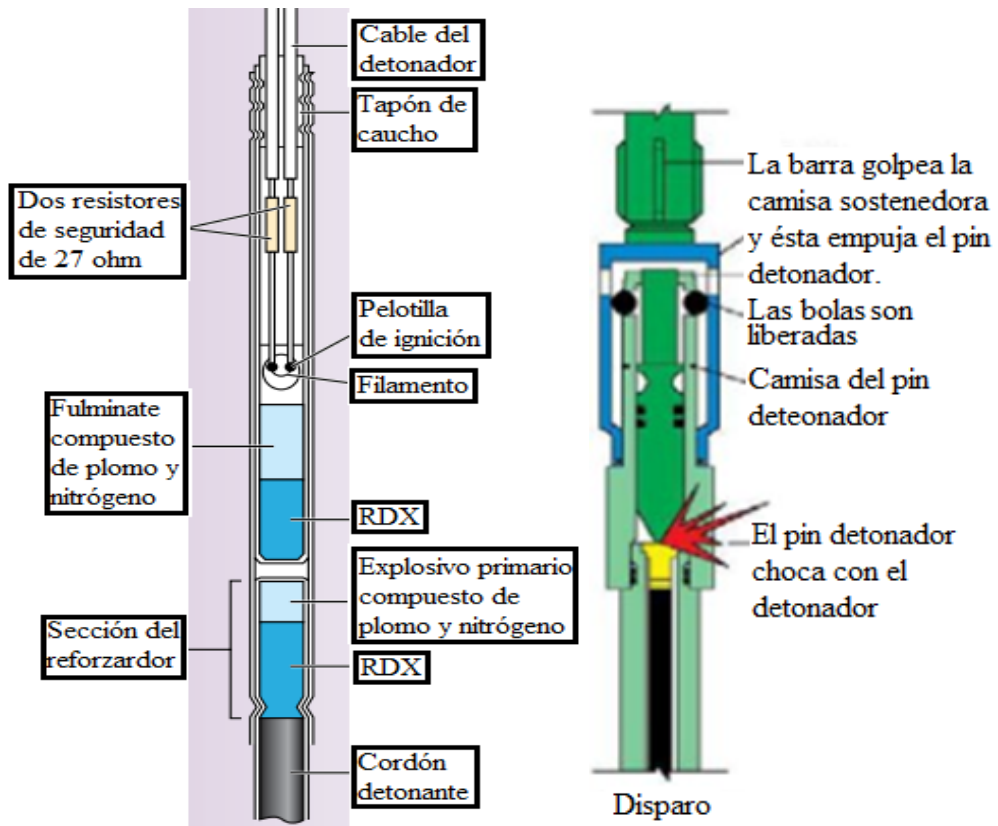
**Figura 2.72.**Las cargas y sus explosivos.

El tren de explosivos está conformado de la siguiente manera:

- Detonador o Iniciador.
- Cordón Detonante o Primacord.
- Carga Explosiva Moldeada.

## Detonador

Existen muchas variedades de detonadores; algunos son iniciados eléctricamente, otros son activados mediante presión o choque mecánico y no requieren de energía eléctrica.



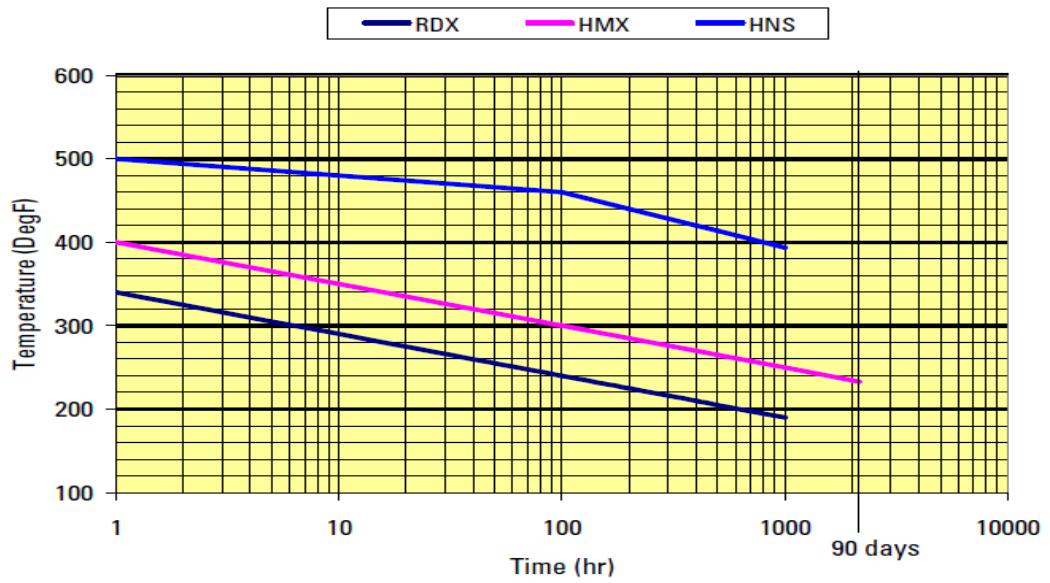
**Figura 2.73.** A la izquierda se observa un detonador eléctrico y a la derecha se observa un detonador de percusión.

## Cordón Detonante

Cordón plástico o metálico que cubre el núcleo (explosivo secundario). El cordón detonante permite la detonación a lo largo de eje del cañón y consiste de un sistema de conexiones que permite la transmisión del iniciador a las cargas huecas, entre los explosivos usados tenemos: RDX, HMX, HNS y PYX.



**Figura 2.74.** Distribución del explosivo en el cordón detonante.

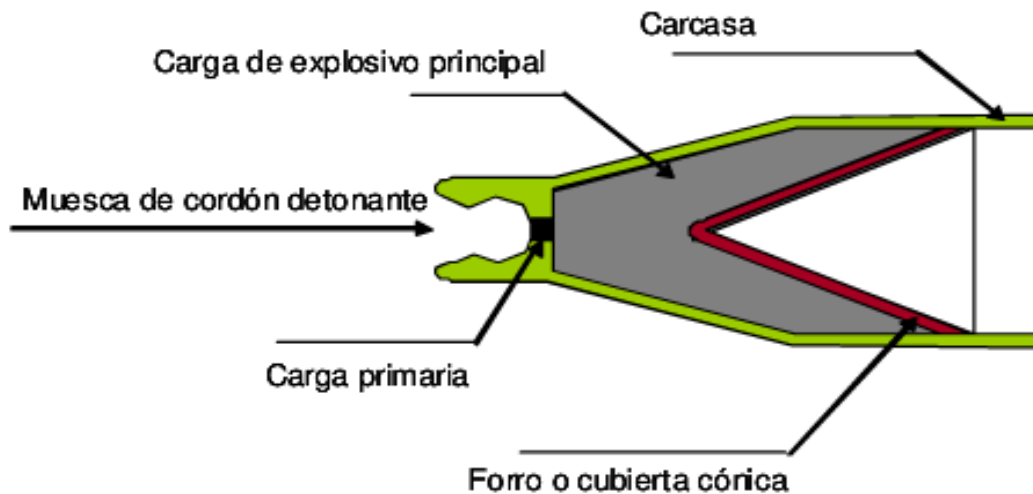


Maximum Exposure Time	Explosive	Max. Temperature
80 hours	RDX	244.8 °F
	HMX	304.8 °F
	HNS	461.9 °F

**Figura 2.75.** Rendimiento de cada explosivo en función de la temperatura y el tiempo.

### Diseño de las Cargas

Las cargas explosivas premoldeadas brindan un disparo eficiente con el diámetro y la penetración óptima y, a la vez, generan una mínima cantidad de residuos o daños en la formación que pudieran restringir la producción.



**Figura 2.76.** Partes de una carga.

### Carcasa de la carga

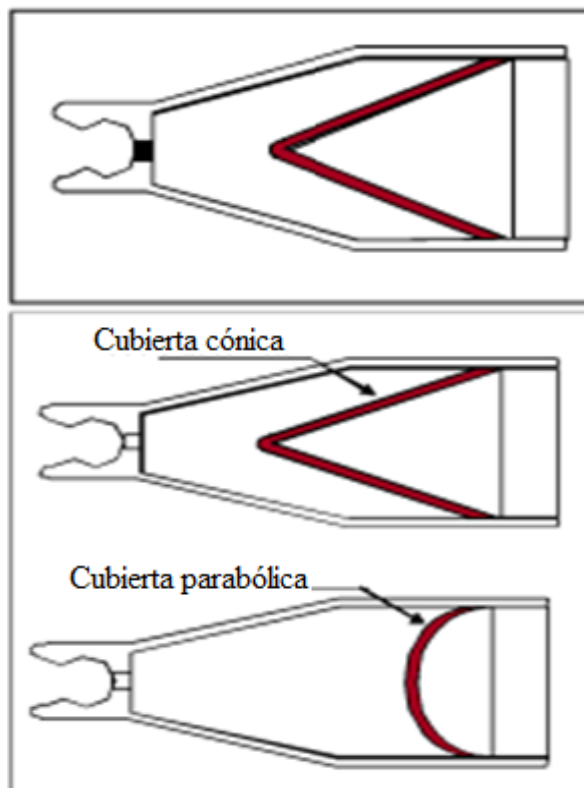
Permite alojar los otros componentes de la carga, además debe soportar altas presiones y temperaturas. Son generalmente fabricadas de zinc o aceros suaves.



**Figura 2.77.** Ejemplo de carcasa de carga.

### Cubierta (liner)

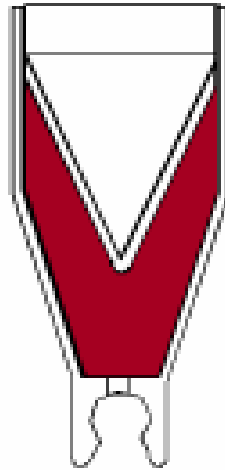
El material de la cubierta puede ser presionado o sólido. La cubierta puede tener forma cónica (penetraciones profundas y perforaciones largas) o parabólica (hoyos grandes y perforaciones de diámetro grande).



**Figura 2.78.** Tipos de cubiertas.

## Explosivo Principal

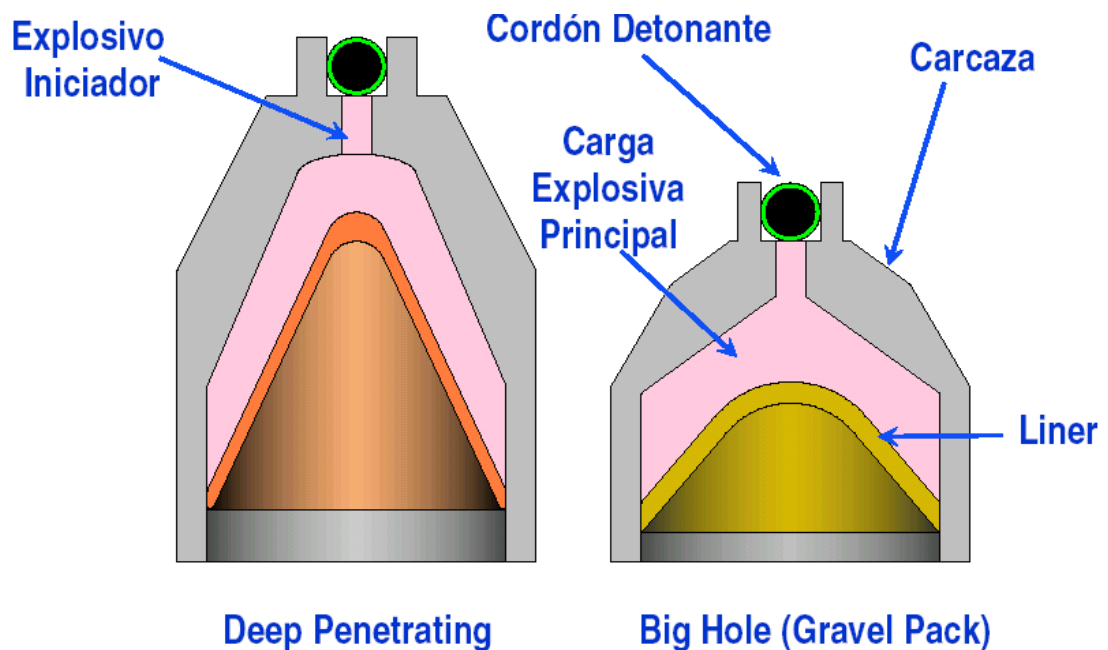
El explosivo principal provee la energía necesaria para producir el chorro. El rendimiento de la carga depende en gran parte de la clase, forma, masa, distribución y velocidad de detonación del explosivo principal. Están compuestos generalmente por explosivos secundarios.



**Figura 2.79.** El explosivo principal dentro de la carga.

La elección del tipo de carga que se desea elegir dependerá de las condiciones del pozo y de lo que se requiera para esto se tiene dos tipos de cargas:

- Carga de alta penetración.
- Carga de agujeros grandes.



**Figura 2.80.** Los dos tipos de carga.

### 2.3.11. Procedimiento de Disparo

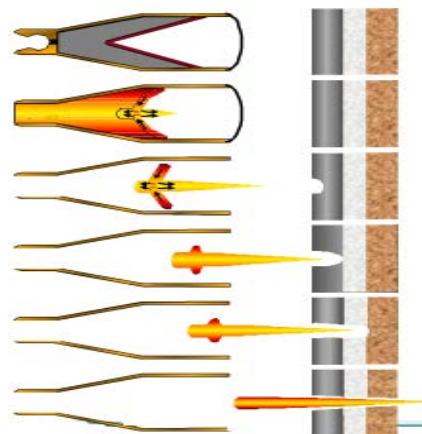
Los disparos se efectúan en menos de un segundo por medio de cargas huecas que utilizan un efecto de cavidad explosiva, con un revestimiento de partículas metálicas prensadas para aumentar la penetración. Las cargas consisten de un explosivo de alta sensibilidad y pureza, un casco, un liner cónico y altamente explosivo conectado con una cuerda de disparo.

Una cuerda de disparo activa el detonador y el explosivo principal. El liner colapsa y se forma un chorro de alta velocidad de partículas de metal fluidizado que es impulsado a lo largo del eje de la carga. Este chorro de gran potencia consta de una punta más rápida y una cola más lenta. La punta viaja a aproximadamente 7 km/seg (4,4 millas/seg) mientras que la cola se mueve más lentamente, a menos de 1 km/seg (0,6 millas/seg). Este gradiente de velocidad hace que el chorro se alargue de manera que atraviese el revestidor, el cemento y la formación.

Los chorros de las cargas erosionan hasta que consumen toda su energía al alcanzar el extremo del túnel del disparo. Los chorros actúan como varillas de alta velocidad y con un alto poder de expansión.

En lugar de recurrir al estallido, la combustión, la perforación o el desgaste con abrasivos, la penetración se logra mediante una presión de impacto sumamente elevada;  $3 \cdot 10^6$  psi [20 GPa] sobre el revestidor y 300.000 psi [2 GPa] sobre las formaciones.

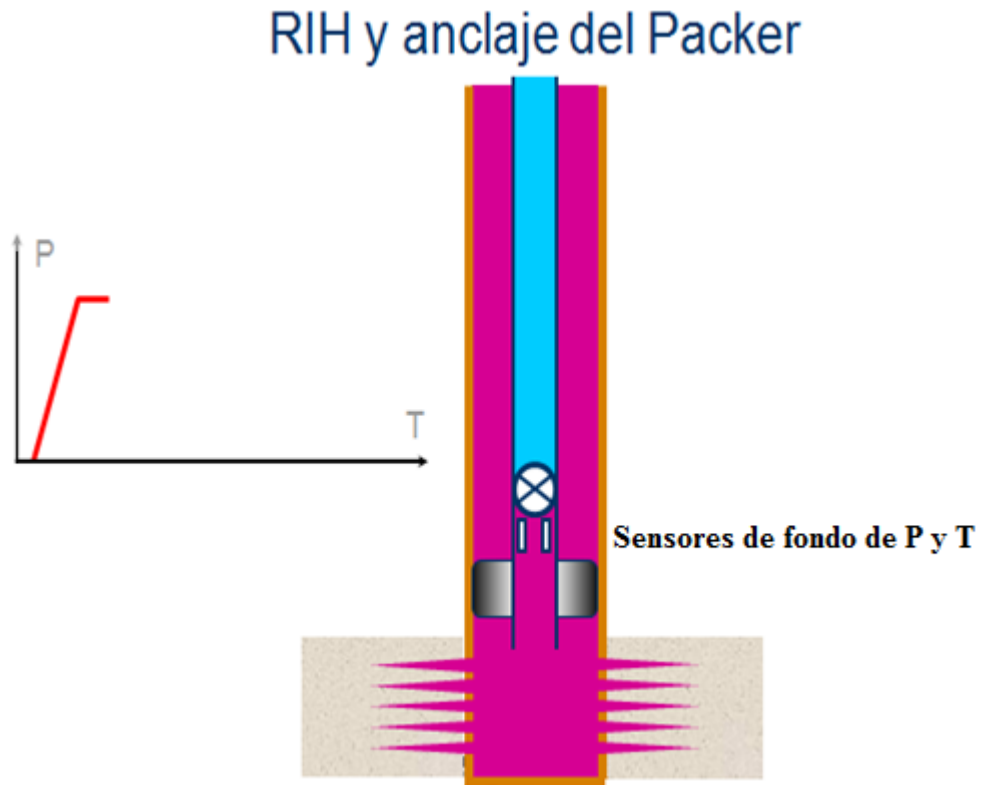
Estas enormes presiones de impacto hacen que el acero, el cemento, la roca y los fluidos del poro fluyan en forma plástica hacia afuera. El rebote elástico daña la roca, deja granos de la formación pulverizados y residuos en los túneles de los orificios recientemente creados.



**Figura 2.81.** Detonación de la carga.

### 2.3.12. Procedimiento de una sarta DST:

1. **Descenso** de la sarta de prueba. En esta fase se hace la prueba de tubería con la herramienta TFTV.
2. El segmento de wireline procede con la correlación de la sarta mediante los registros de Gama Ray y CCL.
3. **Anclado** de “empacador”, ya sea por peso o aplicando presión. Se presuriza el anular para verificar si el empacador está anclado.

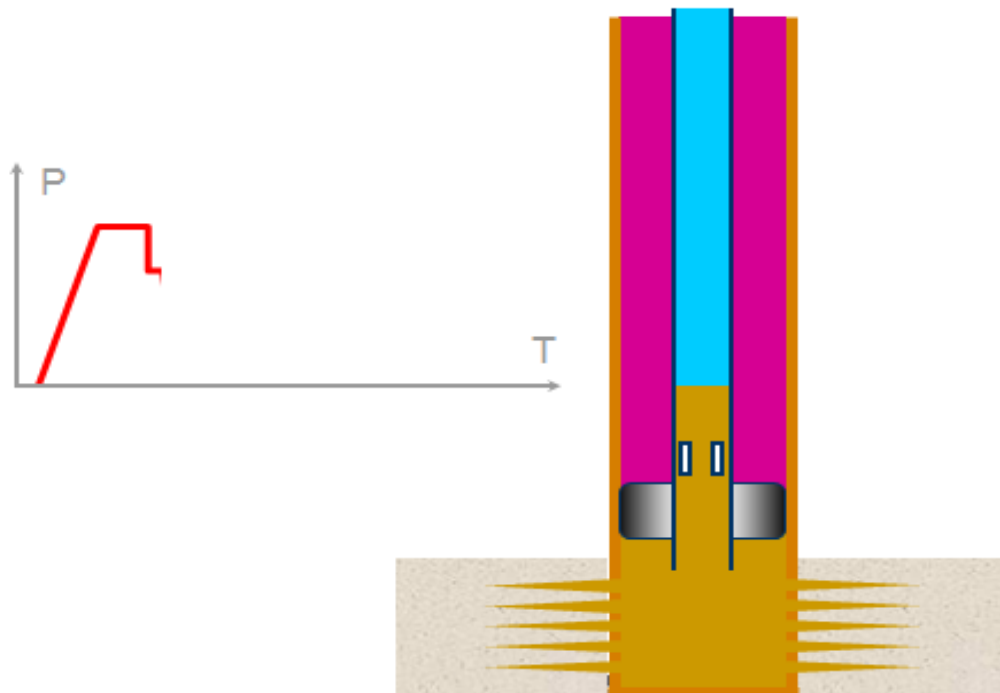


**Figura 2.82.** Cambio de la presión cuando la sarta baja al pozo y cuando se ancla el empacador.

4. Una vez en posición se inicia el baleo de la formación.
5. Luego viene el periodo de **flujo**. Se abre la válvula de apertura. La formación fluye por las tuberías, se activa los porta muestreadores.

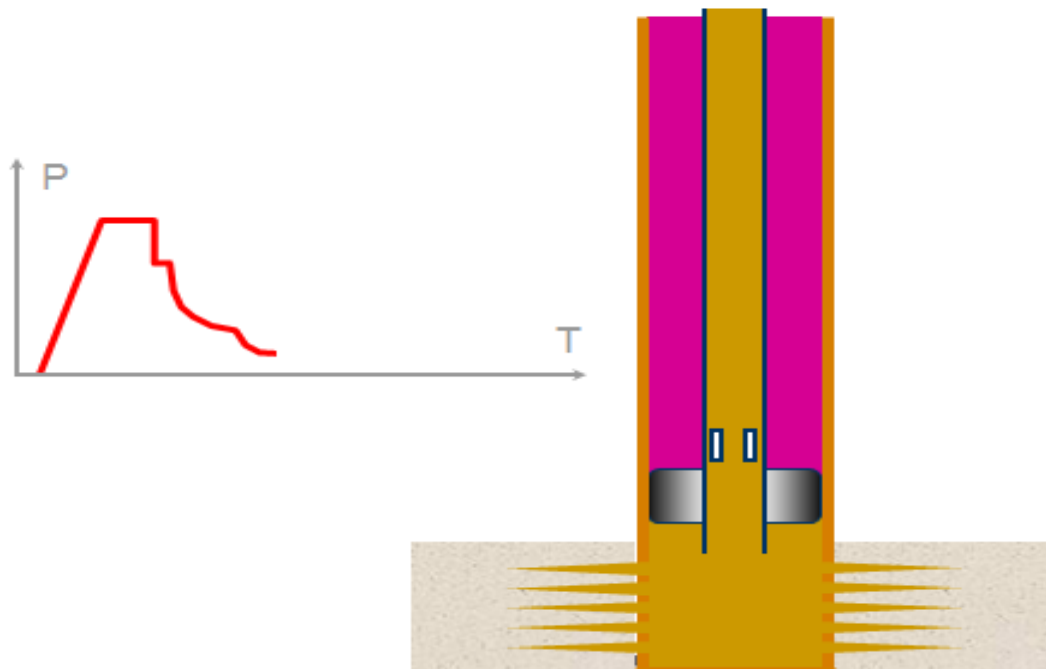


## Abre válvula de fondo



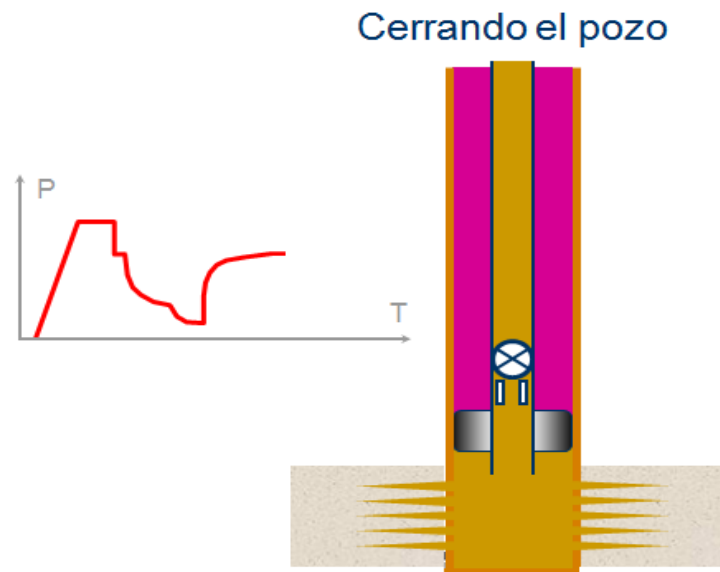
**Figura 2.83.** La presión cae cuando se abre la válvula de flujo.

