

**ESTUDIO TÉCNICO-FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL VSH2 PARA LA PRODUCCIÓN
DE GAS EN EL CAMPO SARDINATA**

JORGE HUMBERTO BETANCUR RESTREPO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

**ESTUDIO TÉCNICO-FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL VSH2 PARA LA PRODUCCIÓN
DE GAS EN EL CAMPO SARDINATA**

JORGE HUMBERTO BETANCUR RESTREPO

**Trabajo presentado como Requisito para obtener el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO-FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL VSH2 PARA LA PRODUCCIÓN DE GAS EN EL CAMPO SARDINATA ¹.

AUTORES: JORGE HUMBERTO BETANCUR RESTREPO²

PALABRAS CLAVES: Sistema VSH2, dewatering (deshidratación), historia pozos, estados mecánicos, optimización, valor presente neto, tasa interna de retorno.

DESCRIPCIÓN

El campo Sardinata, se encuentra ubicado en el departamento de Norte de Santander, Colombia. Pertenece a la cuenca del Catatumbo y es operado por Ecopetrol S.A; este campo se considera maduro por tener más de 60 años de producción y en él se encuentra una planta para el tratamiento de gas, una vez tratado se trasporta a la ciudad de Cúcuta para uso domiciliario e industrial. Los pozos productores de gas de este campo son del cretáceo y se caracterizan por tener altas relaciones Gas-Líquido (GLR) y producción de agua, por lo que presentan altas cargas de líquidos que afectan la producción de este hidrocarburo ostensiblemente.

Este proyecto presenta un estudio técnico y financiero para la implementación del sistema de levantamiento VSH2 en los pozos productores de gas del campo Sardinata. El propósito del uso de este sistema de levantamiento es el de realizar dewatering (deshidratación) y permitir la producción tanto de líquido como del gas de fondo a superficie. En este campo se tiene instalado una unidad VSH2, con buenos resultados como se muestra en este estudio.

El estudio presenta una descripción del campo Sardinata, luego se muestra una descripción del funcionamiento, equipos requeridos en la instalación de fondo y superficie, operación y mantenimiento de la unidad VSH2, se realizó una revisión de los pozos con potencial para producir gas, evaluándose los que podrían ser candidatos para la implementación de este sistema de levantamiento, se analizaron tanto los pozos inactivos como activos y finalmente se realizó el estudio financiero, en el que se indica los pozos del Campo Sardinata a los que se les podría implementar el sistema de levantamiento VSH2.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ingeniero de Petróleos Eric Giovany Montes Páez.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL - FINANCIAL STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF VSH2 AS ARTIFICIAL LIFT SYSTEM FOR THE PRODUCTION OF GAS IN SARDINATA FIELD³.

KEY WORDS: VSH2 SYSTEM, DEWATERING (DEHYDRATION), HISTORY WELLS, MECHANICAL STATES, OPTIMIZATION, NET PRESENT VALUE, INTERNAL RATE OF RETURN.

AUTHORS: JORGE HUMBERTO BETANCUR RESTREPO⁴

DESCRIPTION

The Sardinata field, located in the department of Norte de Santander, Colombia. It belongs to the basin of the Catatumbo and operated by Ecopetrol SA; this field is considered mature by having over 60 years of production and it have a plant to treat gas, once treated is transported to the city of Cucuta for domestic and industrial use. Gas producing wells in this field are the Cretaceous and are characterized by high ratios Gas-Liquid (GLR) and water production, and thus have high loadings of liquids that affect the production of this ostensibly hydrocarbon

This project presents a technical and financial study for the implementation of VSH2 lift system in producing gas wells Sardinata field. The purpose of using this system is to perform lifting dewatering (dehydration) and allow the production of both liquid and gas bottom surface. In this field you have installed a VSH2 unit with good results as shown in this study.

The study presents a description of Sardinata field, then a description of the operation, equipment required in the installation of surface and depth, operation and maintenance of the VSH2 unit is shown, a review was made of the potential wells to produce gas, evaluating the that might be candidates for the implementation of this lifting system were analyzed both active and inactive wells and finally the financial study was run, which indicated what Sardinata field's wells could be implemented the lifting system VSH2.