## Fluyendo el pozo



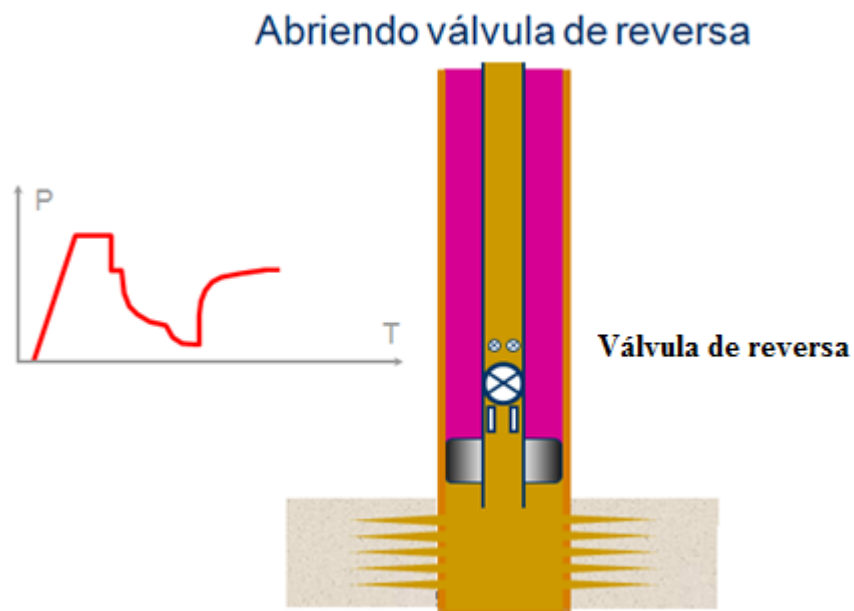
**Figura 2.84.** La presión baja cuando el pozo esta fluyendo.

6. **Toma de presión final.** Se cierra la válvula de prueba.

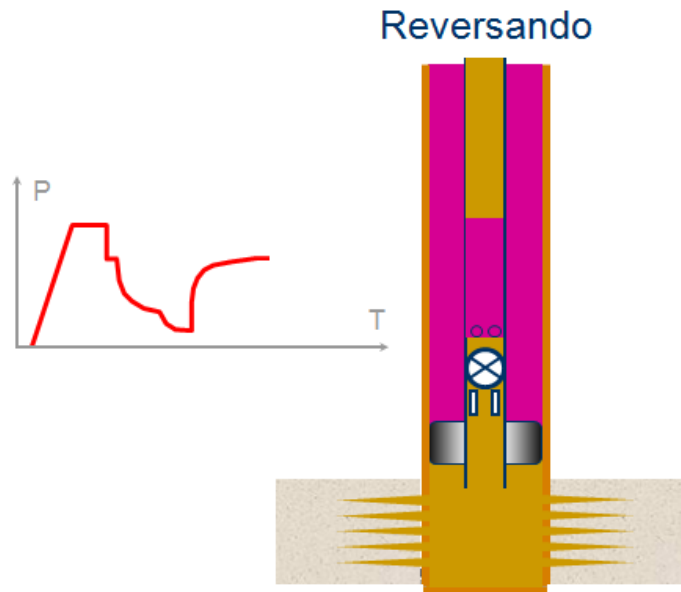


**Figura 2.85.** Comportamiento de la presión cuando se cierra el pozo.

7. Apertura de la válvula de **reversa**. Se igualan presiones a un lado y otro del “empacador”. Se circula con un fluido denso. Se cierra la válvula de reversa y se abre la válvula de prueba.



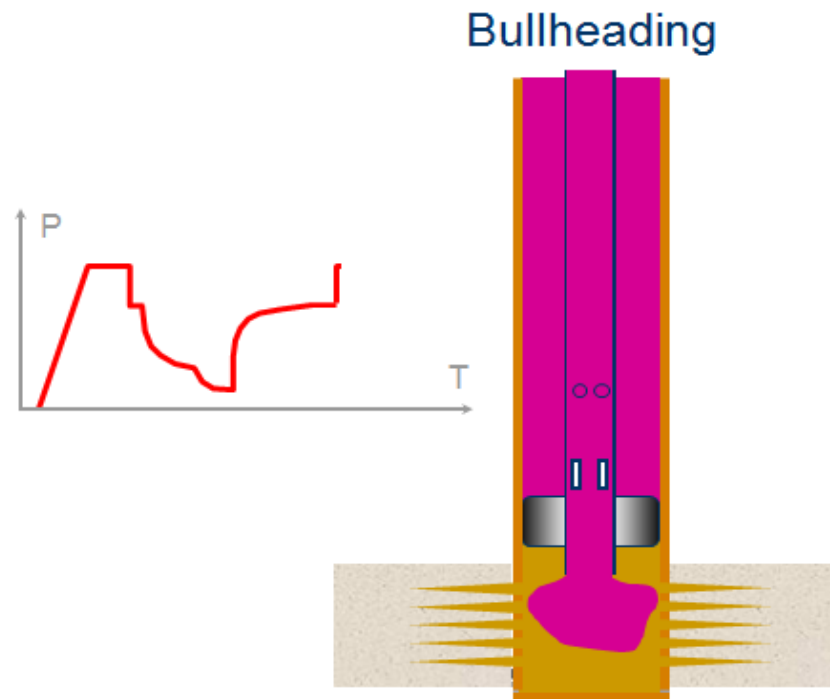
**Figura 2.86.** Comportamiento de la presión cuando se reversa el pozo.



**Figura 2.87.** Reversando el pozo.

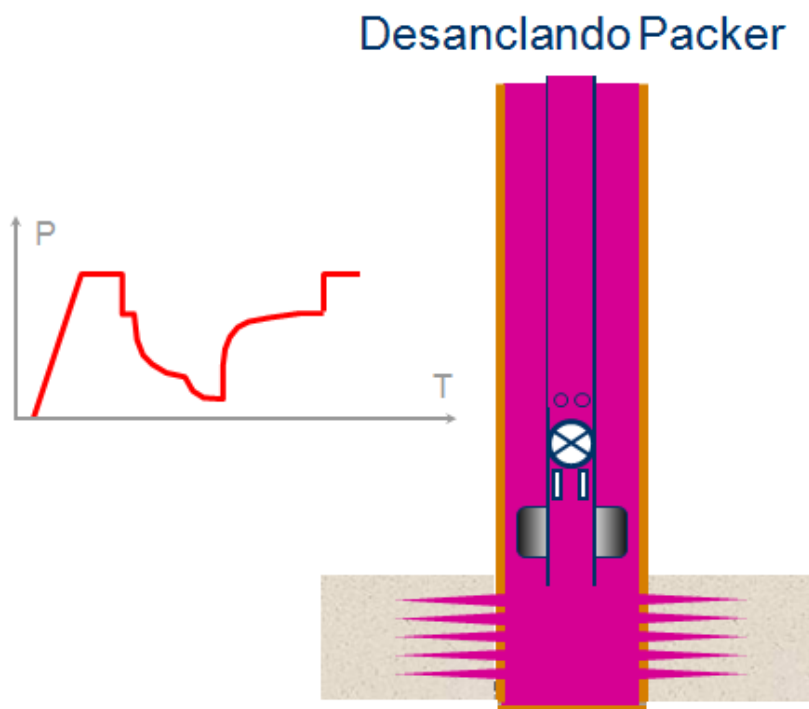
8. En el caso de una sarta convencional hay dos opciones para controlar el pozo:
- Se cierra la válvula de circulación reversa, se abre la válvula de prueba y se reversa por los puertos del empacador. Como se trata de gas poco a poco el fluido de completación va desplazando el gas ubicado en el *Wellbore*. Normalmente se reversa dos o tres capacidades del anular para controlar el pozo.
  - Se cierra la válvula de circulación reversa, se abre la válvula de prueba y se procede hacer *Bullheading* (matado del pozo), es decir, se bombea fluido de control por tubos y este va desplazando los condensados y el gas a la formación. Este procedimiento se hace lento y a tasas bajas con la finalidad de no dañar el pozo.

**Nota:** En el caso de utilizar el sistema de aislamiento CERTIS después de reversar por la válvula de circulación reversa se cierra esta válvula y se abre la válvula de prueba. Luego se presuriza el anular para activar la válvula de reversa del empacador CERTIS llamado BPCV (Válvula de circulación por debajo del empacador). Una vez abierto la válvula BPCV se procede a reversar el fluido de control del pozo. Por seguridad se reversa de 2 volúmenes del anular para un control seguro del pozo.



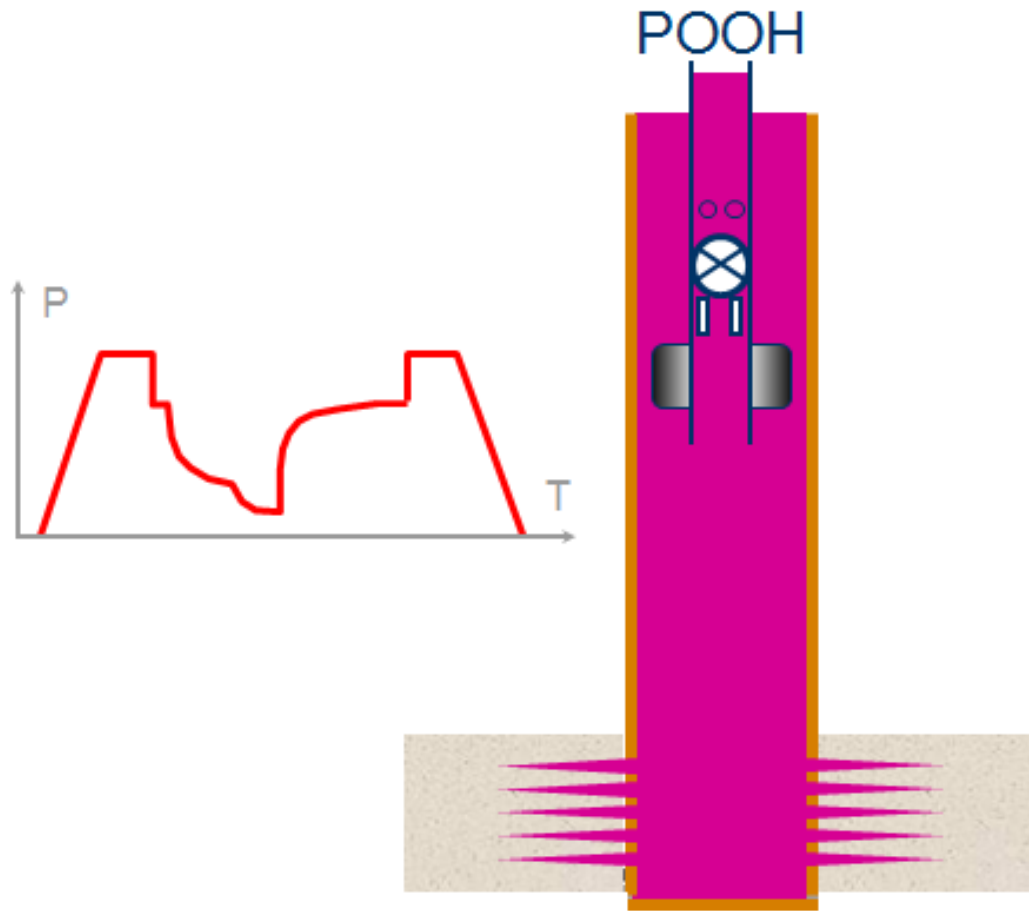
**Figura 2.88.** Cambio de la presión cuando se realiza *bullheading*.

9. Después del control del pozo se desancla el empacador y se reversa o presuriza el anular para verificar que el empacador este desanclado.



**Figura2.89.** Cambio de presión cuando se desancla el empacador.

10. **Por último se retira la sarta de prueba DST y TCP.**



**Figura 2.90.** Cambio de presión cuando se retira la sarta.

### 2.3.13. Barreras de Seguridad

Las barreras son el sistema de seguridad incorporado en la estructura del pozo y el diseño de la sarta de prueba para evitar un descontrol del pozo por los fluidos de la formación y mantener las presiones en el rango de trabajo del revestidor.

Es una práctica común en los trabajos de campo garantizar al menos dos barreras probadas en el lugar y que puedan cerrarse en todo momento.

Para garantizar la seguridad del pozo, del personal y del trabajo en general, debe haber barreras suficientes tanto en el anular y en la tubería. Hay dos tipos de barreras:

- Barrera hidráulica
- Barreras mecánicas

Algunas barreras mecánicas pueden contener más de un mecanismo de cierre, pero todavía están clasificados como una sola barrera, como el mecanismo de doble cierre en una SSTT, etc.

Las barreras a menudo se clasifican en primarios, secundarios y terciarios.

La primera barrera que se tiene en la prueba de pozo DST es el fluido de control o de prueba (fluido de completación), la densidad de este fluido generalmente es de 100 - 200 psi de la presión de formación.

La segunda barrera es una barrera mecánica como la válvula de prueba de pozo (para nuestro caso la válvula IRDV), por seguridad se puede añadir una válvula de seguridad en fondo de pozo (para nuestro caso PFSV) y una válvula cerca a la superficie (para nuestro caso válvula EZ).

La tercera barrera en el pozo es el BOP y la cabeza de flujo ambos en superficie.

Para trabajos en mar se necesitan otras barreras extras como una válvula en el lecho marino que des comunice la plataforma de la sarta en el fondo del mar. A continuación hay unos ejemplos:

- Trabajo en Semisumergible flotante: Válvula de prueba IRDV, válvula de seguridad de SSTT, válvula en el lecho marino como el *senTREE*.

- Trabajo en Semisumergible anclado: Válvula de prueba IRDV, SSTT.
- Trabajos en Jack-Up o plataformas marinas cerca a la orilla: Válvula de prueba IRDV, válvula de seguridad de PFSV, válvula en superficie como la *flowhead*.
- Trabajos en tierra: Válvula de prueba IRDV, válvula de seguridad de PFSV, válvula en superficie como la *flowhead*.

### **2.3.14. Características de la Prueba**

#### **2.3.14.1. Apertura del Pozo**

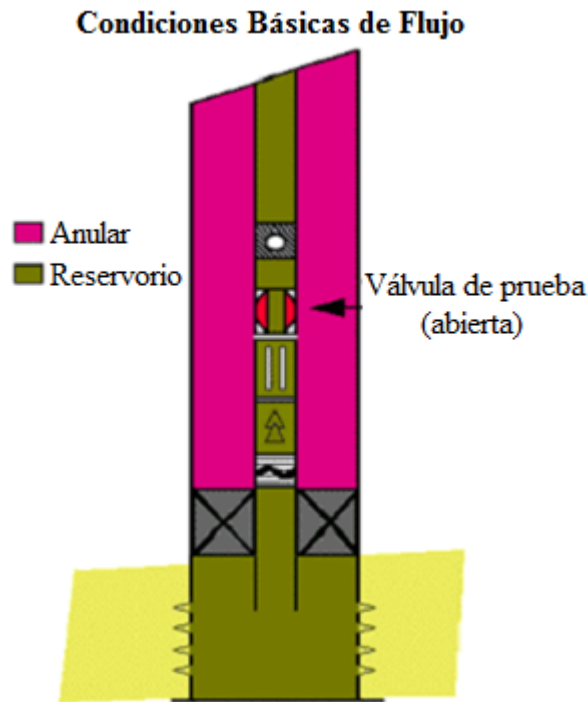
Es por lejos la parte más delicada de una prueba de pozo exploratorio, porque hay poco conocimiento previo del comportamiento del pozo y la naturaleza del fluido. Cuando se abre la válvula de prueba la presión del reservorio ( $P_f$ ) es capaz de superar la presión del colchón ( $P_c$ ). Siempre que  $P_f > P_c$ , entonces el pozo empieza a fluir.

Durante la fase inicial de la prueba, los fluidos del wellbore, y, más tarde, el fluido de perforación (lodo) que ha invadido a la formación fluyen del pozo hacia la superficie. Esto se conoce como el período de limpieza. La limpieza se completa cuando el efluente del pozo en superficie es fluido de reservorio que no contiene partículas de lodo o recortes en superficie.

En ocasiones, el pozo puede tener dificultades de descarga debido a que el lodo pesado ha invadido la formación durante la perforación. En este caso, puede ser necesario el levantamiento con nitrógeno ( $N_2$ ). Esto se realiza introduciendo una tubería con diámetro pequeño continuo (de 1 1/4 a 1 3/4), conocido como tubería flexible ó “*coiled tubing*” (CT), en la sarta de prueba a una profundidad predeterminada.  $N_2$  es bombeado desde la superficie por abajo del CT. El  $N_2$  que sale del tubo de prueba aligera la columna de fluido, permitiendo que fluya el pozo. Una vez que los hidrocarburos más ligeros ocupan la mayor parte de la longitud de la sarta de prueba, la presión hidrostática que fluye cae por debajo de la presión del reservorio y el pozo fluye naturalmente. En este punto, la tubería flexible puede enrollar fuera del agujero.

Una vez que se complete la limpieza, el período de flujo principal puede mantenerse durante la duración prevista, durante el cual se registran las mediciones de presión de fondo de pozo y los fluidos fluyen a superficie. Al final del período de flujo principal, la válvula de prueba se cierra. La presión de formación se acumula en la válvula, mientras que la medición de presión de fondo de pozo continúa. Se prefiere

cerrar el fondo del pozo contra la válvula de prueba que cerrar en contra de un dispositivo de control de flujo en superficie, ya que minimiza el volumen del pozo comprimido, ahorrando tiempo y obteniéndose datos de presión que son más simples de analizar.



**Figura 2.91.** Condición de la sarta cuando se abre la válvula de prueba.

#### 2.3.14.2. Fin de la Prueba

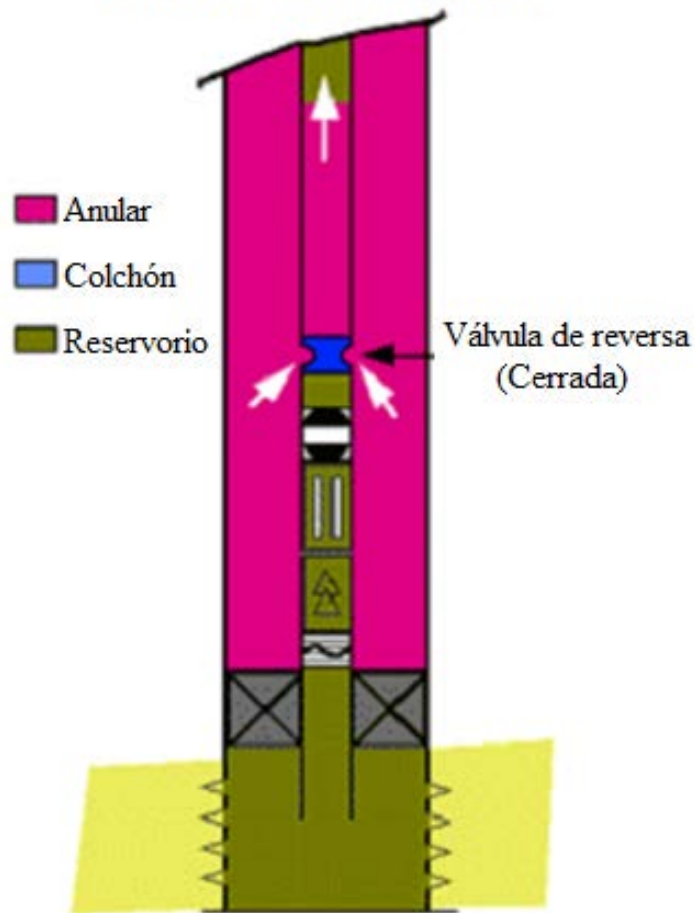
Por razones medioambientales y de seguridad los hidrocarburos que se dejan dentro de la sarta tubería de perforación o tubería de producción por encima de la válvula de prueba cerrada deben de retirarse (reversando con fluido de completación) antes de que el empacador sea desanclado. De lo contrario, los hidrocarburos inflamables podrían derramarse en el piso de perforación o prenderse el fuego cuando la sarta se desarma. La válvula de reversa hace posible esta circulación. Cuando se abre la válvula de reversa permite que el fluido del espacio anular sea bombeado a la sarta de tubería de perforación o tubería de producción, el retiro de los hidrocarburos a superficie, donde pueden ser eliminados de manera segura. Una vez que está libre de cualquier hidrocarburo, la sarta de prueba se puede retirar del pozo de forma segura.



Los pasos generales para poner fin a una prueba de fondo de pozo son:

1. Abrir la válvula de reversa.
2. Retira los hidrocarburos de la tubería de perforación o tubería de producción(reversar por anular).
3. Cerrar la válvula de reversa.
4. Abra la válvula de prueba.
5. Bomba de lodo por la sarta de prueba para matar intervalo probado.
6. Desconectar o desanclar el empacador.
7. Retirar la sarta del pozo.

### Principio de Reversa de Fluido



**Figura 2.92.** Procedimiento de reversa con la válvula IRDV.

## CAPITULO 3: METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

### 3.1 Plan de Trabajo

#### 3.1.1. Descripción del Sistema de aislamiento CERTIS.

El sistema de aislamiento CERTIS para pruebas de reservorio de alta integridad combina características de un empacador convencional recuperable con un empacador permanente con asentamiento hidráulico, incluyendo un conjunto de gomas que permiten un sello flotante eliminando la necesidad de usar lastrabarrenas y juntas de deslizamiento. El sistema de aislamiento CERTIS tiene dos tipos: CERTIS HPPK-AB y CERTIS HPPK-DA.

- a) El CERTIS HPPK-DA está diseñado y probado para presión diferencial de 15000 psi (103 MPa) y temperaturas hasta 430 °F (221°C) para casing con peso de 32, 35 y 38 lb/ft.
- b) El CERTIS HPPK-AB está diseñado y probado para presión diferencial de 8000 a 12000 psi (55 a 83 MPa) y temperaturas hasta 350°F (177°C) para casing con peso de 26, 29, 32 y 35 lb/ft.

El Sistema de Aislamiento CERTIS contiene 4 secciones principales:

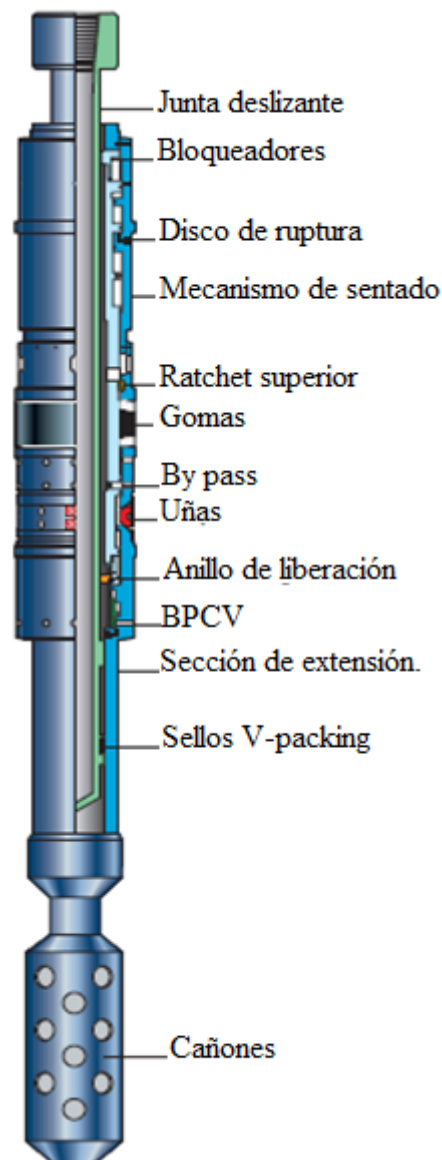
1. El mecanismo de anclaje.
2. El cuerpo del empacador.
3. El sistema de desplazamiento (*Stinger*).
4. El mecanismo de liberación bypass del empacador.
5. Además se puede incorporar una válvula de circulación debajo del empacador (BPCV) para un sistema más eficiente de control de pozo.

#### 3.1.2. Procedimiento de activación

El sistema es bajado al pozo con cuatro bloqueadores, estos fijan la varilla de desplazamiento (*Stinger*) dentro del cuerpo del empacador; además tiene unos sellos en la parte inferior de la varilla de desplazamiento (*Stinger*) que bloquea la comunicación del espacio creado entre la varilla de desplazamiento y el cuerpo del empacador.

Cuando el sistema alcanza la profundidad requerida, se procede con la correlación de la sarta DST/TCP con el área de wireline.

Luego sigue el procedimiento de anclado del sistema de aislamiento CERTIS, para el cual se presuriza el anular para activar el mecanismo de asentamiento hidráulico. La presión hidrostática rompe el disco de ruptura y sienta las uñas bidireccional del empacador, luego cierra el bypass del empacador, y se comprime las gomas (sistema de sellado) y al final libera los bloqueadores de la varilla de desplazamiento. Un ratchet retiene la fuerza aplicada; cuando rompe unos pines de seguridad (unos pequeños tornillos de bronce o de acero dependiendo la fuerza que se desea acumular) entonces la fuerza se multiplica y comprime las gomas. Entonces con esto acaba el proceso de sentado del “empacador”. Después de anclar el empacador este se separa completamente de la sarta.



**Figura 3.1.** El Sistema de Aislamiento CERTIS y sus partes.

**Nota:** Este sistema te permite anclar el empacador a la profundidad pre determinada después de la correlación, mientras que al anclar un empacador mecánico tendrás q mover la sarta (cerrar la longitud del martillo hidráulico y de las juntas deslizantes) lo cual tendrás una aproximación de la posición final del empacador (incertidumbre) y tus cañones se moverán de la posición predeterminada.

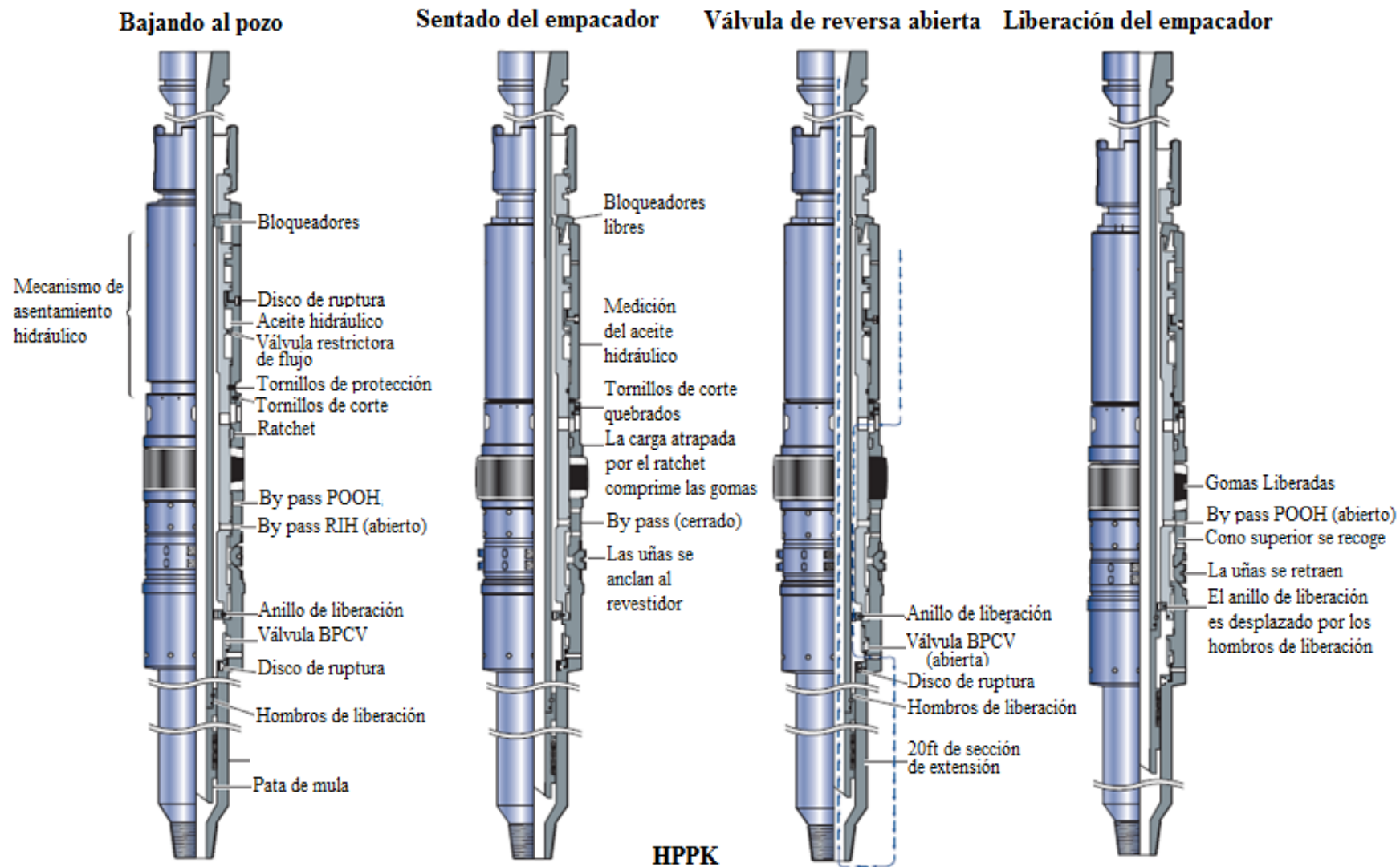
**Nota:** Durante el anclaje es importante tomar el peso subiendo y bajando de la sarta, esto servirá como indicador para el anclado y el desanclado. La sarta cuando llega al punto de anclado o sentado tiene un peso, este es anotado, al anclar el empacador se nota una pérdida del peso (visto en el *Martin decker*). Además tener en cuenta si la válvula de prueba se baja abierta o cerrada, esto es importante porque si la válvula de prueba está cerrada esto genera una fuerza adicional hacia arriba y puede indicar un peso erróneo de la sarta sola.

Luego de posicionar la sarta se continúa con el proceso de baleo y de la prueba en su totalidad. El tener el empacador incomunicado con el resto de la sarta DST te permitirá que después de la explosión el empacador no se mueva y siga aislando el anular de la tubería, además que el resto de la sarta se moverá por el cambio de temperatura.

### **3.1.3. Procedimiento de Liberación**

Para abrir la válvula de circulación se mete presión por el anular, el fluido ingresa por unas ventanas y rompe un disco de ruptura interno y abre la válvula de circulación. El fluido sale por la válvula de circulación BPCV (que se encuentra por debajo de las gomas) y se va hasta la válvula de producción e ingresa a la tubería y desplaza todo el fluido que se encuentra en el wellbore y por encima de la válvula de producción (Ver en la Figura 3.2).

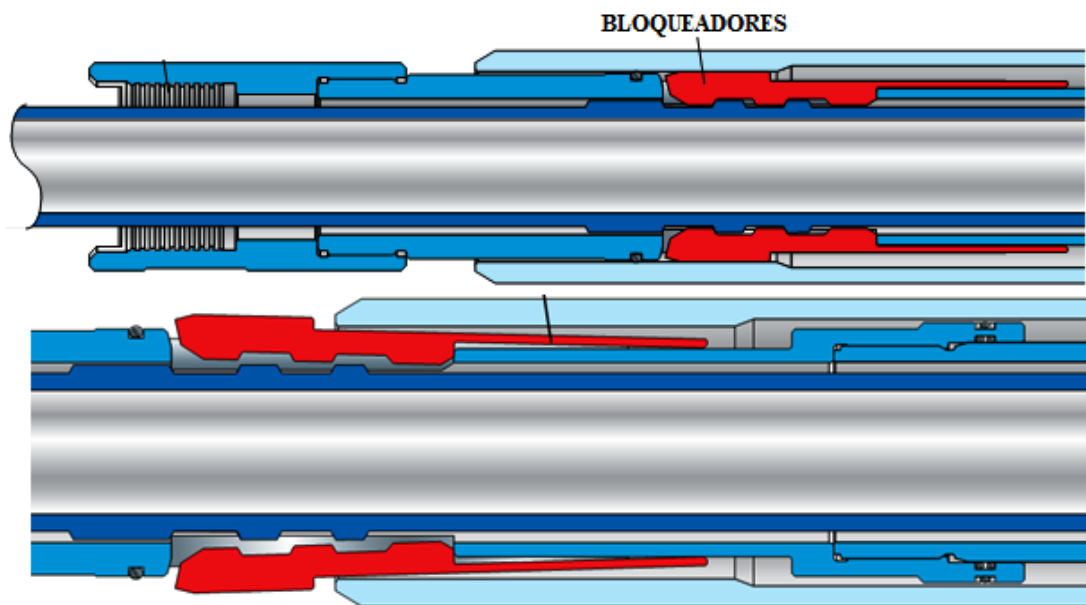
Para desanclar el sistema de aislamiento CERTIS se baja el *Stinger* hasta el punto cero, es decir, el *Stinger* hace un recorrido total hasta que pierda 5 mil libras de peso, luego el *Stinger* se sube lentamente hasta que unos pines se quiebren, al quebrarse los pines las uñas se retraen, las gomas se descomprimen y el By pass se abre. Se continúa subiendo hasta que el desnivel que tiene el *Stinger* en la parte inferior (hombritos) choque con el desnivel dentro del empacador y se comienza a retirar la sarta DST/TCP como si se tuviera pescando un empacador.



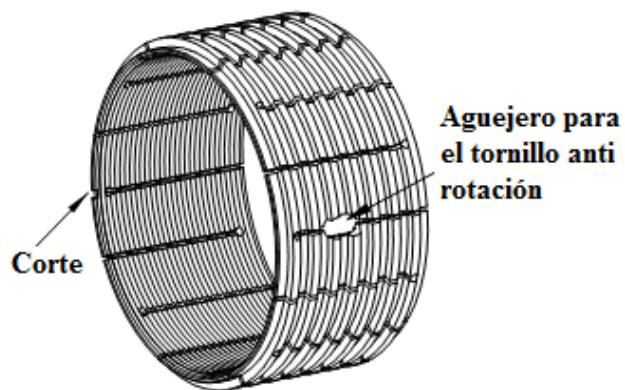
**Figura 3.2.**Procedimiento de trabajo del Sistema de Aislamiento CERTIS.

Al final de la tesis se anexa algunas figuras que describirán mejor los procesos del sistema de aislamiento CERTIS, es decir, como se encuentra cada parte de la herramienta cuando se baja al pozo, cuando se ancla la herramienta, cuando se activa la válvula BPCV para reversar fluido de control y cuando se desancla la herramienta.

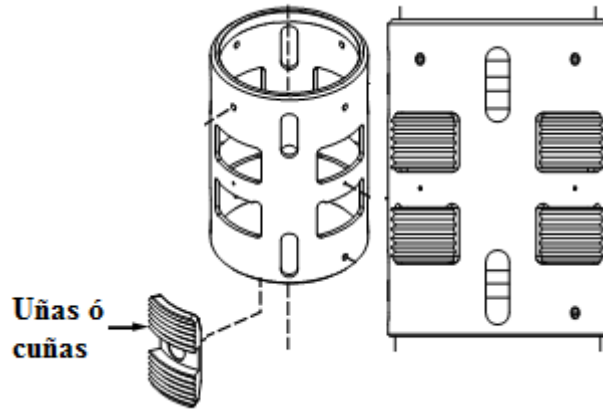
A continuación se muestra algunas piezas de la herramienta.



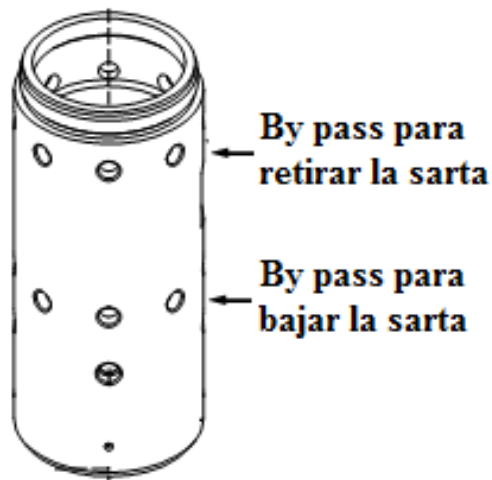
**Figura 3.3.** En la parte superior se muestra la posición de los bloqueadores cuando la sarta se baja al pozo, en la parte inferior muestra cuando los bloqueadores son liberados (Entonces la junta de deslizamiento se separa del cuerpo del empacador).



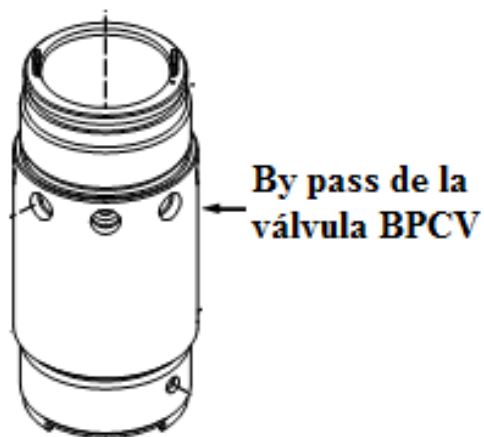
**Figura 3.4.** El ratchet mantiene las gomas comprimidas.



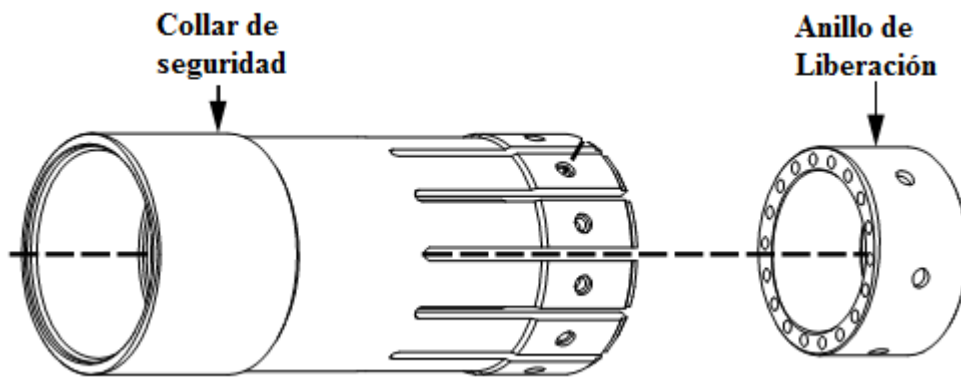
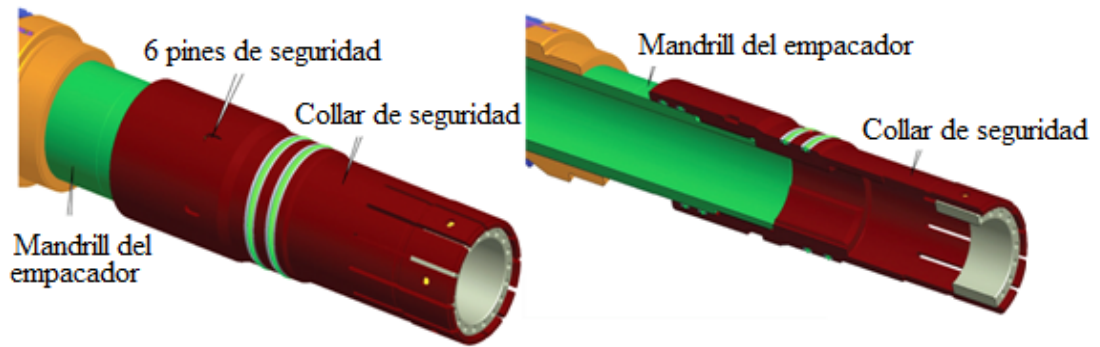
**Figura 3.5.**Las uñas o cuñas del empacador, son bidireccionales.



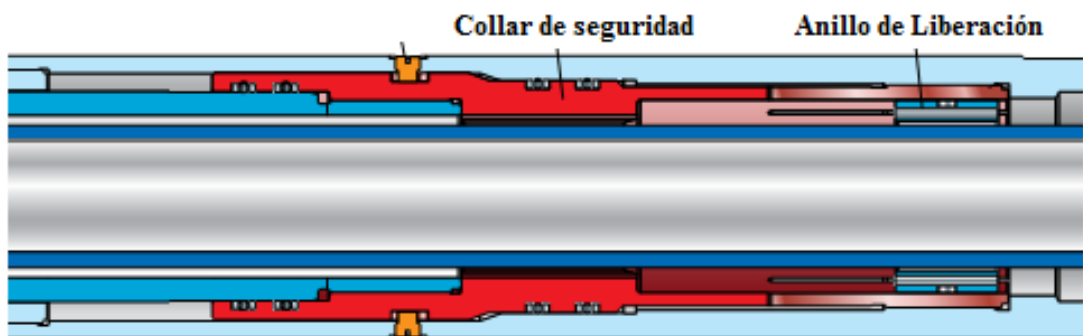
**Figura 3.6.**Los dos By passes que se utiliza para ingresar y retirar la sarta del pozo, el uso de estos By pass es para evitar los problemas de suaveo o pistoneo.



**Figura 3.7.**La válvula BPCV (la válvula de circulación por debajo del empacador).

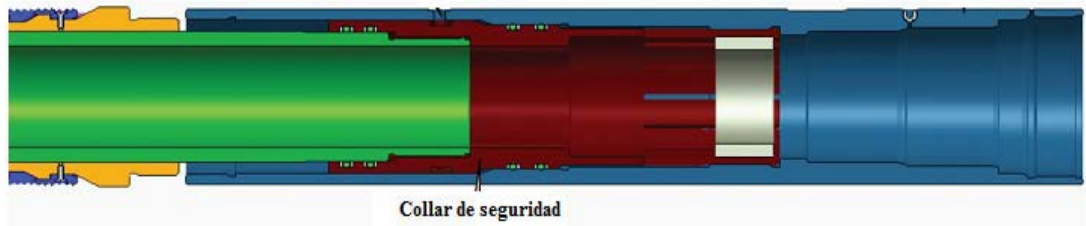


**Figura 3.8.**El mecanismo de desanclado del Sistema de Aislamiento CERTIS, se observa el collar de seguridad, los pines de seguridad y el anillo de liberación.