³ Graduation Project

⁴ Faculty Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Eric Giovany Montes Páez.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	14
1. MARCO TEORICO.....	16
1.1 GENERALIDADES CAMPO SARDINATA	16
1.1.1. Modelo Estático.....	17
1.1.2 Caracterización de fluidos	23
1.1.3 Análisis de presión	23
1.1.4 Historia de producción.....	23
1.1.5 Análisis de declinación	25
1.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL USADOS CAMPO SARDINATA.....	25
1.2.1 Plunger Lift	27
1.2.2 Bombeo Mecánico:.....	29
2. UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO HIDRONEUMÁTICO VSH2 (VARIABLE SPEED HIDRAULIC 2).....	34
2.1 COMPONENTES DE UNA UNIDAD VSH2.....	34
2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO UNIDAD VSH2	37
2.3 CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE UNA UNIDAD VSH2	39
2.4 PROBLEMAS COMUNES.....	41
2.5 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	41
2.6 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	42
2.7 GUÍA PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS.....	42
2.8 EQUIPO DE SUBSUELO DEL BOMBEO MECÁNICO.	42
2.8.1 Sarta de Varillas	42
2.8.2 Bomba de subsuelo.....	44

2.8.3	Accesorios Adicionales.....	45
2.9	EJEMPLOS DE APLICACIONES UNIDADES VSH2	45
3.	EVALUACIÓN TÉCNICA POZOS CAMPO SARDINATA	51
3.1	POZO SARDINATA - 3K	52
3.2	POZO SARDINATA-5K	53
3.3	POZO SARDINATA - 6K	54
3.4	POZO SARDINATA 7K	56
3.5	POZO SARDINATA 8K	57
3.6	POZO SARDINATA 12K	58
3.7	POZO SARDINATA - 16K	61
3.8	POZO SARDINATA 17K	66
3.9	POZO SARDINATA 18K	66
3.10	POZO SARDINATA 24K	67
3.11	POZO SARDINATA 28K	68
3.12	POZO SARDINATA - 29K	72
3.13	POZO SARDINATA -32K	76
3.14	POZO SARDINATA 33K	82
3.15	POZO SARDINATA - 36K	83
3.16	POZO SARDINATA-37K	88
4.	ESTUDIO TECNICO FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA VSH2	94
4.1	ESTUDIO TECNICO	94
4.2	ESTUDIO FINANCIERO	98
4.2.1	Conceptos Financieros.....	99
4.2.2	Flujo de caja	101
5.	CONCLUSIONES.....	105
6.	RECOMENDACIONES	107
	BIBLIOGRAFIA.....	108
	ANEXOS.....	110

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación del campo Sardinata	16
Figura 2. Localización del Bloque de Maracaibo en el norte de Suramérica.....	18
Figura 3. Estructura general del campo Sardinata	19
Figura 4. Mapa estructural al tope de la formación Aguardiente y cubo de Fracturas.....	19
Figura 5. Columna estratigráfica generalizada área campo Sardinata.....	20
Figura 6. Historia de presión formación Aguardiente Campo Sardinata	24
Figura 7. Historia de producción campo Sardinata	25
Figura 8. Historia de producción formación Aguardiente campo Sardinata	26
Figura 9. Análisis de declinación campo Sardinata.....	26
Figura 10. Sistema de levantamiento Plunger Lift típico.	28
Figura 11. Unidad de Bombeo Mecánico Tipo Machín.	29
Figura 12. Unidades Superficiales de Bombeo Mecánico	32
Figura 13. Equipo superficial Unidad VSH2.	35
Figura 14. Partes que conforman una Unidad VHS2	36
Figura 15. Panel de control Unidad VSH2.	37
Figura 16. Unidad de Bombeo VSH2	38
Figura 17. Funcionamiento de una Unidad VHS2	39
Figura 18. Carrera Ascendente del Bombeo de VSH2.....	40
Figura 19. Carrera Descendente del Bombeo de VSH2	40
Figura 20. Ciclo de vida del proceso de “dewatering”.	47
Figura 21. Incremento de gas y agua con la implementación del sistema RRL.....	47
Figura 22. Historia de producción pozo Sardinata 3K	52
Figura 23. IPR calculado para Sardinata – 6K.	55
Figura 24. Historial de producción Sardinata-32K.....	77
Figura 25. Pruebas de producción aceite, gas y agua. Pozo Sardinata 32K	78
Figura 26. Pruebas de producción de gas, pozo SS-32K	79
Figura 27. Survey Pozo Sardinata-36K. Vista 3D.	86
Figura 28. Resultados de Producción Pozo Sardinata - 37K con bombeo mecánico convencional.	90
Figura 29. IPR pozos Campo Sardinata Formación Cogollo.....	94
Figura 30. Estado Mecánico Pozo Sardinata – 3K	111
Figura 31. EM pozo Sardinata Sur 5K.....	111
Figura 32. Estado Mecánico Pozo Sardinata 6K.....	113