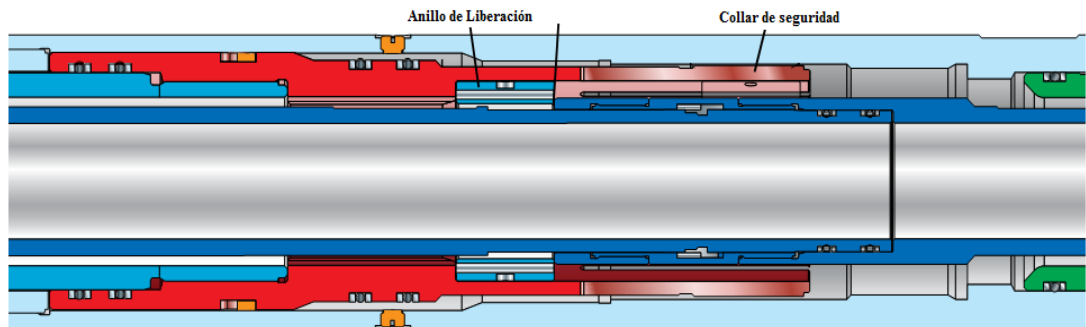


**Figura 3.9.**La posición del collar y el anillo cuando se baja la sarta hasta antes de desanclar el empacador.

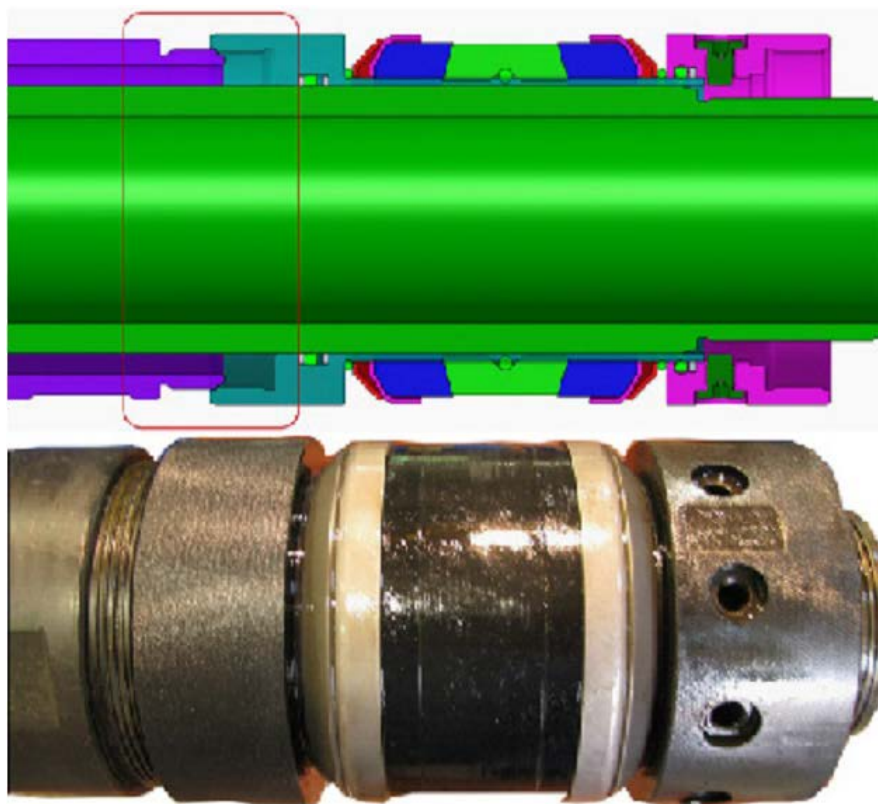




**Figura 3.10.** Instante cuando el desnivel de la varilla de deslizamiento se acerca al anillo de liberación.



**Figura 3.11.** Instante cuando el desnivel choca con el anillo de liberación, rompe los pines de seguridad y recoge el anillo de liberación, entonces se recoge las uñas y las gomas y finalmente se desancla el empacador.



**Figura 3.12.** Distribución de las gomas del empacador.

### **3.2 Tipo de Investigación**

Para el presente proyecto se han tomado datos de la empresa Schlumberger del Perú, por tratarse de empresas reconocidas a nivel mundial mucha de la información es restringida, por el cual se trato de llevar a cabo este proyecto de Tesis con la información disponible, además tratando que sirva al conocimiento de los estudiantes de la Facultad de Ingeniería de Petróleo Gas Natural y Petroquímica.

El tipo de investigación que se usara es el explicativo, en cual se compara los beneficios de usar una sarta con el sistema de asentamiento CERTIS versus una sarta convencional para prueba de reservorio en fondo de pozo DST. El objetivo es obtener pruebas de reservorios más eficientes reduciendo las complicaciones operacionales, como el de anclar un empacador mecánico en pozos desviados que retardan el trabajo.

De esta manera, se buscara el porqué la industria requiere el uso de esta nueva clase de empacadores hidráulicos como es el sistema de asentamiento CERTIS de alta integridad, para pruebas de reservorios en pozos desviados. Se realizaran graficas donde se muestra los resultados de la evaluación económica.

En atención al diseño, la investigación se clasifica como documental y experimental ó de campo, ya que se realizó a través de consultas bibliográficas, entrevistas, consultas a la red, entre otros; así como también mediante la recolección de datos reales provenientes de las pruebas tomadas a los pozos en estudio, sin manipular ni controlar variable alguna.

### **3.3 Población y Muestra**

Todos los pozos donde se han corrido la tecnología del sistema de asentamiento CERTIS, que para nuestros casos son experiencias en otros países como en el mar del Norte en Noruega, en Venezuela y actualmente se está corriendo en Brasil y en el Lote 95, pozo Bretaña Norte 2-1X de la compañía Gran Tierra. También se encuentran los pozos donde se corrió el sistema de asentamiento CERTIS antes de su perfeccionamiento.

### **3.4 Instrumento de Recolección de Datos**

La técnica utilizada para la recolección de datos fueron las entrevistas y consultas a trabajadores y compañeros que conocen de la herramienta y de los problemas que se tiene cuando se sienta un empacador mecánico en pozos desviado. También se recolecto información de manuales y informes de trabajos de campo

Los instrumentos utilizados en esta técnica son:

Investigación y recolección de información de informes, libros, presentaciones, publicaciones de entidades públicas y privadas, manuales, revistas científicas, boletines informativos, bibliotecas públicas y/o privadas, redes informativos, estándares internacionales, y otros.

### **3.5 Análisis e Interpretación de la Información**

El primer paso que se realizo con la información obtenida es la de clasificación y comparación de la información. Luego mediante el procesamiento adecuado de la información (análisis e interpretación), se pudo recopilar información sobre el Sistema de Aislamiento CERTIS; y hacer una comparación con una sarta convencional que tiene un empacador mecánico sentado por compresión y se observó los beneficios en la parte operativa y económica del uso del Sistema de Aislamiento CERTIS. Además que el Sistema de Aislamiento CERTIS ha reducido la complejidad de las pruebas de reservorio DST para pozos desviados donde sentar un empacador mecánico es complicado.

Lo más importante de una prueba de reservorio en fondo de pozo “**DRILL STEM TEST**” es la data de fondo de pozo que se registran en las memorias en la etapa de la prueba, por el cual la ubicación de las memorias en el fondo del pozo, es muy crítico debido a que se requiere tener data con menor porcentaje de error, hay veces se requiere que las memorias estén más cerca del reservorio, pero también se requiere que estas no se dañen en la etapa del punzonamiento o baleo por el impacto que sufre toda la sarta en la explosión si esta cerca al reservorio, la ubicación de la memorias en el fondo de pozo es una decisión importante para el trabajo.

### 3.6 Procedimiento de Prueba Propuesto

Baleo y prueba de la formación NIA INFERIOR TCP/DST

1. Armar escopetas de 4.5" TCP HSD, **Power Jet Omega** HMX cargadas con 16 spm y con cabeza de disparo combinada HDF/**eFire** herramientas de DST.

La sarta DST/TCP se arma y baja con la válvula TFTV, tubería de 3-1/2" HYD 533, llenar automáticamente y probar con 4000 psi los primeros 20 stands e ir reduciendo la presión de prueba en 500 psi en los siguientes 20 stands a probar, hasta que la sarta este en el intervalo a ser perforado. Presurizar el anular para romper los pines de la TFTV. Programar la TFTV para que rompa una vez que esta al fondo la sarta con  $\pm$  100 psi, verificar ruptura por circulación.

Nota.- La formación será baleada con la técnica de desbalance dinámico, por lo que se bajara la sarta con la bola abierta después de activar la cabeza de disparo eFire se reversara nitrógeno para condicionar el bajo balance. Además la sarta se baja con un PIP radioactivo.

2. Programar las registradoras de presión y temperatura para que obtengan lecturas cada 2 – 5 segundos después del periodo de espera que involucra el tiempo de corrida, posicionamiento de la sarta a la profundidad requerida y al tiempo de espera de la operación de disparo.
3. Posicionar el empacador sin sentarlo en la posición estimada del baleo.
4. Armar Unidad de Schlumberger de **wireline**, Bajar 1-11/16" GR/CCL log. Correlacionar el PIP radioactivo y GR con el GR del registro corrido GR/CBL/IBC/CCL, definir posición de las escopetas de acuerdo a lo recomendado.

**Nota.**-Si NO está en la posición exacta de baleo y SI se requiere hacer cambio en la longitud de la sarta (agregar o quitar **pup joint/s**), la herramienta de **logeo** se sacara del pozo, agregar o sacar la dimensión de tubería que se requiera, re-espaciar sarta de TCP / DST / ESP para poner las escopetas a la profundidad de baleo recomendada

5. Anclar las empacadura a la profundidad corregida con  $\pm$  1200 psi.

6. Terminar de armar equipo de prueba de superficie (cabezal de flujo y líneas), probar con 10000 psi de presión, probar sistemas de emergencia de cierre de la cabeza de flujo, así como del *choke manifold*.
7. Probar sentado y hermeticidad del empacador. Se aplicara presión en el anular y se verificara si hay soplo en superficie o incremento de presión constante en el *choke Manifold*, ambos indicaran ingreso de fluido (debido a desbalance de columnas por falla del empacador), si no hay soplo, ni incremento de presión, cerrar *choke Manifold* y continuar con el programa. Si hubiese soplo inicial fuerte con incremento de presión constante en el *choke* por + de 20 segundos, indicaría que el empacador no está bien sentado, entonces se procederá a anclar el empacador y si aun se sigue con el problema se procederá a retirar la sarta.
8. Detonar los cañones para perforar el intervalo objetivo (tomando en cuenta la temperatura y el diámetro del hoyo, el cual seria de aproximadamente 240°F y 7 pulgadas, respectivamente). Detonar con la cabeza de disparo eFire.

Presurizar por tubos con nitrógeno para activar la cabeza de disparo eFire (2 comandos de baja presión con Nitrógeno), programar la cabeza para que tenga un retraso del disparo de 20 minutos después de ser activada, esperar disparo de las escopetas de TCP.

**Nota.-** Si no se detecta soplo, flujo o presión en el *choke manifold*, después de 30 minutos de haberse activado la cabeza de disparo eFire, cerrar la válvula de prueba (TV), abrir la válvula de circulación (CV), con fluido de completación de 9.2 ppg. Luego cerrar CV y abrir nuevamente la TV. Retirar la sarta de prueba según procedimiento de sacado de escopetas cargadas con explosivos.

**Nota.-** El baleo se hará con la válvula (TV) de la IRDV Abierta.

9. Después de haber detectado el baleo en superficie, abrir la sección del choke manifold regulable con 32/64" alineado hacia los tanques de medida y hacia la poza de quema, continuar como sigue:

a) Flujo Inicial

El tiempo de duración del flujo inicial es 46 minutos. El primer cierre para el **Build up** es de 3 horas.

b) Periodo de Descarga y Limpieza de formación

Descargar el pozo comenzando con choke ajustable de 32/64", e ir incrementando 4/64" hasta llegar a 36/64", luego cambiar el choke ajustable por choke fijo, continuar la limpieza con incrementos de chokes fijos de 4/64" hasta llegar, si es factible a 56/64", verificar los sedimentos o partículas impregnadas en los chokes fijos, así como en su receptáculo cada vez que se cambie estos para definir con certidumbre el fin del periodo de limpieza. El tiempo de duración es de 9 horas 55 minutos.

c) Prueba corta de flujo

La prueba corta es muy importante porque de acuerdo a los resultados obtenidos, se podrá definir con certidumbre el tamaño del choke a usar en la prueba principal en donde se deberá tener Flujo Critico del choke escogido y producción fluyente estabilizada.

Hacer prueba corta de producción a través del Medidor multi-tasa y los tanques de medida como sigue:

2do Flujo: la prueba corta durara 8 horas utilizando los chokes 56/64", 48/64", 40/64" y 36/64" cada choke esta fluyendo por dos horas.

2do Cierre: Cerrar 3 veces el tiempo del periodo de la prueba corta. Después de terminar la prueba corta, cerrar la válvula TV de la IRDV así como el **choke Manifold** para el **Build Up**. Y el tiempo del 2do Cierre para **Build Up** es de 24 horas.

d) Periodo de Muestreo

En este periodo se recogerá muestra en el separador: se tratara de tomara dos sets de muestra de liquido y de gas. El periodo de muestreo durara 18 horas, y se utilizara los siguientes chokes: 48/64", 40/64" y 36/64", se tomara 2 sets de muestras de gas y condensado en el separador. Cada muestra se tomara cada 6 horas.

3er Cierre: Se cerrara el pozo para **Build Up** de 24 horas.

e) Prueba Principal de Flujo (Prueba Multi tasa o multiflujos)

Abrir con reductor de 36/64 pulgadas, y realizar la prueba multi tasa con reductor de 40/64 pulgadas, 48/64 pulgadas y 56/64 pulgadas si el comportamiento del pozo lo permite, con duración estimada de 12 horas para cada reductor con las condiciones de flujo estables.

**Nota.** Activar los muestreadores de fondo (SCAR) 4 horas antes de terminar el periodo de flujo.

**Nota.** Muestras de fluido serán tomadas en el *choke manifold* para determinar: BSW, API, Salinidad del agua, H<sub>2</sub>S, CO, CO<sub>2</sub>. Presión y Temperatura en cabeza.

f) Cierre Final

Cerrar el pozo en fondo y en superficie por 96 horas o el doble del periodo de la prueba multi tasa, dependiendo de la estabilización de la presión de restauración.

## 10. Control del Pozo

Abrir válvula de reversa (CV) de la válvula IRDV, llenar y reversar la sarta de prueba por lo menos 2 volúmenes del mismo con fluido de completación (debe tener píldoras viscosas para controlar el pozo). Cerrar válvula de reversa (CV) y abrir válvula operativa de fondo TV de la IRDV. Aplicar presión en el anular para activar la válvula debajo del empacador BPCV. Llenar y reversar la sarta de prueba por lo menos 2 volúmenes del mismo con fluido de completación observar presión en tubing por 30 minutos, si se mantiene en presión atmosférica, poner la válvula TV en candado abierta. Bajar cabeza de flujo, desanclar el empacador, esperar 1 hora observando presiones, si tanto en tubos como en el anular se mantiene atmosférica, agregar 1 tubo, circular o reversar desde el fondo de la sarta  $\pm 1.5$  volúmenes del pozo. Sacar sarta de trabajo TCP/DST despacio (4 stands / hora) mientras el empacador este en 7" para evitar suabear (descontrol del pozo) el pozo, cuando el empacador entre al casing de 9-5/8" incrementar la velocidad de sacado de la sarta a 12 stands/hora.

## CAPITULO 4: DESARROLLO DEL MODELO

### 4.1 Alcance

Las Pruebas de reservorio en fondo de pozo con tubería (DST) son un paso importante para determinar el potencial productivo de un pozo exploratorio a condiciones dinámicas mediante la obtención de parámetros como presión, temperatura, caudal; y recolección de muestras para obtener datos PVT. Con el DST se obtienen datos más precisos del comportamiento y capacidad del reservorio. Este método de evaluación permite ver con más profundidad dentro del reservorio en comparación con los otros métodos de evaluación descritos.

Los problemas asociados a una mala prueba generan grandes pérdidas a la industria petrolera. El factor económico impone la necesidad de disminuir la incertidumbre de los posibles problemas que ocurren al bajar las herramientas al pozo, y así disminuir los costos asociados al tiempo perdido y a los posibles trabajos consecuentes como retirar la herramienta del pozo o la pesca de la herramientas por atrapamiento de la sarta en el pozo ó activación de alguna herramienta antes de llegar a la profundidad requerida (antes de dar inicio a la prueba).

### 4.2 Antecedentes

Schlumberger a nivel mundial ya había corrido este sistema y uno de los antecedentes con buen resultado fue en Noruega en el mar del Norte con la compañía BG GROUP. BG Noruega necesitaba realizar una operación de prueba de reservorio para evaluar el yacimiento Bream lejos de la costa sur de Noruega.

El pozo altamente desviado tenía una extensa sección horizontal que requería que un empacador se fije en un ángulo de desviación de 70° a 75°. Además, una larga sarta de cañones (600m) tuvo que ser corridos con las herramientas de prueba de fondo de pozo combinando los métodos: Prueba de Pozo con Tubería ó *Drill Stem Test* (DST) y Baleo transmitido con tubería ó *Tubing-Conveyed Perforating* (TCP).



### 4.3 Análisis

Un empacador recuperable convencional se consideró inadecuado porque la rotación de la tubería requerida era incompatible con la desviación del pozo y la prueba submarina necesita un árbol umbilical para la plataforma flotante. Además, el empacador para ser sentado a compresión requeriría peso de grandes cantidades de tubería pesada para compensar la desviación.

Al final de esta prueba en Noruega se mostró que el sistema flexible CERTIS proporciona una solución óptima y sin incidentes, reuniendo los objetivos de la prueba, que logró las expectativas del cliente, ahorrado el tiempo en la plataforma, y eliminó la necesidad de comprar un empacador permanente ahorrando al final al cliente más de USD 300,000.00.

Eficiencia en el fondo del pozo y efectividad económica en las pruebas			
	Sarta de Prueba Convencional	Sarta de completación	Sarta de Prueba con el sistema CERTIS
Corridas	1	2 a 3	1
Herramientas en el pozo	11	4	4
Tiempo por viaje	38 hrs	44 a más de 54 hrs	30 hrs
Costo adicional	Alquiler de lastrabarrenas: ~ USD 50,000	apropiación del packer: ~ USD 80,000	-
Costo total adicional al cliente	> USD 150,000	> USD 300,000	USD 0

**Tabla 4.1.** Comparación de costos del trabajo en Noruega.

### 4.4 Evaluación Económica

Para demostrar la viabilidad económica de la aplicación del proyecto se modelara un caso simple, en el cual, se compara la utilización de una sarta convencional y la sarta con el sistema de aislamiento CERTIS; y cual conviene utilizar tanto en la parte operacional como en la parte económica.

Los precios utilizados para la comparación son valores aproximados promedio de acuerdo a los utilizados actualmente en el mercado peruano, específicamente para la zona de Selva Sur, en el cual, debido al difícil acceso, una mala decisión involucra la pérdida de varios miles hasta millones de dólares para el operador del proyecto.

#### 4.4.1 Condiciones del Modelo

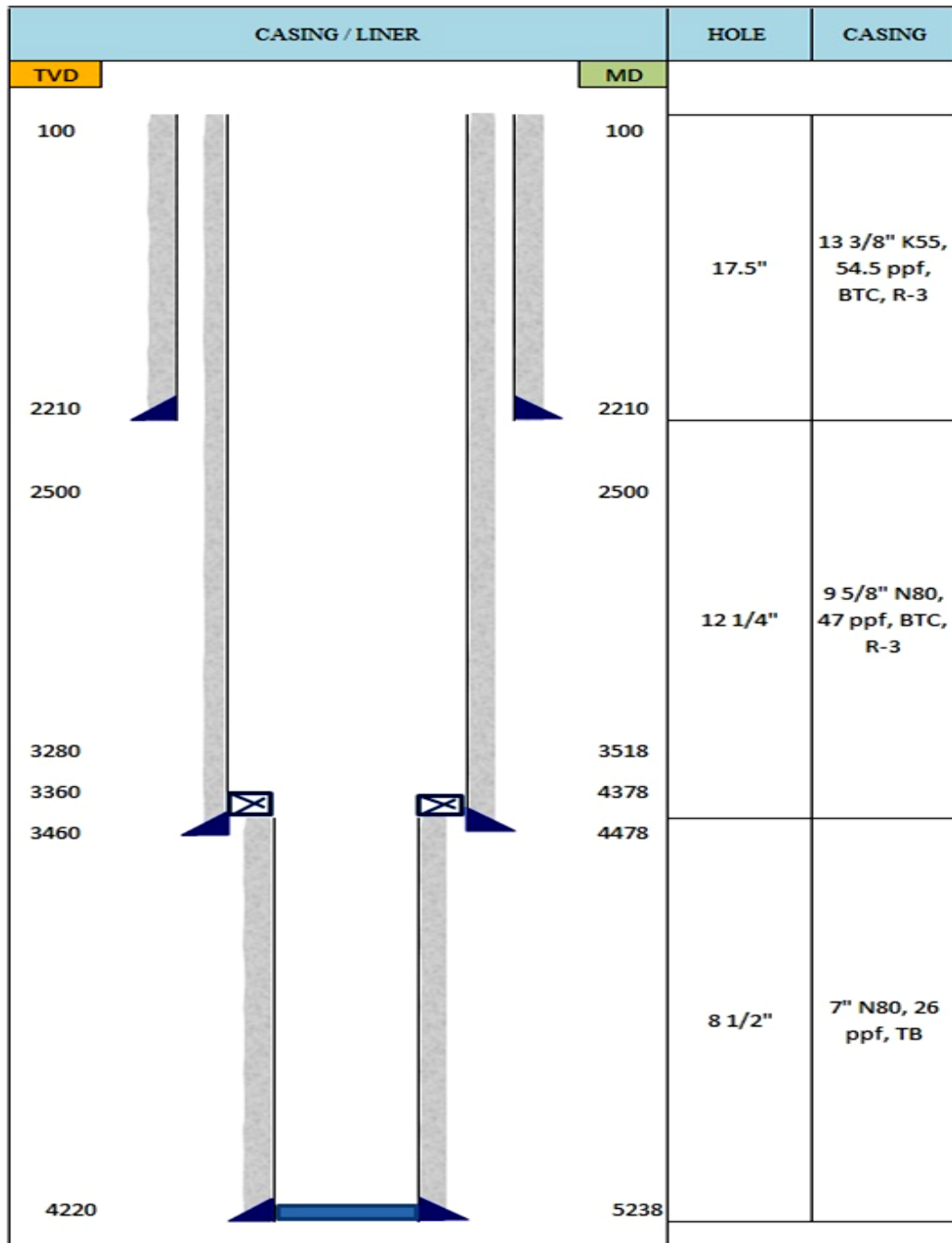


Figura 4.1. Diseño del pozo modelo.

#### ELABORACION PROPIA

Se considerara un diagrama del pozo como el mostrado en la **Figura4.1**, debido a que se ajusta bastante bien a los usados en la zona de Selva Sur Peruana.

Esto es:

Diámetro del revestimiento (pulgadas)	Diámetro del agujero (pulgadas)
13 3/8	17 1/2
9 5/8	12 1/4
7	8 1/2

**Tabla 4.2.** Característica del pozo y el revestidor.

### ELABORACION PROPIA

En la zona de la cuenca de Madre de Dios en la Selva Sur Peruana, se tiene una columna estratigráfica de acuerdo a como se muestra la Figura 4.2. Además se muestra la ubicación de los topes y espesores de formación dependen de la ubicación del pozo en particular.

FORMACIÓN	UNIT	TOPE	ESPESOR
		TVD (m)	(m)
		0	
<b>PAGORENE</b>		100	100
<b>IPURURO</b>			2110
		2210	
<b>YARGUARANGO</b>			883
		3093	
<b>CHAROPYTES</b>		3200	107
<b>VIVAN</b>	UPPER		30
	MIDDLE		14
	LOWER	3280	36
<b>CHONTA</b>	UPPER		114
	LOWER	3544	150
<b>NIA</b>	UPPER		20
	MIDDLE		81
	LOWER	3695	50
<b>SHINAI</b>		3768	73
<b>NOI</b>	UPPER		52
	LOWER	3860	40
<b>ENE</b>		3920	60
<b>COPACABANA</b>		4220	300

**Figura 4.2.** La columna estratigráfica y sus espesores.

### ELABORACIÓN PROPIA

#### 4.4.2 Consideraciones del modelo

De experiencias previas en la zona de selva Sur, se puede afirmar que en otras zonas con las mismas formaciones se tiene evidencia de producción de gas. Por tanto, para este modelo consideraremos las siguientes condiciones:

Locación: Selva Sur Peruana. Cuenca Madre de Dios.

Formación: NIA Inferior

Intervalo: 3650-3679 m

Sección: 7 pulgadas

Presión del reservorio: 5400 psi

Tipo de fluido del reservorio: Gas condensado

Peso del fluido de completación: 9.2 lb/gal

Temperatura Fluyente: 240°F

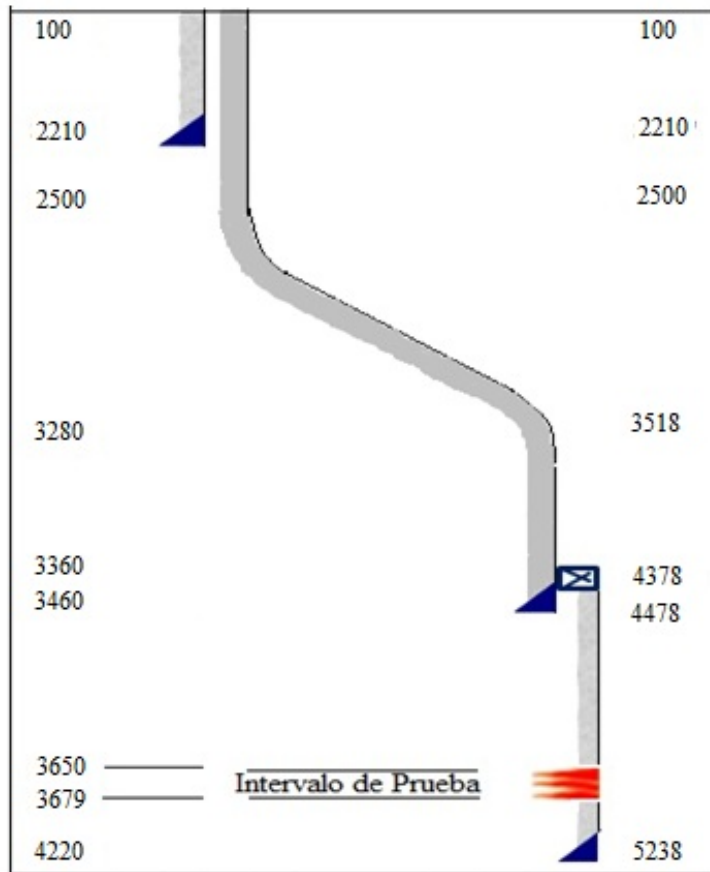
Temperatura de ambiente: 100°F

Máximo ángulo de desviación: 40°

**Objetivo:** Evaluar económicamente si es rentable bajar una sarta con el Sistema de Aislamiento CERTIS para la prueba DST en el pozo modelo.

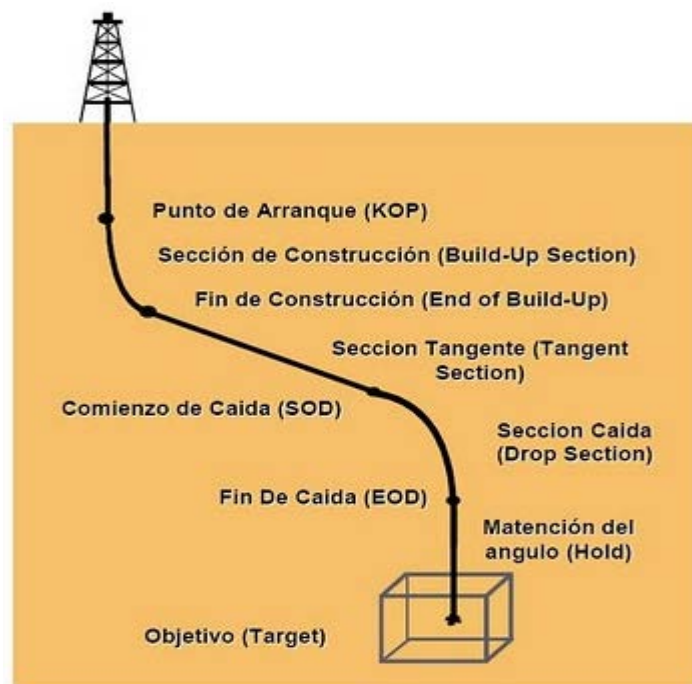
**Proposición:** Correr el Sistema de aislamiento CERTIS en la sarta DST y la cabeza de disparo combinada HDF/eFire para la sarta TCP.

De experiencias previas en la zona de Selva Sur Peruana, se puede afirmar que las formaciones Nia Superior, Nia Inferior, Ene y Noi ya han demostrado ser reservorios productivos. Por tanto, para este modelo estableceremos como el intervalo de interés el tramo comprendido entre 3650-3679 metros (medido vertical, TVD), que se encuentra dentro de la formación NIA Inferior.



**Figura4.3.** Geometría del pozo y la zona a evaluar.

**ELABORACION PROPIA**



**Figura 4.4.** Construcción de un pozo en "J" similar a nuestro caso.

### 4.4.3 Costos

En los trabajos de prueba de pozo DST y TCP, los costos de las herramientas a utilizar se consideran de dos formas “Costo Operativo” ó “Costo por Stand By”.

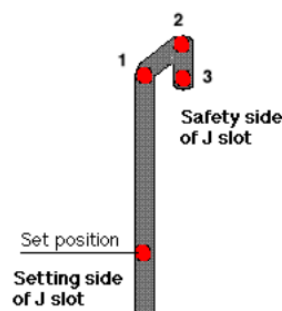
El costo por Stand By de las herramientas inicia desde que la empresa de servicio entrega las herramientas al cliente sea en la locación o en el taller, esto puede abarcar los costos de transporte sea marítima, fluvial, terrestre o aérea y los días que la herramienta se encuentra en la locación sin trabajar antes y después del trabajo.

El Costo Operativo inicia desde que la herramienta ingresa al pozo hasta que este salga del pozo, el cual puede ser horas o días de trabajo dependiendo el programa de prueba de pozos.

A continuación se muestra una lista con los problemas más comunes que se presenta cuando se baja un empacador mecánico al pozo que a la vez afecta en los costos de la prueba:

#### 4.4.3.1. Problemas al Anclar el Empacador

El mecanismo para anclar los empacadores mecánicos por compresión es una ranura “J” y un pin; en el cual la sarta se tiene que rotar un ángulo determinado para quedar anclado, pero el numero de vueltas que se da en superficie no siempre es la misma en el fondo de pozo, esto se ve perjudicado en pozos desviados tipos “S”, “J” y pozos horizontales con ángulo de desviación mayores a 30° o tiene varios ángulos de desviación a través de la profundidad; a estos valores de ángulo de desviación la sarta tiene mayor superficie en contacto el cual genera mayor fuerza de fricción (rozamiento), además que la tubería no es flexible para mantenerla centralizada y por su misma geometría se queda atascada sin permitir el giro de esta.



**Figura 4.5.** Mecanismo para sentar el empacador.

Esto arrastra dos problemas: Después de varios intentos se logre anclar el empacador ó no se logre anclar el empacador.

#### **4.4.3.1.1. Lograr Anclar el Empacador**

Se tiene por referencia que en muchos casos se logro anclar el empacador después de varios intentos, el cual tomo varias horas e incluso en otros casos demoro un día, esto a la vez trae consecuencias como cubrir los costos de las herramientas, trabajadores de todas las compañías, y otros durante las horas y días que se encuentra en Stand By.

#### **4.4.3.1.2. No se Logro Anclar el Empacador**

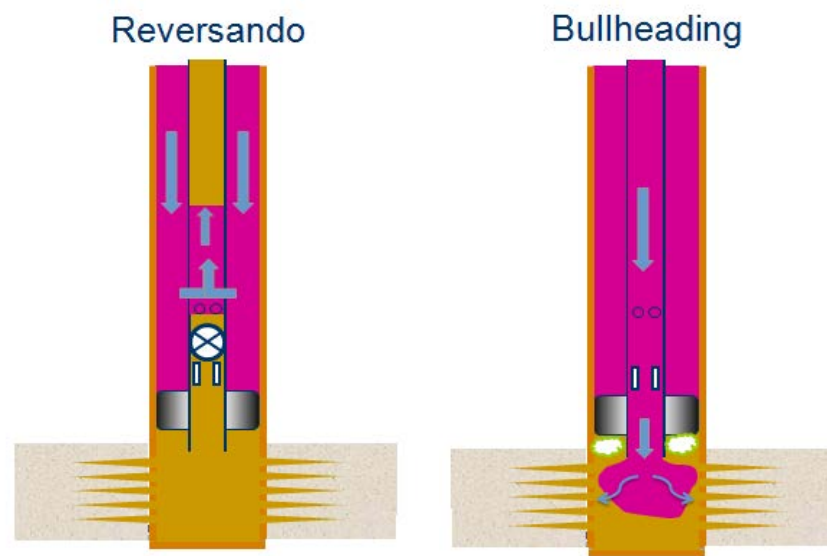
Retirar una sarta con cañones vivos y cabeza de disparo en posición para comenzar la detonación es un procedimiento de contingencia que no se recomienda; se utilizaría en un caso extremo. En nuestro caso se prefirió utilizar el sistema HDF ó cabeza de disparo con retardo hidráulico; para iniciar la activación del sistema HDF se necesita que un pin choque con el detonador primario y se inicie la detonación en serie; es decir, se necesita 100 psi que fácilmente se obtiene por la manipulación de la sarta al querer anclar el empacador, cuando el pin venza la resistencia de un O-ring y gane los 100 psi que se necesita para el inicio de la detonación.

Cuando se retira la sarta del pozo se realiza de manera cuidadosa tratando de no activar la cabeza de disparo, pues este se puede activar en cualquier momento incluso cuando este se encuentre en superficie dentro del BOP ó también llamada válvula de prevención de reventones.

Al final de este procedimiento de retirar la sarta demora varias horas, que trae como consecuencia perder varios días de trabajo, los cuales son pagados que a la vez generan perdidas a la compañía, además esta tendrá que cambiar el empacador por otro, en el cual toma unos días más, porqué la herramientas no se encuentran en la locación. Resumiendo este procedimiento se tiene lo siguiente: se pierde un par de días tratando de anclar el empacador, un día en retirar la sarta con cañones vivos, tres días hasta que llegue un nuevo empacador a la locación, un día para bajar la sarta con el nuevo empacador y el anclaje de este respectivamente.

#### 4.4.3.2. *Wellbore* con grandes longitudes

En la mayoría de pozos el *wellbore* tiene un aproximado de 100 ft de longitud desde el tope del cañón superior hasta la base del empacador, en algunas ocasiones es de mayor longitud debido a que el cemento en esa zona no es bueno y se busca un lugar más arriba de los 100ft con un buen cemento para anclar el empacador. En los pozos de gas tener un *wellbore* de gran longitud es crítico porqué el gas después del baleo tiende por su baja densidad ocupar todo el espacio superior del *wellbore*. Después de culminar la prueba se continua con el proceso de control de pozo que es reversar fluido de completación de anular a tubos y hacer *bullheading* para llevar el fluido que aún queda entre las herramientas por debajo de la válvula de circulación hacia la formación, pero después de este proceso se cree falsamente q se ha controlado el pozo, pero en pozos de gas es muy difícil de barrer el gas que se almacena por encima de la válvula de producción (en el anular).



**Figura 4.6.** Procesos de reversa y *bullheading*.

Dejar una burbuja sea de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S ó de Gas en este espacio puede traer como consecuencia dos problemas:

- Una burbuja de gas en este espacio (anular) hace que las presiones en anular y tubos sea diferente, es decir, se genere un diferencial de presión, el cual genera un descontrol del pozo cuando la burbuja se traslade hasta la superficie.



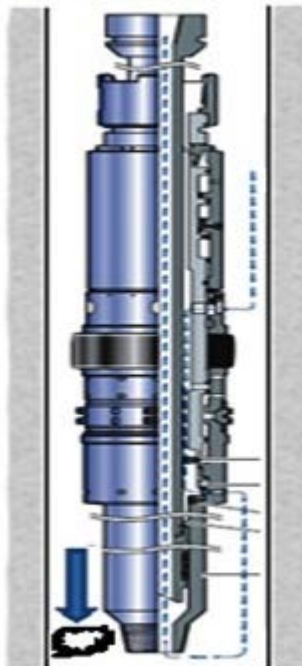
- Una burbuja de CO<sub>2</sub> es crítico debido a su porcentaje, el cual puede causar daños al personal que trabaja en la mesa rotaria, si no se controla el pozo adecuadamente la burbuja viaja desde el fondo a superficie.

Límites de exposición (% en aire)	Efectos sobre la salud
2-3	Imperceptible en reposo, pero en actividad marcada falta de aliento
3	Respiración se hace notoriamente más profunda y más frecuente durante el reposo
3-5	Aceleramiento del ritmo respiratorio. Repetida exposición provoca dolor de cabeza
5	Respiración se hace extremadamente dificultosa dolores de cabeza, transpiración y pulso irregular
7.5	Respiración acelerada, promedio cardíaco aumentado, dolor de cabeza, transpiración, mareos, falta de aliento, debilidad muscular, pérdida de habilidades mentales, somnolencia y zumbido auricular
8-15	Dolor de cabeza, vértigo, vómitos, pérdida de conciencia y posible muerte si el paciente no recibe oxígeno inmediatamente
10	Agotamiento respiratorio avanza rápidamente con pérdida de conciencia en 10 - 15 minutos
15	Concentración letal, la exposición por encima de este nivel es intolerable
25+	Convulsiones y rápida pérdida de conciencia luego de unas pocas aspiraciones. Si se mantiene el nivel, deviene la muerte.

**Figura 4.7.** Las causas del CO<sub>2</sub> según su porcentaje.

El sistema de aislamiento CERTIS te permite hacer reversa por debajo de las gomas del empacador, lo cual permite realizar una mejor limpieza del pozo.

**Válvula de Circulación Abierta**



**Figura 4.8.** Proceso de reversa de la sarta con el sistema de aislamiento CERTIS.

#### 4.4.3.3. Otros problemas comunes después de la Prueba

Después de terminar la prueba se procede al control del pozo, luego se continúa con el retiro de la sarta, en este instante nos podemos dar cuenta de dos posibles problemas:

- En el baleo de la formación los cañones sufren deformación por la detonación, cuando la detonación es muy fuerte logra deformar los cañones, hay veces la deformación de estos es tanto que ocasiona el atascamiento de la sarta.
- El baleo con alto bajo balance (*Underbalance*) es hay veces perjudicial, porque al abrir la formación esta produce mucha arena generando que la sarta se atasque.

En un sistema convencional se puede liberar la sarta mediante el martillo hidráulico, mientras que con el sistema de aislamiento CERTIS mediante la reversa a caudales altos y con un fluido de completación con aditivos para des compactar la arena.

A continuación se muestra un cuadro con los días Operativos y de Stand By:

PROGRAMA DE PRUEBA DE POZO			
ACTIVIDADES	SISTEMA CONVENCIONAL (DIAS)	SISTEMA DE AISLAMIENTO CERTIS (DIAS)	ESPECIFICACIONES
Ingreso del Personal previo al trabajo	4	3	Los especialistas y operadores deberán ingresar con unos días de anticipación para dejar listas las herramientas que se ingresaran al pozo (las herramientas seleccionadas pasaran unas pruebas de estado o condición, funcionamiento y presión). Y si hubiera un problema solucionarlo con brevedad.
Supervisión de las condiciones de trabajo por Osinergmin	2	2	Osinergmin es la empresa encargada por la Presidencia del Consejo de Ministros la supervisión de las condiciones previa al trabajo de prueba de pozo. El inicio de la prueba dependerá que el personal de Osinergmin llegue a tiempo a la locación, además en estos días se sugiere hacer simulacros contra la prevención de cualquier evento.
Ingresar la sarta de prueba DST, correlación de la sarta DST y sentado del empacador	7	2	El proceso de ingresar la sarta DST para la prueba demora en promedio 1 día (la prueba de tubería se realiza mientras se baja la sarta al pozo para verificar la hermeticidad de toda la sarta), la correlación de la sarta toma un día mas y sentar un empacador mecánico por la complejidad del pozo después de insistir tanto demoraría 1 día. En el caso que no se pueda anclar se tendría que

		retirar la sarta con cañones cargado y cabeza de disparo en condiciones de activación. El retiro de la sarta demora 1 día, esperar hasta que llegue a la locación otro empacador es 1 día (esta vez un empacador hidráulico que no se el CERTIS), una vez listo el empacador se reanuda con el proceso de bajar la sarta, la correlación y anclado del empacador.
Prueba de reservorio en fondo de pozo Drill Stem test	10	10
		La prueba DST se realiza de la siguiente manera: flujo inicial que permite identificar la presión máxima, luego el cierre inicial, después continua el proceso de limpieza y una prueba corta para estimar el comportamiento del pozo, continua con el segundo cierre (1er <b>Build Up</b> ), sigue el periodo de muestreo, continua el tercer cierre (2do <b>Build Up</b> ), continua con el periodo de flujo principal la prueba Flujo Tras Flujo o prueba multi-tasa (a diferentes <b>chokes</b> ), después continua con el cierre principal o el 3er <b>Build Up</b> y al final se hace <b>Reversa</b> por debajo del empacador para controlar el pozo.
Desanclado del empacador y retiro de la sarta DST	1	1
		El sistema de desanclado de un empacador hidráulico es por presión y levantando la sarta. El mecanismo de desanclado del empacador mecánico es similar se levanta la sarta y el empacador queda desanclado. En el caso de utilizar empacadores hidráulicos la sarta de DST tendría que ser desconectada del empacador y luego retirada, después se procede a moler el empacador hidráulico y finalmente se

			baja a pescar la sarta de TCP.
Limpieza de herramientas	3	2	Este periodo puede tomar de 2 a 3 días por la cantidad de herramientas, además que se hacen pruebas para saber en qué condición se recuperaron la sarta y además que se tiene que dejar listo las herramientas, cabinas y cajas de herramientas para su envío.
Otros Inconvenientes	2	2	En este periodo es para otros problemas que podrían ocurrir como mal clima para salir de la locación.
TOTAL (DÍAS)	29	22	

**Tabla 4.3.** Programa de prueba de pozo.

**ELABORACIÓN PROPIA**

#### **4.4.3.4. Componentes de la Sarta del Sistema Convencional (TCP – DST)**

1. Cabezal de flujo.
2. Tuberías de producción y pup joints 3-1/2”.
3. Crossovers.
4. Válvula de seguridad en superficie EZ.
5. Juntas de deslizamiento (SLPJ).
6. Sub con la marca radiactiva.
7. Válvula de circulación reversa de una sola acción (SHRV).
8. Collares de perforación.
9. Válvula de seguridad en fondo de pozo (PFSV).
10. Válvula de prueba (IRDV).
11. Porta muestreadores (SCAR) con 4 muestreadores.
12. Porta sensores (DGA) con 4 memorias.
13. Válvula de llenado y prueba de tubería (TFTV).
14. Martillo Hidráulico (JAR).
15. Junta de Seguridad (SJB).
16. Complemento del empacador (FLXH).
17. Empacador (FLXP) de 7”.
18. Tuberías de perforación o producción.
19. Válvula de producción (FIS).
20. Cabeza de disparo combinada eFire/HDF.
21. Cañones y espaciadores de 4.5”
22. Cargas 4505 Power Jet Omega (HDS)
23. Guía de los cañones.

#### **Componentes de la Sarta del Sistema de Aislamiento CERTIS (TCP – DST)**

1. Cabezal de flujo.
2. Tuberías de producción y pup joints 3-1/2”.
3. Crossovers.
4. Válvula de seguridad cerca a la superficie EZ.
5. Sub con la marca radiactiva.
6. Válvula de circulación reversa de una sola acción (SHRV).
7. Válvula de seguridad en fondo de pozo (PFSV).
8. Válvula de prueba (IRDV).
9. Porta muestreadores (SCAR) con 4 muestreadores.

10. Porta sensores por encima del empacador (DGA) con 4 memorias.
11. Válvula de llenado y prueba de tubería (TFTV).
12. Sistema de Aislamiento CERTIS.
13. Porta sensores por debajo del empacador (DGA) con 4 memorias.
14. Tuberías de perforación o producción.
15. Válvula de producción (FIS).
16. Cabeza de disparo combinada eFire/HDF.
17. Cañones y espaciadores de 4.5”
18. Cargas 4505 Power Jet Omega (HSD).
19. Guía de los cañones.