Figura 33. Estado Mecánico pozo Sardinata 7K.....	114
Figura 34. Estado Mecánico Pozo Sardinata 12K.....	115
Figura 35. Estado mecánico Pozo Sardinata 16K.....	116
Figura 36. Estado Mecánico Pozo Sardinata 18K.....	117
Figura 37. Estado Mecánico Pozo Sardinata 28K.....	118
Figura 38. Estado Mecánico pozo Sardinata 29K.....	119
Figura 39. Estado Mecánico pozo Sardinata 32K.....	120
Figura 40. Estado Mecánico Pozo Sardinata 36K.....	121
Figura 41. Estado Mecánico Pozo Sardinata 37K.....	122
Figura 42. Dinagrama y Sonolog Pozo Sardinata 37K.....	124
Figura 43. Dinagrama y Sonolog Pozo Sardinata 37K.....	125
Figura 44. Dinagrama y Sonolog Pozo Sardinata 33K.....	126
Figura 45. Dinagrama y Sonolog Pozo Sardinata 33K.....	126

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Formaciones productoras de gas Campo Sardinata.....	23
Tabla 2. Las Especificaciones y dimensiones de las Unidades VSH2.....	43
Tabla 3. Guía para la solución de problemas Unidades VSH2.....	43
Tabla 4. Pruebas de Producción Pozo Sardinata- 33K - SLA Plunger Lift (PL). .	48
Tabla 5. Pruebas de Producción Pozo Sardinata- 33K - SLA VSH2.....	48
Tabla 6. Niveles tomados en el pozo Sardinata Sur 33K durante la estabilización Unidad VSH2.	49
Tabla 7. Datos básicos pozo Sardinata 3K	52
Tabla 8. Datos básicos pozo Sardinata - 5K.....	53
Tabla 9. Datos básicos pozo Sardinata - 6K.....	54
Tabla 10. Perfil de producción esperado trabajo workover pozo Sardinata - 6K ..	55
Tabla 11. Datos básicos pozo Sardinata - 7K.....	57
Tabla 12. Datos básicos pozo Sardinata - 8K.....	57
Tabla 13. Datos básicos pozo Sardinata 12K	58
Tabla 14. Pronósticos de Producción Esperado Pozo Sardinata - 12K (Instalación VSH2).	59
Tabla 15. Diseño Unidad VSH2 para 204 BFPD Pozo Sardinata – 12K.....	61
Tabla 16. Datos básicos pozo Sardinata 16K	62
Tabla 17. Perfil de producción esperado pozo Sardinata-16K (Instalación VSH2).	64
Tabla 18. Datos básicos pozo Sardinata 17K	66
Tabla 19. Datos básicos pozo Sardinata 18K	67
Tabla 20. Datos básicos pozo Sardinata 24K	67
Tabla 21. Datos básicos pozo Sardinata 28K	68
Tabla 22. Perfil de producción esperado pozo Sardinata - 28K (Instalación VSH2).	69
Tabla 23. Diseño Unidad VSH2 200 BFPD pozo Sardinata-28K	71
Tabla 24. Datos básicos pozo Sardinata 29K	72
Tabla 25. Perfiles producción esperados pozo Sardinata 29K.....	73
Tabla 26. Condiciones de Operación Sistema VSH2 pozo Sardinata 29K	75
Tabla 27. Datos básicos pozo Sardinata 32K	76
Tabla 28. Perfiles producción pozo Sardinata 32K	81
Tabla 29. Diseño Unidad VSH2 para 40 BFPD - Pozo Sardinata 32K.....	81
Tabla 30. Datos básicos pozo Sardinata 33K	82
Tabla 31. Diseño Unidad VSH2 para 200 BFPD pozo Sardinata - 32K.....	83
Tabla 32. Datos básicos pozo Sardinata 36K	84
Tabla 33. Perfil de producción esperado pozo Sardinata 36K.	85

Tabla 34.	Corrida VSH2 para manejo de 200 BFPD pozo Sardinata – 36K	87
Tabla 35.	Corrida VSH2 para manejo de 40 BFPD pozo Sardinata 36K.	88
Tabla 36.	Resultados de Producción Pozo Sardinata 37K con bombeo mecánico convencional.	89
Tabla 37.	Perfil de producción pozo Sardinata 37K.	91
Tabla 38.	Corrida VSH2 para manejo de 40 BFPD.....	92
Tabla 39.	Corrida VSH2 para manejo de 200 BFPD.....	96
Tabla 40.	Corrida VSH2 para manejo de 40 BFPD.....	96
Tabla 41.	Material Requerido Instalación Unidad VSH2 Campo Sardinata.	98
Tabla 42.	Capex trabajos de Workover – Instalación SistemaVSH2 Campo Sardinata.....	101
Tabla 43.	Factores Económicos Campo Sardinata.....	102
Tabla 44.	Resultados financieros de la implementación del sistema VSH2 en los pozos del Campo Sardinata que fueron seleccionados.	102
Tabla 30.	Costos sistema levantamiento VSH2.....	128
Tabla 46.	Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-16k .	129
Tabla 47.	Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-12k .	130
Tabla 48.	Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-28k .	131
Tabla 49.	Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-29k .	132
Tabla 50.	Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-32k .	133
Tabla 51.	Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-36k .	134
Tabla 52.	Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata -37k	135