#### 4.4.3.5. Costos de las Herramientas de DST por “Stand By” y “Operativo”

Herramienta	Costo por día	
	Operativo	Stand By
Empacador mecánico FLXP	UR 1,044.54	UR 522.27
Empacador mecánico FLXH	UR 1,044.54	UR 522.27
Junta de seguridad SJB	UR 522.03	UR 261.02
Martillo Hidráulico JAR	UR 641.09	UR 320.55
Porta sensores DGA	UR 1,904.95	UR 952.48
Porta muestreador SCAR	UR 549.50	UR 274.75
Válvula operativa de fondo IRDV	UR 2,200.00	UR 1,100.00
Válvula de Seguridad PFSV	UR 368.00	UR 220.80
Válvula de circulación/reversa SHRV	UR 144.00	UR 72.00
Marca radioactiva RA	UR 24.82	UR 12.41
Junta de expansión	UR 870.05	UR 435.03
X-overs PH6	UR 183.17	UR 91.59
Válvula para prueba de integridad TFTV	UR 457.92	UR 228.96
Empacador CERTIS	UR 5,880.00	UR 2,160.00
DataLatch: Sistema de medición de P y T en fondo de pozo a tiempo real con cable	UR 3,349.68	UR 1,674.84
EnACT: Sistema medición de presión y temperatura en fondo de pozo en tiempo real <i>wireless</i>	UR 14,755.84	UR 6,309.12
Válvula EZ	UR 412.13	UR 206.07

**Tabla 4.4.** Costos por cada herramienta en condiciones de “Stand By” y “Operativo”.

#### 4.4.3.6. COSTOS EMPLEADOS EN LA OPERACIÓN CON EL SISTEMA CONVENCIONAL

PERSONAL					CANTIDADES DEL SERVICIO	
Nro.	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD MEDIDA	PRECIO (US\$)	CANTIDAD (DÍAS)	TOTAL US\$
1	CARGO POR ESPECIALISTA	1	UNI	UR 1,150.00	32	UR 36,800.00
2	CARGO POR OPERADOR	1	UNI	UR 650.00	32	UR 20,800.00
TOTAL						UR 57,600.00

**Tabla 4.5.** Los costos por el personal durante los días en la locación.

EQUIPO DE PERFORACIÓN (DIAS CON EL SISTEMA CONVENCIONAL)					CANTIDADES DEL SERVICIO	
Nro.	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD MEDIDA	PRECIO (US\$)	CANTIDAD	TOTAL US\$
1	RIG	1	UNI	UR 40,000.00	18	UR 720,000.00
TOTAL						UR 720,000.00

**Tabla 4.6.** Los costos por el equipo de perforación durante la prueba.

SUPERVISOR					CANTIDADES DEL SERVICIO	
Nro.	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD MEDIDA	PRECIO (US\$)	CANTIDAD	TOTAL US\$
1	SUPERVISOR COMPANY	1	UNI	UR 1,400.00	32	UR 44,800.00
TOTAL						UR 44,800.00

**Tabla 4.7.** El costo por el supervisor de la prueba.

OTROS					CANTIDADES DEL SERVICIO	
Nro.	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD MEDIDA	PRECIO (US\$)	CANTIDAD	TOTAL US\$
1	CATERING Y OTROS	1	UNI	UR 1,000.00	32	UR 32,000.00
TOTAL						UR 32,000.00

**Tabla 4.8.** Otros gastos.



#### 4.4.3.7. COSTOS EMPLEADOS EN LA OPERACIÓN CON EL SISTEMA DE AISLAMIENTO CERTIS

PERSONAL					CANTIDADES DEL SERVICIO	
Nro.	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD MEDIDA	PRECIO (US\$)	CANTIDAD	TOTAL US\$
1	CARGO POR ESPECIALISTA CERTIS	1	UNI	UR 1,250.00	22	UR 27,500.00
2	CARGO POR OPERADOR	1	UNI	UR 650.00	22	UR 14,300.00
TOTAL						UR 41,800.00

**Tabla 4.9.** Los costos por el personal durante los días en la locación.

EQUIPO DE PERFORACIÓN (DÍAS CON EL SISTEMA CERTIS)					CANTIDADES DEL SERVICIO	
Nro.	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD MEDIDA	PRECIO (US\$)	CANTIDAD	TOTAL US\$
1	RIG	1	UNI	UR40,000.00	13	UR 520,000.00
TOTAL						UR 520,000.00

**Tabla 4.10.** Los costos por el equipo de perforación durante la prueba.

SUPERVISOR					CANTIDADES DEL SERVICIO	
Nro.	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD MEDIDA	PRECIO (US\$)	CANTIDAD	TOTAL US\$
1	SUPERVISOR COMPANY	1	UNI	UR1,400.00	22	UR 30,800.00
TOTAL						UR 30,800.00

**Tabla 4.11.** El costo por el supervisor de la prueba.

OTROS					CANTIDADES DEL SERVICIO	
Nro.	DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	CANTIDAD	UNIDAD MEDIDA	PRECIO (US\$)	CANTIDAD	TOTAL US\$
1	CATERING Y OTROS	1	UNI	UR1,000.00	22	UR 22,000.00
TOTAL						UR 22,000.00

**Tabla 4.12.** Costos por catering y otros.

#### 4.4.3.8. Costos totales de las dos sartas para la prueba DST

##### 4.4.3.8.1. Costos del la prueba DST con el Sistema Convencional

ITEM	COSTO US\$
COSTOS DE LA SARTA POR STAND BY	UR 201,651.72
COSTOS DE LA SARTA OPERATIVA	UR 177,347.76
COSTOS POR EL PERSONAL	UR 57,600.00
COSTOS POR EL SUPERVISOR	UR 44,800.00
COSTOS DE MOVILIZACIÓN	UR 20,000.00
4.4.3.1. COSTOS DE DESMOVILIZACIÓN	UR 20,000.00
COSTOS DEL RIG	UR 720,000.00
OTROS (CATERING)	UR 32,000.00
TOTAL	UR 1,273,399.48

**Tabla 4.13.** Los costos totales con el sistema convencional.

##### 4.4.3.8.2. Costos de la prueba DST con el sistema de aislamiento CERTIS

ITEM	COSTO US\$
COSTOS DE LA SARTA POR STAND BY	UR 119,482.20
COSTOS DE LA SARTA OPERATIVA	UR 203,813.61
COSTOS POR EL PERSONAL	UR 41,800.00
COSTOS POR EL SUPERVISOR	UR 30,800.00
COSTOS DE MOVILIZACIÓN	UR 15,898.75
COSTOS DE DESMOVILIZACIÓN	UR 15,898.75
COSTOS DEL RIG	UR 520,000.00
OTROS (CATERING)	UR 22,000.00
TOTAL	UR 969,693.31

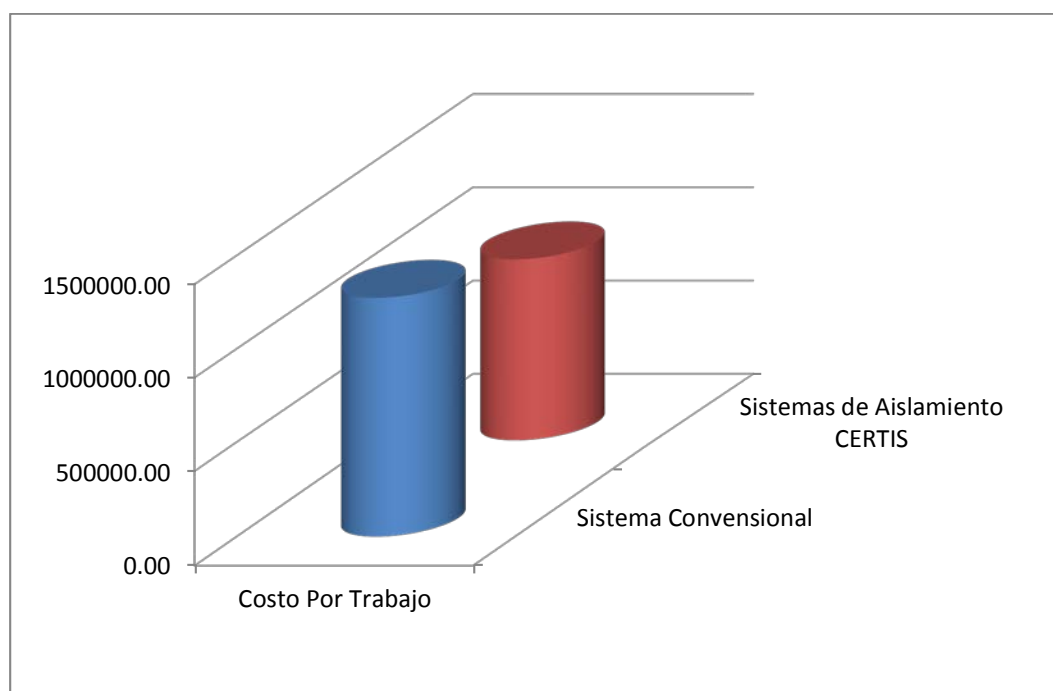
**Tabla 4.14.** Los costos totales con el sistema de aislamiento CERTIS.

Finalmente para este modelo, el empleo del sistema de aislamiento CERTIS desde que la sarta es entregada y devuelta en el taller de SCHLUMBERGER representa un ahorro de US\$ 303,706.17, según lo muestra el Tabla 4.15.

LABOR	COSTO US\$
SISTEMA CONVENCIONAL	UR 1,273,399.48
SISTEMA DE AISLAMIENTO CERTIS	UR 969,693.31
TOTAL AHORRADO	UR 303,706.17

**Tabla 4.15.** Evaluación económica al final de la Prueba.

Nota: En la evaluación económica no se tomo en cuenta los costos de los collares de perforación y tuberías que se utilizan en la prueba. También se asumió los cobros por Stand By y Operativo cuando el personal ingresa a la locación. Si fuera el caso el costo ahorrado seria un poco mayor al mostrado.



**Figura 4.9.** Comparación de los costos al utilizar cada una de las sarta.

#### 4.4.3.9. Costo estimado de perforación y completación para el pozo modelo

Operaciones	Sistema de Aislamiento CERTIS Costo (UR)	Sistema Convencional Costo (UR)
Locación y stand by (vías de acceso y movilización de la plataforma)	8,800,000.00	8,800,000.00
Antes de la perforación (inspección de las herramientas y plataforma, diesel, cemento, etc.)	4,500,000.00	4,500,000.00
Perforación del pozo (perforación, fluido de perforación, personal, etc.)	25,700,000.00	25,700,000.00
Completación del pozo (cementación y entubado del pozo, registros, etc.)	2,100,000.00	2,100,000.00
Prueba de pozo (testing superficie, testing fondo registros, baleo, etc.)	6,500,000.00	6,800,000.00
Acondicionamiento del pozo y abandono de la locación	1,200,000.00	1,200,000.00
Total general	48,800,000.00	49,100,000.00

**Tabla 4.16.** Costo general del trabajo realizado en el pozo

La **tabla 4.16.** Muestra el costo promedio por cada uno de los trabajos realizados en el pozo exploratorio (pozo modelo), es decir, los costos desde que se comienzan los trabajos en la locación hasta cuando se deja listo el pozo para una producción en futuro.

Labor	Costo en porcentaje (%)	Costo (UR)
Sistema de Aislamiento CERTIS	2 %	UR 969,693.31
Sistema Convencional	2.6%	UR 1,273,399.48

**Tabla 4.17.** Porcentaje de la prueba DST respecto al costo general en el pozo.

En el cuadro anterior se muestra el porcentaje del costo de la prueba DST con las dos tipos de sartas planteadas.

## CAPITULO 5: ANÁLISIS DE RESULTADOS

El sistema convencional de prueba de pozos se consideró inadecuado porque la rotación requerida de la tubería era incompatible con la desviación del pozo haciendo que el trabajo demore más tiempo de lo planeado. Además, el empacador no se pudo anclar generando trabajos extras como:

- i. Después de varias reuniones de seguridad donde se buscó la solución de anclar el empacador todas sin éxito, se consideró recuperar la sarta con cañones vivos y cabeza de disparo listo para el inicio de la detonación.
- ii. Para continuar con el trabajo se tuvo que esperar un par de días hasta que llegara a la locación un empacador hidráulico diferente del CERTIS así como el personal que lo bajó al pozo.
- iii. Luego se bajó el nuevo empacador con la sarta de DST y TCP.

Cabe resaltar que el costo de este empacador hidráulico y su personal que lo opera no se tomaron en cuenta en la evaluación económica suponiendo que ese empacador no es del segmento ni de la empresa, solo se consideró el cobro de las herramientas de DST, su personal, el RIG y el catering.

Otro interesante punto que no se considero en la evaluación económica es el cobro de los drill collar y tuberías que son parte de la sarta de DST, solo se considera el BHA de DST.

Al final de esta prueba para nuestro proyecto se muestra que el sistema flexible CERTIS proporciona una solución óptima y sin incidentes, reuniendo los objetivos de la prueba, que logra las expectativas del cliente, ahorrado el costo del Rig, y eliminando la necesidad de realizar trabajos extra que elevarían el costo de la prueba ahorrando al final al cliente más de US\$303,706.17 como se muestra en la Tabla 4.15.

A continuación se mostrara algunos resultados operativos de la prueba agregando más datos de la parte operacional de la prueba.

## 5.1 Resultados Operativos

### Minimiza la complejidad de la sarta

- El sistema de aislamiento CERTIS minimiza la complejidad de diseño a través de una sarta simplificada que elimina la necesidad de collares de perforación (lastrabarrena ó *drill collar*), juntas de deslizamiento conocidas también como “*Slip Joint*” (SLPJ), juntas de seguridad ó “*Safety Joint*” (SJB) y martillo hidráulico ó conocido también como “*Hydraulic Jar*”(JAR). Es decir, reduce la sarta.
- Este diseño de sarta simplificada reduce el número de herramientas individuales, conexiones y juntas dinámicas requeridas de fondo de pozo para operaciones más eficaces.

### Mejora la conectividad con el reservorio

- Con el sistema CERTIS, puede seleccionar el tamaño óptimo de perforación de los cañones para lograr una mejor conexión con el reservorio. Es decir, los cañones se pueden mover para fijarlos con mayor exactitud a la formación.
- El sistema también permite que los sensores sean posicionados por debajo del empacador, ponerlos más cerca del reservorio durante la prueba para la medición de presión con más alta calidad y tener un mejor cierre o apertura en el fondo

### Operaciones seguras y con menores riesgos

- El sistema de asentamiento CERTIS se sienta sin rotación de la sarta o movimiento mecánico, por lo tanto se tiene operaciones menos riesgosas
- El mecanismo de asentamiento del CERTIS es activado aplicando presión en el anular.
- El sistema provee la opción de incluir una válvula de circulación por debajo del empacador en la sarta de prueba para matar el pozo con mayor eficiencia, particularmente importante durante la prueba de pozos de gas.

Según estos datos se planteo usar el sistema de aislamiento CERTIS debido a su sistema de flexibilidad y debido a la complejidad de sentar otro tipo de empacador.

## **5.1.1 Procedimiento Operativo**

### **5.1.1.1 Flujos y Cierres durante la prueba**

- Flujo Inicial

46 minutos

1er cierre para Build up de 3 horas

- Periodo de limpieza

9 horas 55 minutos

- Periodo de Prueba Corta

8 horas, se usaron los siguientes chokes: 56/64", 48/64", 40/64" y 36/64"

2do Cierre para Build Up de 27 horas

- Periodo de Muestreo

18 horas, se usaron los siguientes chokes: 48/64", 40/64" y 36/64", se tomaron 2 sets de muestras de gas y condensado en el separador de alta (1440) con choke 40/64" y 36/64"

3er Cierre para Build Up de 27 horas

- Prueba de Multiflujos (FAF)

48 horas, se usaron los siguientes chokes: 36/64", 40/64", 48/64" y 56/64"

4to Cierre para Build Up de 97 horas

- Control del Pozo (reversa, desanclado de empacador, circulación) y retiro de la sarta TCP/DST(24 horas)

### 5.1.1.1 Eventos operativos de la prueba de NIA INFERIOR

La Figura 5.1, muestra todos los eventos operativos realizados durante la prueba de la formación Nia Inferior, así como la presión del colchón (1670 psi) usada para el inicio del primer flujo. Así mismo se observara que la presión de flujo del pozo 5099 psi es un poco menor que la presión pre establecida de 5400 psi.

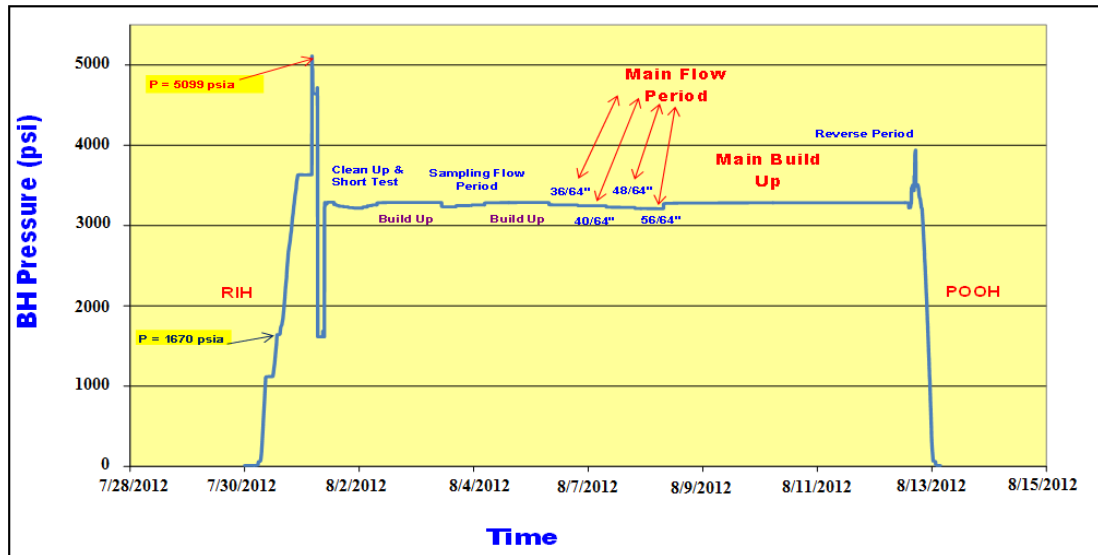


Figura 5.1. Presiones de fondo durante la prueba.

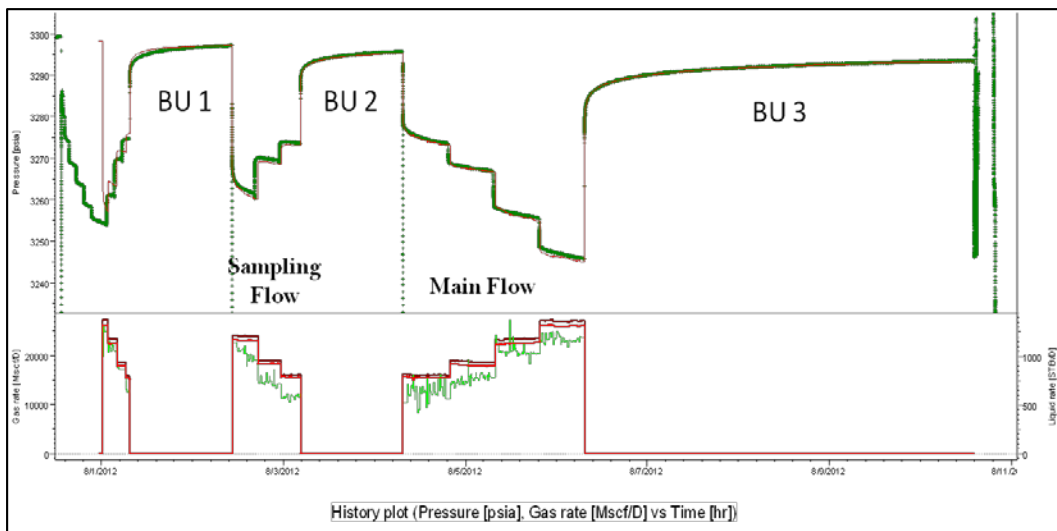


Figura 5.2. En la parte superior se observa el historial de Presión de toda la Prueba Completa. En la parte inferior se muestra la producción de fluidos durante la prueba.



### 5.1.1.2 Fluidos producidos y quemados

Se produjeron **62.2 MMSCF** de gas y **2669 Bbls** de Condensado fueron producidos, medidos y quemados durante los periodos de Prueba corta, muestreo y de multiflujos, como se muestra en la Tabla 5.1.

PERIODO	Qg MMSCF/día	Qo BBL/día	DURACIÓN (horas)
Flujo inicial	--	--	0.5
Cierre inicial	0	0	3
Período de limpieza	--	--	10
Prueba corta de producción	26.2	1270	2
	22.6	1093	2
	17.9	877	2
	15.3	641	2
Segundo cierre	0	0	27
Período de muestreo	23.2	975	6
	18.3	726	6
	15.6	591	6
Tercer Cierre	0	0	27
Flujo tras flujo	15.5	615	12
	17.9	776	12
	22.6	1043	12
	26.2	1112	12
Cierre principal	0	0	96

**Tabla 5.1.** Los fluidos producidos durante la prueba.

### 5.1.2 Configuración de Fondo

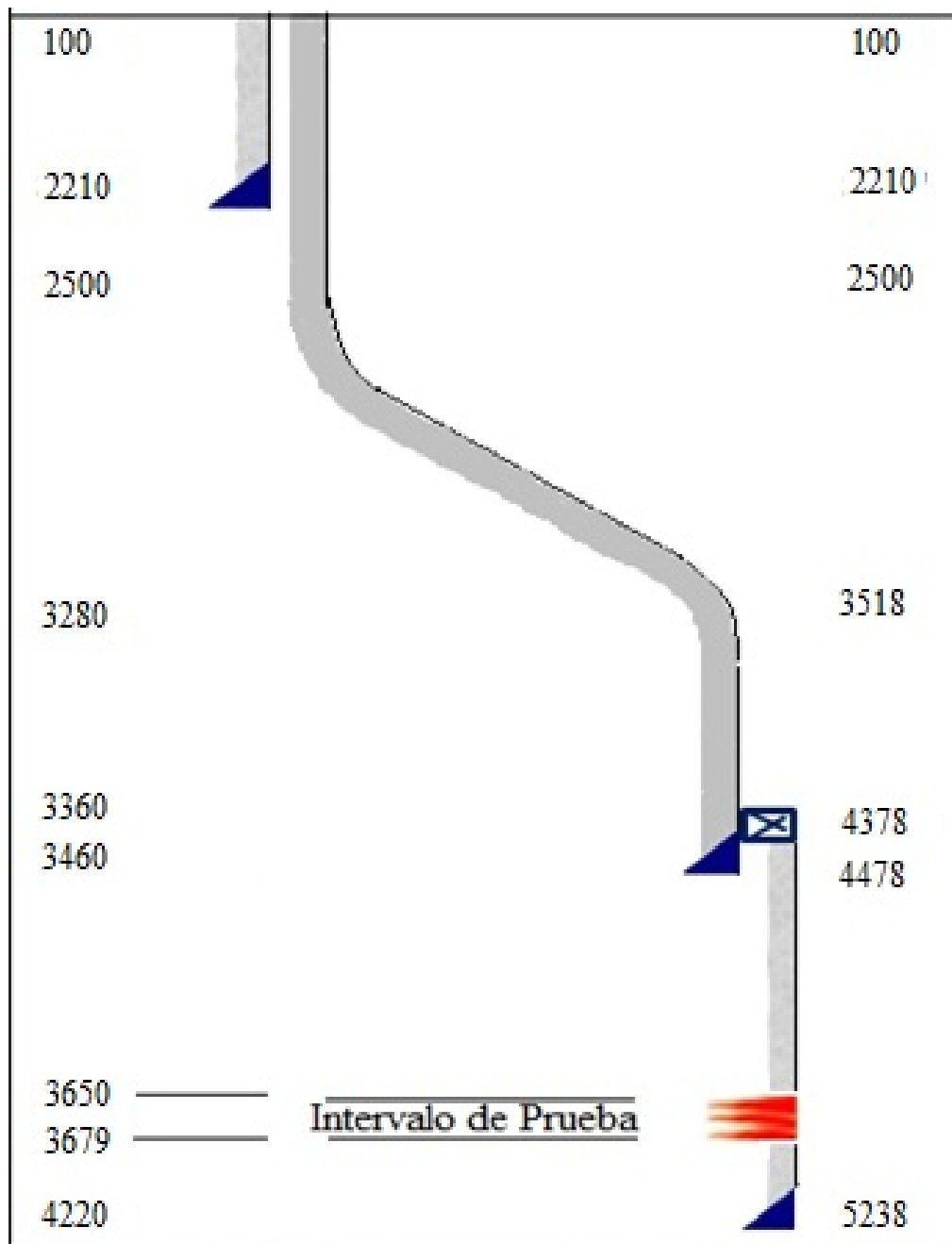


Figura 5.3. Esquema de Completación Final

A continuación se muestra la sarta propuesta para la prueba de DST con el Sistema de Aislamiento CERTIS.

Client N/A	Well Modelo	Field Bloque XX	Rig N/A	Date 2-Jul-13	Job Reference TS-DST						
Run # 1	Temperature 240 DegF	Interval 3650 - 3679 m	Mud Weight 9.20 lb/gl	Mud Type Brine	Max. Deviation 40						
#	Tool	Description	Tensile	Working	Diameter		Threads		Length meters	Depth	
			Rating Klb	Pressure psi	OD in.	ID	Top	Bottom		Top	Bottom

### Nia Inferior Sarta Modelo

1	Row-Head 3-1/16", 10K <b>FHD-G</b>	490	10,000	8.00	3.06	6 1/2" S.A. Box	3 1/2" PH6 Pin	3.78	-5.21	-1.44
2	Cross over reducer <b>X-Over</b> 3 1/2 TSH 533 - 3 1/2 PH6	250	10,000	4.50	2.25	3 1/2" PH6 Box	3 1/2 TSH 533 Pin	0.61	-1.44	-0.83
3	<b>Tubing</b> 3 1/2" Tubing HYD 533 PUP JOINT TSH 533	245	10,000	3.50	2.99	3 1/2 TSH 533 Box	3 1/2 TSH 533 Pin	1.14	-0.83	0.31
4	<b>Tubing</b> 3 1/2" Tubing HYD 533 PUP JOINT TSH 533	245	10,000	3.50	2.99	3 1/2 TSH 533 Box	3 1/2 TSH 533 Pin	3.05	0.31	3.36
5	Cross over enlarger <b>X-Over</b> 3 1/2 PH6 - 3 1/2 TSH 533	250	10,000	4.50	2.25	3 1/2 TSH 533 BOX	3 1/2" PH6 Pin	0.61	3.36	3.97
6	EZ Valve X-Over adapter <b>EZV-EA</b>	225	15,000	5.50	3.00	3 1/2" PH6 Box	5.00" S.A. Pin	0.91	3.97	4.88
7	Nitrogen Sub <b>EZV-EA</b> Line A open / Line B close	225	15,000	8.25	3.00	5.00" S.A. PIN	5.00" S.A. PIN	0.61	4.88	5.49
8	Integral Slick Joint <b>EZV-EA</b> @ 1.8 FT FOR RAMS +/- 4in.	225	15,000	5.00	3.00	5.00" S.A. Pin	5.00" S.A. PIN	1.11	5.49	6.60
9	EZ Valve <b>EZV-EA</b>	225	15,000	8.25	3.00	5.00" S.A. BOX	5.00" S.A. Box	1.04	6.60	7.64
10	EZ Valve X-Over adapter <b>EZV-EA</b>	225	15,000	5.50	3.00	5.00" S.A. PIN	3 1/2" PH6 PIN	0.91	7.64	8.55
11	Cross over reducer <b>X-Over</b> 3 1/2 TSH 533 - 3 1/2 PH6	250	10,000	4.50	2.25	3 1/2" PH6 Box	3 1/2 TSH 533 Pin	0.61	8.55	9.16
12	<b>Tubing</b> 3 1/2" Tubing HYD 533 XXX STANDS TSH 533	245	10,000	3.50	2.99	3 1/2 TSH 533 Box	3 1/2 TSH 533 Pin	3534.95	9.16	3544.11
13	Cross over enlarger <b>X-Over</b> 3 1/2" PH6 - 3 1/2 TSH 533	250	10,000	4.50	2.25	3 1/2 TSH 533 Box	3 1/2" PH6 Pin	0.61	3544.11	3544.72
14	RA Marker Sub <b>RA</b>	300	10,000	4.75	2.68	3 1/2" PH6 Box	3 1/2" PH6 Pin	0.61	3544.72	3545.33
15	Single Shot Hydrostatic Reversing Valve <b>SHRV-FEB</b> @ 3600 PSI	400	15,000	5.00	2.25	3 1/2" PH6 Box	3 1/2" PH6 Pin	1.35	3545.33	3546.68
16	Cross over Equal size <b>X-Over</b> 3 1/2 TSH 533 - 3 1/2 PH6	250	10,000	4.50	2.25	3 1/2" PH6 Box	3 1/2 TSH 533 Pin	0.61	3546.68	3547.29
17	<b>Tubing</b> 3 1/2" Tubing HYD 533 01 STAND TSH 533	450	10,000	3.50	2.99	3 1/2 TSH 533 Box	3 1/2 TSH 533 Pin	27.43	3547.29	3574.73
18	Cross over Equal size <b>X-Over</b> 3 1/2 PH6 - 3 1/2 TSH 533	250	10,000	4.50	2.25	3 1/2 TSH 533 Box	3 1/2" PH6 Pin	0.61	3574.73	3575.34

Client N/A	Well Modelo	Field Bloque XX	Rig N/A	Date 2-Jul-13	Job Reference TS-DST							
Run # 1	Temperature 240 DegF	Interval 3650 - 3679 m	Mud Weight 9.20 lb/gl	Mud Type Brine	Max. Deviation 40							
#	Tool	Description	Tensile Rating	Working Pressure	Diameter		Threads		Length meters	Depth		
			Klb	psi	OD	ID	Top	Bottom		Top	Bottom	
						in.					meters	

### Nia Inferior Sarta Modelo


19		Iris Dual Valve <b>IRDV-AB</b> 12 CYCLES, 2600 PSI Sample Carrier	300	10,000	5.00	2.25	3 1/2" PH6 Box	3 1/2" PH6 Pin	6.24	3575.34	3581.58
20		<b>SCAR-BB</b> @ 2000 PSI	350	10,000	5.50	2.25	3 1/2" PH6 Box	3 1/2" PH6 Pin	5.73	3581.58	3587.31
21		DST Gauge Adapter <b>DGA-D</b> 3 GAUGES TB/ 2 GAUGES CS	300	15,000	5.00	2.25	3 1/2" PH6 Box	3 1/2" PH6 Pin	3.56	3587.31	3590.87
22		Tubing Fill Test Valve <b>TFTV-FEB</b> @ 600 PSI	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" PH6 Box	3 1/2" PH6 Pin	1.77	3590.87	3592.63
23		High Performance Packer 7" 29 # <b>HPPK-AB</b>	138	12,000	6.00	2.25	3 1/2" PH6 Box	2 7/8" EUE Pin	14.02	3592.63	3606.65
24		Cross over enlarger <b>X-Over</b> 3 1/2" IF - 2 7/8" EUE	0	0	4.00	2.25	2 7/8" EUE Box	3 1/2" IF Pin	0.50	3606.65	3607.15
25		DST Gauge Adapter <b>DGA-C</b>	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	3.61	3607.15	3610.76
26		Cross over reducer <b>X-Over</b> 2 7/8" EUE - 3 1/2" IF	250	10,000	4.00	2.25	3 1/2" IF Box	2 7/8" EUE Pin	0.50	3610.76	3611.26
27		2 7/8" Tubing <b>Tubing</b> 02 tubing	145	10,000	2.88	2.44	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	18.29	3611.26	3629.55
28		Fluid Isolate Sub <b>FIS</b>	198	N/A	3.68	2.44	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	0.64	3629.55	3630.19
29		2 7/8" Tubing <b>Tubing</b> 01 single tubing	145	10,000	2.88	2.44	2 7/8" EUE Box	2 7/8" EUE Pin	9.14	3630.19	3639.33
30		Redundant firing head <b>eFire/HDF</b> IFSU @ 400 PSI/ HDF @ 3200 PSI	145	10,000	3.68	1.20	2 7/8" EUE Box	3 3/8" API Pin	9.14	3639.33	3648.48
31		High Shot Density <b>4.50" - Spacer</b> Safety spacer	133	11,000	4.50	0.00	3 3/8" API Box	3 3/8" API Pin	1.52	3648.48	3650.00
32		High Shot Density <b>4.50" HSD</b> PJO 4505 HMX 5SPF	133	11,000	4.50	0.00	3 3/8" API Box	3 3/8" API Box	29.00	3650.00	3679.00
33		BullNose <b>4.50" HSD</b>	133	11,000	4.50	0.00	3 3/8" API Pin	N/A N/A	0.25	3679.00	3679.25

Figura 5.4. Componentes de la sarta TCP/DST corrida en el pozo, las profundidades están reportadas True Vertical Depth (TVD) y en metros.

### 5.1.3 Análisis de Tiempos

Los eventos que tomaron más tiempo fueron: la prueba *Flow After Flow*, los *Build Ups*, y especialmente el *Build Up*, como se muestra en la Tabla 5.2.

Fase	Actividades	Horas
Bajada de la sarta DST/TCP a la Formación Nia Inferior (360-3679 m) y Baleo.	Reunión de seguridad, donde se explicara el procedimiento de la prueba al personal del RIG.	0.5
	Mover los cañones hacia la mesa rotaria, y luego bajar la cabeza de disparo.	5.2
	Subida a la torre de perforación y bajada de las Herramientas DST al pozo.	4.8
	Bajada de la sarta de tuberías, prueba de hermeticidad de la sarta DST/TCP. Llenado de Colchón.	15.2
	Rig up Wireline, corrida de GR-CCL. Se bajaron dos veces para certificar la correlación.	8.1
	Rig up de la cabeza de flujo y sentado del Sistema de Aislamiento CERTIS.	2.8
	Prueba de Presión a todas las líneas, a las válvulas de la cabeza de flujo y la válvula SSV a 7000 psi.	2.1
	Apertura de la válvula de prueba y prueba del empacador.	0.8
	Referencia de Presión de eFire, reunión de Seguridad y circular Nitrógeno.	1.8
	Presurizar con nitrógeno para activar cabeza de disparo eFire a la formación Nia Inferior (3650-3679).	1.5
Observar el comportamiento de la presión en la cabeza de flujo con el choke manifold cerrado.	5	
Desarrollo de la Prueba de DST y Control del Pozo.	Primer Flujo	0.5
	Primer Build Up	3
	Segundo Flujo (Periodo de Limpieza).	10.1
	Prueba Corta.	8

Segundo Build Up	27
Periodo de Muestreo	18
Tercer Build Up	27
Prueba Multi Tasa: Prueba Flujo Tras Flujo (4 chokes: 12 horas cada uno).	48
Cuarto Build Up	97
Abrir CV, reversar fluido. Cerrar CV, Abrir TV. Apertura BPCV, circular por BPCV (Control del Pozo).	8
<b>Rig Down</b> de la cabeza de flujo	1
Prueba de Tubería, verificación de flujo ( <i>flow check</i> ), Rig Down de las líneas.	1
Desanclado del empacador, esperar para relajar las gomas.	1
Reversando Fluido y revisando si hay flujo de gas	3.2
Retiro de los Stand de tuberías de 3 1/2"	10
Retiro de la sarta de DST y desarmado de las herramientas	5
Retiro de la tubería de 2 7/8" y desarmado de la cabeza de disparo y cañones.	2
TOTAL LOWER NIA TEST (hrs)	317.6

**Tabla 5.2.** Los tiempos operacionales de la prueba.

El total de días del trabajo fueron en Total en promedio 13 días como se especifica en el Tabla 5.2 que hace resumen de las actividades realizadas desde que ingresa a la locación los especialistas e ingenieros. Cabe resaltar que los días de trabajos resulto como fue previsto.

# CAPITULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 6.1 Conclusiones

- El sistema convencional de prueba de pozos se consideró inadecuado porque la rotación requerida de la tubería era incompatible con la desviación del pozo haciendo que el trabajo demore más tiempo de lo planeado.
- Al final de la prueba de nuestro proyecto se muestra que el sistema flexible del Sistema de Aislamiento CERTIS proporciona una solución óptima y sin incidentes, reuniendo los objetivos de la prueba, que logra las expectativas del cliente, ahorrado el costo de la prueba.
- Entonces al utilizar los empacadores hidráulicos en pruebas DST con pozos desviados (Tipo “S”, “J”, pozos con varios ángulos de desviación ó pozos horizontales) se ahorra costos evitando fallas operacionales.

## 6.2 Recomendaciones

- Se recomienda la introducción de un sistema de lectura de datos de fondo en tiempo real, para ayudar en la toma de decisiones.
- Revisar los resultados de los baleos con bajo balance (*underbalance*) en pozos vecinos o en mismas formaciones de otros lotes, para evitar el desmoronamiento de la formación.
- Se recomienda incrementar las medidas de seguridad en superficie con la adición de sensores de gases, tanto móviles como fijos, así como con la instalación de ventiladores para dispersar los posibles gases acumulados en aquellas zonas más proclives.

Uno de los sistemas de lectura de fondo de pozo en tiempo real es el sistema DataLatch, esta herramienta envía la data de presión y temperatura obtenida de la prueba mediante un cable telemétrico desde fondo del pozo hacia la superficie.

El otro sistema de lectura de fondo de pozo en tiempo real es el sistema EnACT, esta herramienta transmite la información de fondo de pozo hacia la superficie mediante wireless, es decir, mediante comunicación inalámbrica.

A continuación se muestra un cuadro que evalúa la utilización de este sistema a nuestra sarta:

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	COSTO TOTAL DEL TRABAJO (US\$)
Sistema Convencional	UR1,273,399.48
Sistema de Aislamiento CERTIS + Sistema DataLatch	UR1,085,208.77
Sistema de Aislamiento CERTIS	UR 969,693.31
Sistema de Aislamiento CERTIS + Sistema EnACT	UR 1,334,980.69

**Tabla 6.1.** Costos de la Prueba DST cuando se utiliza cada uno de los sistemas diferentes.

De la Tabla 6.1 se puede concluir que utilizando el Sistema DataLatch aun podemos ahorrar \$ **181,190.71** con respecto al sistema convencional.

Además se puede observar del Tabla 6.1 que el Sistema EnACT no es recomendable por su elevado costo.

Además se puede recomendar el uso del sistema DataLatch para un mejor control de la prueba y porqué ayuda a la toma de decisiones.

- Se recomienda incrementar las medidas de seguridad en superficie con la adición de sensores de gases, tanto móviles como fijos, así como con la instalación de ventiladores para dispersar los posibles gases acumulados en aquellas zonas más proclives.
- Se recomienda la contratación de personal de bomberos así como un HSE específico de la contratista para solucionar posibles problemas en las operaciones de testing.



## CAPITULO 7: BIBLIOGRAFÍA

1. SCHLUMBERGER Manual (1998). **“Introducing to Well Testing”**.
2. Vergara A., Suarez J. (2010), **“Pruebas de Presión”**
3. Rodríguez Torrico, Marisol. **“Drill Stem Test (Pruebas de Presión DST)”**.
4. Freire, Carola. **“Aplicación de Pruebas de Presión para Monitoreo de los Yacimientos del Campo NAPO II del Oriente Ecuatoriano”**.
5. SCHLUMBERGER (2002). **“Servicios de Prueba de Fondo de Pozo”**. Sugar Land, Texas.
6. Gómez Marcano, Sandra (2011). **“Diseño de Pruebas de Presión en Pozos Exploratorios del Campo Travi, Ubicado al Noroestes del Estado Monagas”**. Tesis de Grado. Universidad de Oriente-Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz Venezuela.
7. Armijos Báez, Diana (2005). **“TCP – Procedimiento para pruebas en el Pozo Shushufindi 24D”**. Tesis de Grado. Universidad Tecnológica Equinoccial, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Escuela de Tecnología en Petróleos, Quito.
8. Tapia Pesantez, Frederick (2006). **“Conocimiento de la Herramientas y del Sistema de Cañoneo de Pozos Utilizando Tubería”**. Universidad Tecnológica Equinoccial, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Escuela de Tecnología en Petróleos, Quito.
9. Bell, W.T., Sukup, R.A. y Tariq, S.M. (1989). **“Perforating”**. SCHLUMBERGER EDUCATIONAL SERVICES, Texas, USA.
10. Harrigan, J. y Ware, J. (1986). **“Tubing Conveyed Perforating”**, Technical Review 34, N2, 15-26.
11. Hernández Meléndrez, E. (2006). **“Metodología de la Investigación, Como Escribir una Tesis”**. Escuela Nacional de Salud Pública.

## GLOSARIO

**Agujero descubierto:** La porción no entubada de un pozo. Todos los pozos, al menos cuando son perforados por primera vez, poseen tramos.

**Angulo de desviación:** es el ángulo fuera de la vertical, también se le conoce como ángulo de deflexión.

**Azimut:** Angulo fuera del norte del hoyo a través del este que se mide con un compás magnético, con base en la escala completa del círculo de 360°.

**Bajada en el pozo (Run In Hole; Corrida de las herramientas al pozo):** Conectar entre sí las tuberías y bajar el tramo conectado en el pozo de manera controlada.

**Bajo balance (underbalance):** La cantidad de presión (o fuerza por unidad de área) ejercida sobre una formación expuesta en un pozo, por debajo de la presión interna del fluido de esa formación.

**BOP (Blowout Preventer; Preventor de reventones):** Una válvula grande instalada en el extremo superior de un pozo, que puede cerrarse si la brigada de perforación pierde el control de los fluidos de formación.

**Bullheading:** El Bullheading consiste en bombear en el pozo una cantidad de fluido (killing fluid) que es al menos igual al: Volumen del tubing +volumen debajo del packer. Haciendo que la formación absorba el fluido que está en el tubing.

**Cabeza de disparo:** Dispositivo mecánico o electrónico utilizado para detonar cargas de disparo transportadas mediante la tubería de producción, sarta de perforación, tubería flexible o línea de acero.

**Cabeza de Pozo (Well Head):** Equipo de control instalado en la parte superior del pozo. Consiste de salidas, válvulas, pre ventores, etc.

**Cementación:** El proceso de precipitación del cemento entre los granos minerales o los granos de rocas y la formación de rocas sedimentarias clásticas sólidas, una fase de la litificación.

**Detonador:** Dispositivo que contiene material altamente explosivo primario que se utiliza para iniciar una secuencia explosiva. Los dos tipos comunes de detonadores

son los detonadores eléctricos (también conocidos como detonadores fulminantes) y los detonadores de percusión. Los detonadores eléctricos tienen un material fusible que arde cuando se aplica alta tensión para iniciar el explosivo primario de alta potencia. Los detonadores de percusión contienen arenisca abrasiva y explosivo primario de alta potencia en un contenedor sellado que se activa con una aguja percutora. La fuerza de impacto de la aguja percutora es suficiente para iniciar la secuencia balística que luego se transmite al cordón de detonación. Se utilizan varios sistemas de seguridad junto con los detonadores para evitar el disparo accidental durante rig el montaje o el desmontaje.

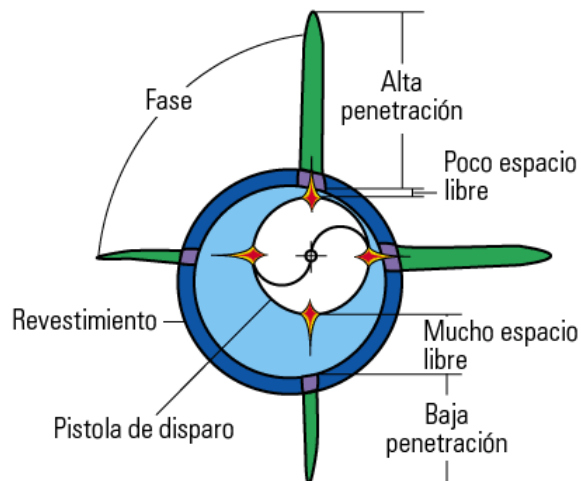
**Diagrama de pozo:** Un diagrama esquemático que identifica los componentes principales de la terminación instalados en un pozo. La información incluida en el diagrama de pozo se refiere a las dimensiones principales de los componentes y a la profundidad en la que éstos se localizan.

**Diámetro externo:** Diámetro externo o exterior de una tubería de revestimiento o tubería que es bajada al pozo.

**Diámetro interno:** Diámetro interior o interno de una tubería de revestimiento, tubería de producción o de cualquier herramienta tubular.

**Disco de ruptura:** Un componente de alta precisión diseñado para romperse con la aplicación de una presión hidráulica predeterminada. Los discos de ruptura se utilizan comúnmente en aplicaciones de fondo de pozo en las que se utiliza la aplicación controlada de presión de bombeo para colocar u operar equipamientos de fondo de pozo, tales como empacadores o tapones.

**Disparo:** Túnel de comunicación creado a partir de la tubería de revestimiento o liner hacia el interior de la formación, a través del cual se produce petróleo o gas. El método más común utiliza pistolas o cañones de disparo a chorro equipados con cargas explosivas premoldeadas. Sin embargo, otros métodos de disparo incluyen disparo con bala, chorros abrasivos o chorros con fluido a alta presión.



**DST (Drill Stem Test, Prueba de pozo realizada con tubería):** El *Drill* DST es un procedimiento para determinar el potencial productivo, la presión, la temperatura, la permeabilidad o la extensión de un yacimiento de petróleo o gas antes de que el equipo de completación permanente sea instalado, el cual nos permite evaluar parámetros fundamentales para la caracterización adecuada del reservorio.

**Empacador:** Un dispositivo de fondo de pozo utilizado en casi todas las terminaciones para aislar el espacio anular del conducto de producción, posibilitando un proceso controlado de producción, inyección o tratamiento. Un arreglo de empacadores típico incluye un mecanismo de fijación del empacador contra la pared de la tubería de revestimiento o de la tubería de revestimiento corta (liner), tal como un arreglo de mordazas, y un mecanismo para la generación de un sello hidráulico que aísla el espacio anular, generalmente por medio de un elemento elastomérico expansible. Los empacadores se clasifican por su aplicación, método de fijación y posible recuperabilidad.

**Empacador hidráulico:** Un tipo de empacador utilizado principalmente en aplicaciones de producción. Habitualmente, un empacador hidráulico se coloca utilizando presión hidráulica aplicada a través de la sarta de tubería de producción en vez de fuerza mecánica aplicada mediante la manipulación de la sarta de tubería de producción.

**Empacador recuperable:** Un tipo de empacador que se corre y se recupera con una sarta de colocación o una sarta de producción, a diferencia de un empacador de producción permanente que se coloca en la tubería de revestimiento o en la tubería

de revestimiento corta (liner) antes de correr la sarta de producción. Los empacadores recuperables se utilizan con más frecuencia en las intervenciones de pozos si bien algunos diseños de terminaciones se adecuan más a los empacadores recuperables que a los empacadores permanentes.

**Espesor (h):** El espesor útil es el espesor promedio de la formación permeable, que contiene el área de drenaje por la cual el fluido fluye hacia el pozo. Este no es solamente el intervalo punzado o el espesor de formación encontrado por el pozo.

**Evaluación de formaciones:** La medición y análisis de las propiedades de la formación y los fluidos a través del examen de los recortes de formación o a través de la utilización de herramientas integradas en el arreglo de fondo de pozo durante la perforación, u operadas con cable o con la columna de perforación después de perforar un pozo. La evaluación de formaciones se ejecuta para evaluar la cantidad y la producibilidad de los fluidos de un yacimiento.

**Factor de Daño (S=Skin):** Dificultades para la producción, naturales o inducidas, que pueden tener lugar en el yacimiento, el área cercana al pozo, los disparos o perforaciones, la terminación por empaque de grava o las líneas de producción, tales como las tuberías.

**Falla (Fault):** Una estructura geológica que consiste de una fractura en la roca, a lo largo de la cual ha habido un perceptible deslizamiento.

**Fluido de terminación:** El fluido está diseñado para controlar un pozo en caso de falla de las herramientas de fondo de pozo, sin dañar la formación productiva o los componentes de la terminación. Habitualmente, los fluidos de terminación de pozos son salmueras.

**Gradiente de presión:** El cambio producido en la presión por unidad de profundidad, (psi/pie o kPa/m). La presión se incrementa en forma predecible con la profundidad, en las áreas de presión normal.

**Gradiente de temperatura:** La tasa de incremento de la temperatura por unidad de profundidad existente en la Tierra.

**IPR (Inflow Performance Relationship; Rendimiento del pozo):** El potencial productivo de un reservorio de hidrocarburos puede ser representado a partir de la

relación que existe entre el caudal de fluido que puede aportar y la presión dinámica del mismo.

**Litología:** La naturaleza macroscópica del contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas.

**Mandril:** Una barra alrededor del cual se disponen o se ensamblan otros componentes, tales como el mandril martillo hidráulico o el mandril del empacador.

**Muestra de fondo:** Espécimen obtenido del fondo del tanque o del punto más bajo de una tubería.

**Muestreador:** Dispositivo que se puede bajar hacia el pozo para extraer muestras (de líquido) a diferentes profundidades. Las muestras se analizan para determinar las propiedades del fluido.

**Operador:** Compañía, organización o persona con autoridad legal para perforar pozos y extraer hidrocarburos.

**Pata de perro (Dog-leg):** Cualquier cambio de ángulo severo entre el rumbo verdadero o la inclinación entre dos secciones del hoyo.

**Permeabilidad (k):** Es una propiedad de la Roca la cual mide la capacidad de transferencia que tienen los fluidos para atravesar la roca.

**Pies Cúbicos (Ft<sup>3</sup>):** La cantidad de gas requerido para llenar un volumen de un pie cúbico. Unidad de medición aplicada al volumen de gas producido o consumido.

**Plataforma:** Estructura fija o flotante, costa afuera, desde la cual se perfora pozos. Las plataformas de perforación pueden convertirse en plataformas de producción una vez que los pozos produzcan.

**Porosidad:** El porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

**Pozo:** Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer petróleo o gas.

**Pozo entubado:** Un pozo revestido con una sarta de revestimiento o de tubería de revestimiento corta (liner).

**Pozo Exploratorio:** Es pozo que poco o nada se sabe con certeza sobre la geología del subsuelo, el cual es necesario definir los parámetros del yacimiento y el área de drenaje investigada; y probar la comercialidad del pozo (de ser posible).

**Pozo Desviado:** Un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de petróleo o de gas.

**Presión promedio de reservorio (pr):** La presión promedio de reservorio se asume como la presión estática que se desarrolla a una distancia del pozo igual al radio de drenaje. Este valor de presión se puede obtener de pruebas de tipo Build up o Drawdown.

**Profundidad medida (MD):** Es la profundidad en el pozo direccional que se hace con la medición de la sarta de perforación, mide la longitud del hoyo.

**Profundidad vertical verdadera (TVD):** Es la distancia vertical de cualquier punto del hoyo al piso de la cabria.

**Prueba a tasas de uso múltiples (MRT):** Se realizan a tasa de flujo variable, determinando la presión por períodos estabilizados de flujo. A través de esta prueba se puede determinar el índice de productividad del pozo y también se puede utilizar para hacer un análisis nodal del mismo.

**Pruebas de Declinación de Presión (Draw Down):** La prueba de declinación es realizada en un pozo exploratorio para registrar la tasa y la presión en función del tiempo. Los objetivos de la prueba de agotamiento usualmente incluyen la estimación de la permeabilidad, factor de daño (skin), y en algunas ocasiones el volumen del reservorio.

**Prueba de Disipación de Presión en Pozos Inyectores (Fall off Test):** Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo.

**Pruebas de Interferencia (Interference Testing):** Las pruebas de interferencia son realizadas por al menos en un pozo en producción o inyector (pozo activo) y por la observación de la presión en respuesta en al menos otro pozo (pozo de observación).

**Pruebas de Presión:** Son utilizadas para proveer la información necesaria que nos permita determinar las características del reservorio, con el objeto de monitorear el desempeño del mismo y diagnosticar el daño de formación.

**Pruebas de Pulso:** Constituyen un tipo especial de prueba de interferencia, en la cual el pozo activo es pulsado alternadamente con ciclos de producción y cierre. En el mismo se determina la respuesta de presión en el pozo de observación.

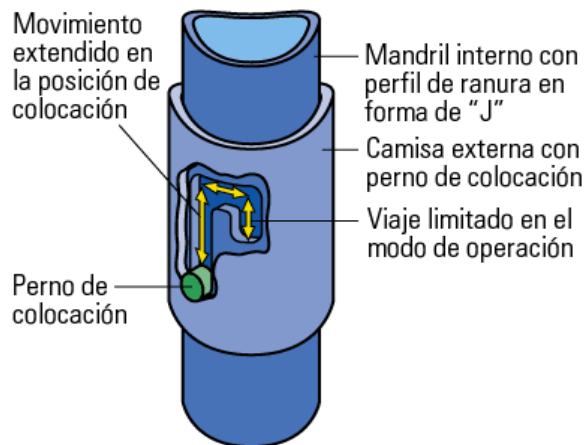
**Pruebas de Restauración de Presión (Build Up):** Uno de los principales objetivos de este análisis es determinar la presión estática del reservorio sin necesidad de esperar semanas o meses para que la presión del reservorio se estabilice. La prueba es realizada por un pozo exploratorio a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión en el reservorio varía en función del tiempo.

**PVT:** Abreviatura para presión, volumen, temperatura. El término se usa en evaluaciones de propiedades de los fluidos.

**Radio de drenaje (re):** Es la distancia comprendida desde el centro del pozo y el límite de volumen de roca permeable al cual se le interrumpe la presión estática. Se lo llama radio de drenaje, ya que en la mayoría de los casos se asume un flujo radial desde el reservorio hacia el pozo.

**Ranura en forma de "J":** Un tipo de mecanismo utilizado generalmente en el asentamiento y la liberación de las herramientas y equipos de fondo de pozo, tales como los empacadores. El perfil de ranura en forma de "J" crea el recorrido para una leva o un pasador de comando que combina el movimiento de rotación con el movimiento ascendente o descendente para proporcionar un medio de activación de herramientas simple pero confiable.





**Rosca Premium:** Una clase de tipos de roscas de alto rendimiento que se utilizan normalmente en las terminaciones modernas de pozos de petróleo y gas. Las roscas premium se encuentran disponibles en numerosas configuraciones y están diseñadas generalmente para proporcionar un sellado hidráulico superior, una capacidad de tracción mejorada y facilidad de enrosque. A diferencia de las roscas convencionales, las áreas de sellado de las conexiones roscadas premium son independientes del perfil de filete y se incluyen como dos o tres áreas en la unión de la tubería, por lo que proporcionan cierta redundancia.

**Sensores de fondo de pozo:** Dispositivos electrónicos para medir diferentes propiedades en el pozo, tales como presión, tasa de flujo de fluidos, temperatura, vibración, composición, régimen de flujo de fluidos y retención de líquido.

**Sobre balance (Overbalance):** La cantidad de presión (o fuerza por unidad de área) del pozo que excede la presión de la formación. Este exceso de presión es necesario para evitar que los fluidos del yacimiento (petróleo, gas, agua) ingresen en el pozo.

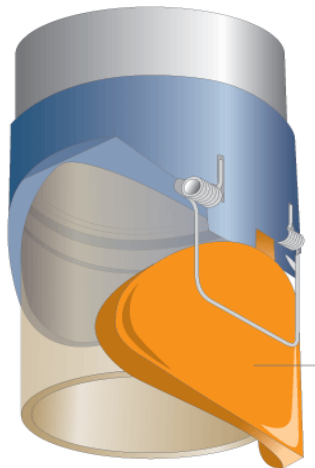
**TCP (Tubing Conveyed Perforating):** Abreviatura de operaciones de disparo con herramientas transportadas con la tubería de producción, el uso de tubería de producción, sarta de perforación o tubería flexible para trasladar cañones de disparo hasta la profundidad requerida.

**Temperatura de fondo de pozo:** La temperatura de fondo de pozo medida o calculada en un punto de interés.

**Transductor:** De manera general podemos decir que es un elemento o dispositivo que tiene la misión de traducir o adaptar un tipo de energía en otro más adecuado

para el sistema, es decir convierte una magnitud física, no interpretable por el sistema, en otra variable interpretable por dicho sistema. El transductor transforma la señal que entrega el sensor en otra normalmente de tipo eléctrico. El transductor suele incluir al sensor.

**Válvula de charnela:** Una válvula de seguridad que posee una placa a resorte (o de charnela), generalmente en dirección hacia el fondo del pozo, pero que se cierra si el fluido intenta fluir a la superficie a través de la sarta de perforación.

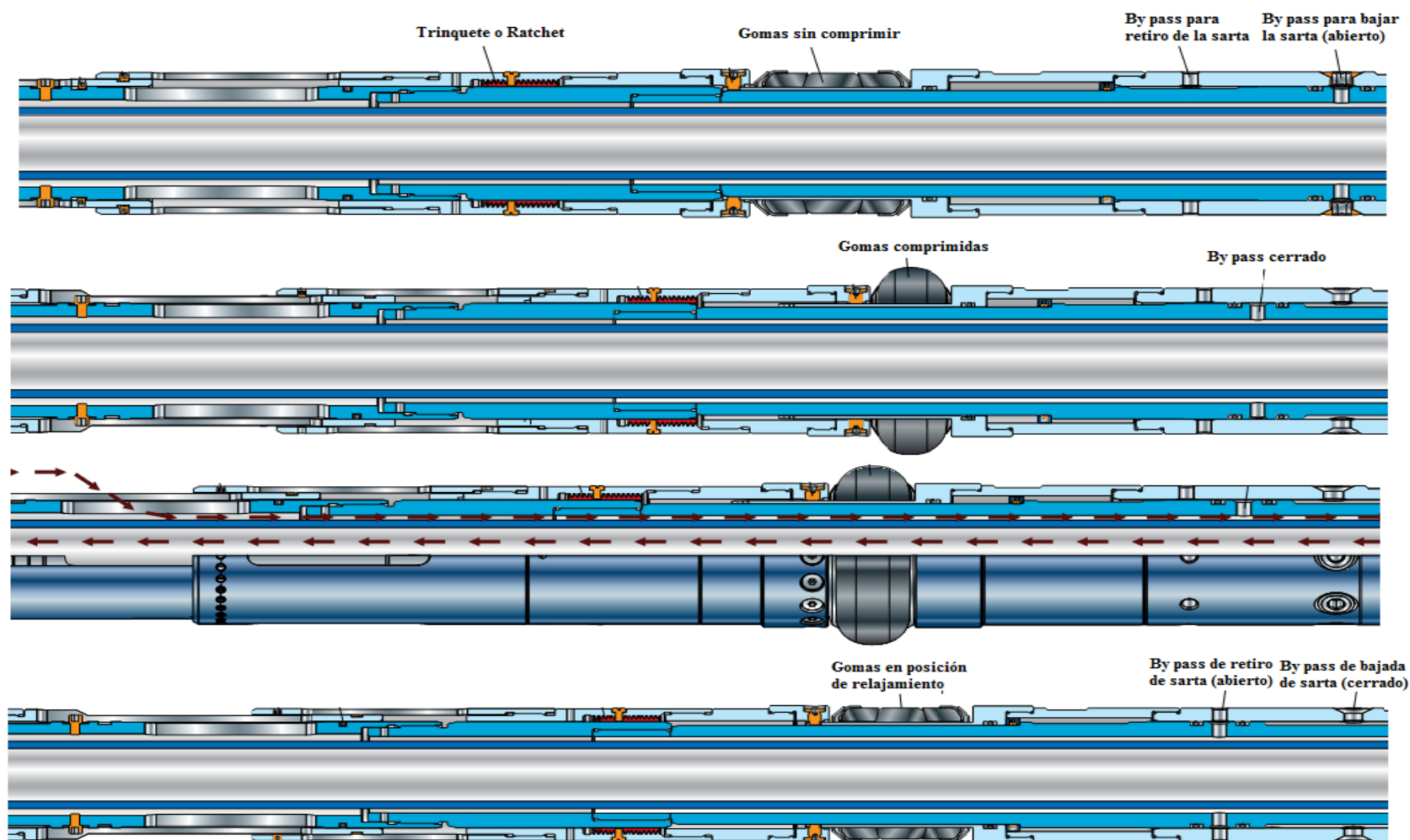


**Válvula de circulación:** Dispositivo de fondo de pozo que permite la circulación a través de la sarta de tubería y el anillo asociado. Como accesorio de terminación, se incluye una válvula de circulación para hacer circular fluido para matar (ahogar) el pozo o inducir el pozo a producción.

**Reservorio:** Un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.

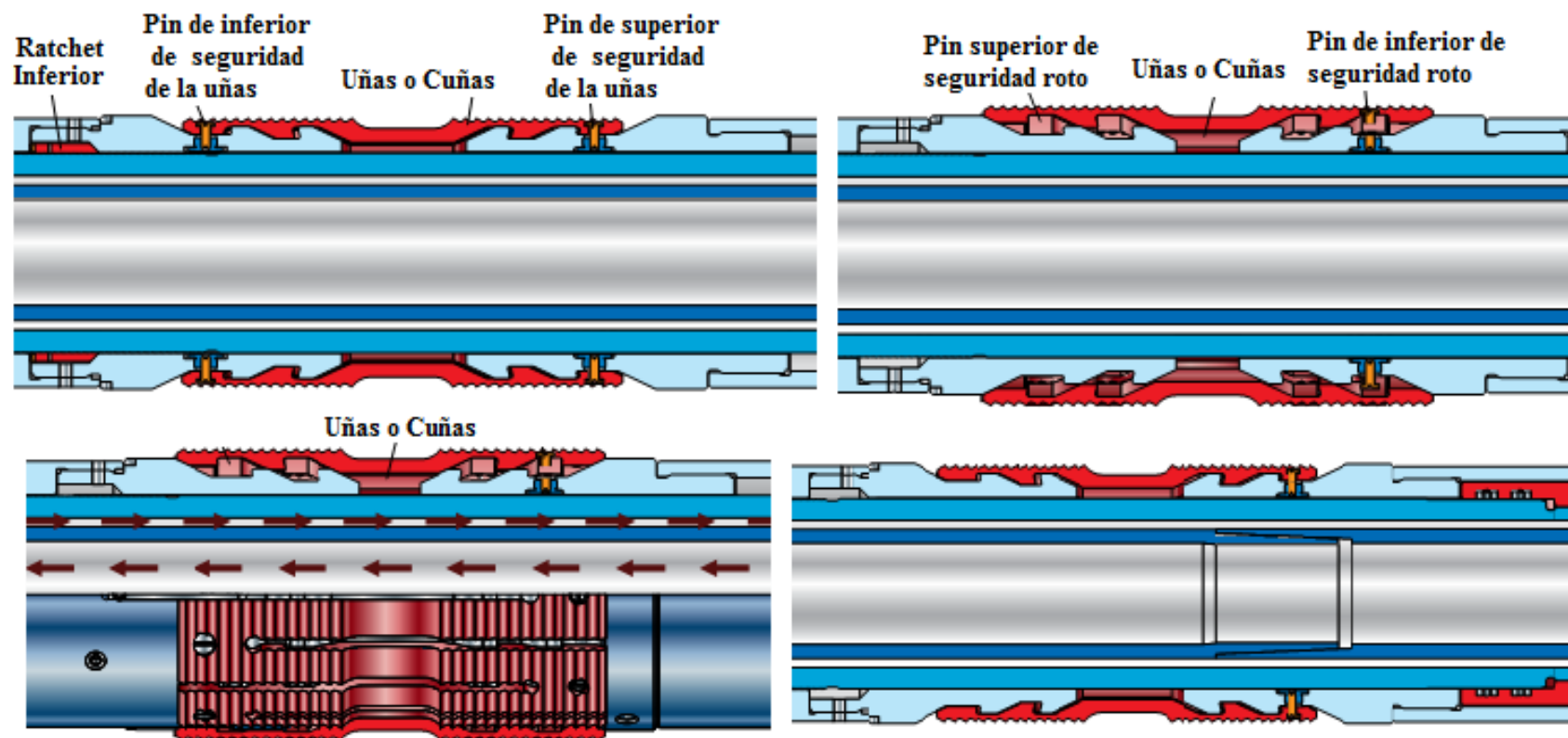
**Zona productiva:** Un reservorio o porción de un reservorio que contiene hidrocarburos producibles económicamente.

## ANEXO N° 1



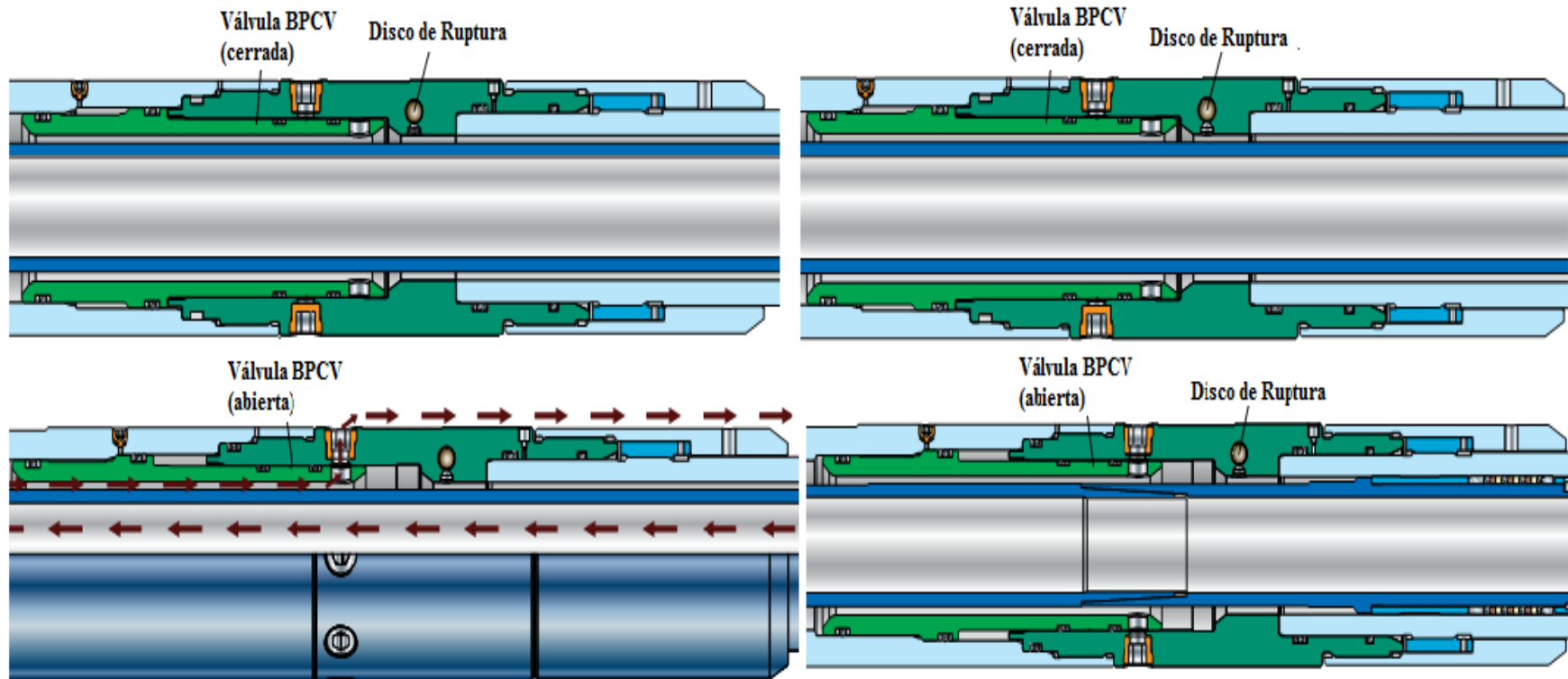
ANEXO N° 1. Estado de las gomas cuando se baja la sarta (figura superior) y el estado de las gomas cuando son comprimidas (figura inferior).

## ANEXO N° 2



ANEXO N° 2. Posición de las uñas durante la prueba. La Figura superior izquierda muestra la posición de la uñas cuando la sarta se baja al pozo. La figura superior derecha muestra la posición de las uñas cuando se ancla al revestidor. La figura inferior izquierda muestra la posición de las uñas cuando se reversa el fluido de control del pozo. La figura inferior derecha muestra la posición de las uñas cuando se desancla el empacador.

### ANEXO N°3



**ANEXO N° 3.** Estado de la válvula BPCV. Las dos figuras superiores muestran el estado cerrado de la válvula cuando se baja la sarta y el empacador es anclado respectivamente. Las dos figuras inferiores muestran el estado de la válvula abierta cuando se reversa y se desancla el empacador.