LISTA DE ANEXOS

	Pag.
ANEXO A. ESTADOS MECÁNICOS POZOS CAMPO SARDINATA	11109
ANEXO B. DINAGRAMAS Y SONOLOGS TOMADOS EN POZOS SARDINATA 37K Y SARDINATA 33K	1241
ANEXO C. COSTOS SISTEMA LEVANTAMIENTO VSH2.....	1285
ANEXO D. COSTOS TRABAJOS DE WORKOVER E INSTALACION SISTEMA LEVANTAMIENTO VSH2	126

INTRODUCCIÓN

La Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Catatumbo de Ecopetrol, está a cargo de la operación, entre otros, del Campo Sardinata. Éste se considera un campo maduro que viene produciendo desde los años 50's y tiene una tendencia de declinación continua claramente definida. El objetivo de la Gerencia durante los últimos años ha sido aumentar la producción de petróleo y gas, poniendo en marcha los proyectos para el desarrollo de este campo, dentro de los cuales se encuentra el correspondiente a la planta de gas de Sardinata, cuyo objetivo principal es el suministro de este hidrocarburo a la ciudad de Cúcuta, ubicada en el departamento de Norte de Santander.

Para lograr estos objetivos se busca encontrar tecnologías que permitan extender la vida productiva de los pozos de este campo y lograr el mayor de recobro posible.

El uso de sistemas de levantamiento artificial en este tipo de campos tiene gran importancia debido a la falta de energía primaria del yacimiento producto de su extensa vida productiva. Los sistemas de levantamiento artificial empleados en el campo Sardinata, para producción de gas, son: el bombeo mecánico convencional (machín), Plunger Lift y bombeo mecánico tipo VSH2.

Para el caso del campo Sardinata, en lo referente a la producción de gas, se tiene un problema y es la presencia de agua, por lo cual se requiere aplicar un sistema de levantamiento artificial que permita realizar "dewatering", para lo cual se han usado bombeo mecánico convencional, el plunger lift y en un pozo el bombeo mecánico VSH2.

El bombeo mecánico convencional no ha dado buen resultado al igual que el plunger lift; por el contrario la unidad VSH2 instalada ha dado mejores resultados y por lo tanto se hace necesario estudiar el funcionamiento y la efectividad que ha tenido el uso del Sistema VSH2 en Sardinata, y realizar un estudio técnico financiero para definir si se pueden implementar o no masivamente en este campo.

Este sistema de levantamiento artificial funciona con tecnología hidráulica sobre nitrógeno, permitiendo que maneje mayores cargas con menores consumos de potencia y sirve para aumentar la producción tanto de gas como de petróleo en pozos productores. Esto ayudaría a la Gerencia Catatumbo a optimizar la producción de gas y crudo en los pozos del campo.

En este orden de ideas el objetivo principal de este trabajo es realizar un estudio técnico y financiero para la implementación del sistema de levantamiento artificial VSH2 para la producción de gas en el Campo Sardinata.

Los objetivos específicos son:

- Realizar un análisis técnico del sistema de levantamiento artificial VSH2 y definir requisitos técnicos mínimos necesarios de subsuelo y superficie para la instalación de este sistema, de tal forma que funcione en forma eficiente para las condiciones del Campo Sardinata
- Efectuar una revisión técnica a los pozos existentes indicando cuales cumplen con las condiciones operacionales de subsuelo y superficie requeridas para instalación del sistema de levantamiento artificial VSH2.
- Definir presupuesto detallado (materiales, equipos, instalación, funcionamiento y mantenimiento) para la instalación y puesta en funcionamiento del sistema de levantamiento artificial VSH2 y calcular perfil de producción esperado.
- Realizar una evaluación financiera de acuerdo con los indicadores establecidos por Ecopetrol S.A. de cada uno de los pozos seleccionados técnicamente.
- Elaborar un análisis en donde se determine que pozos activos productores de gas son viables técnica y financieramente para implementar en el campo Sardinata el sistema de levantamiento con unidades VSH2.

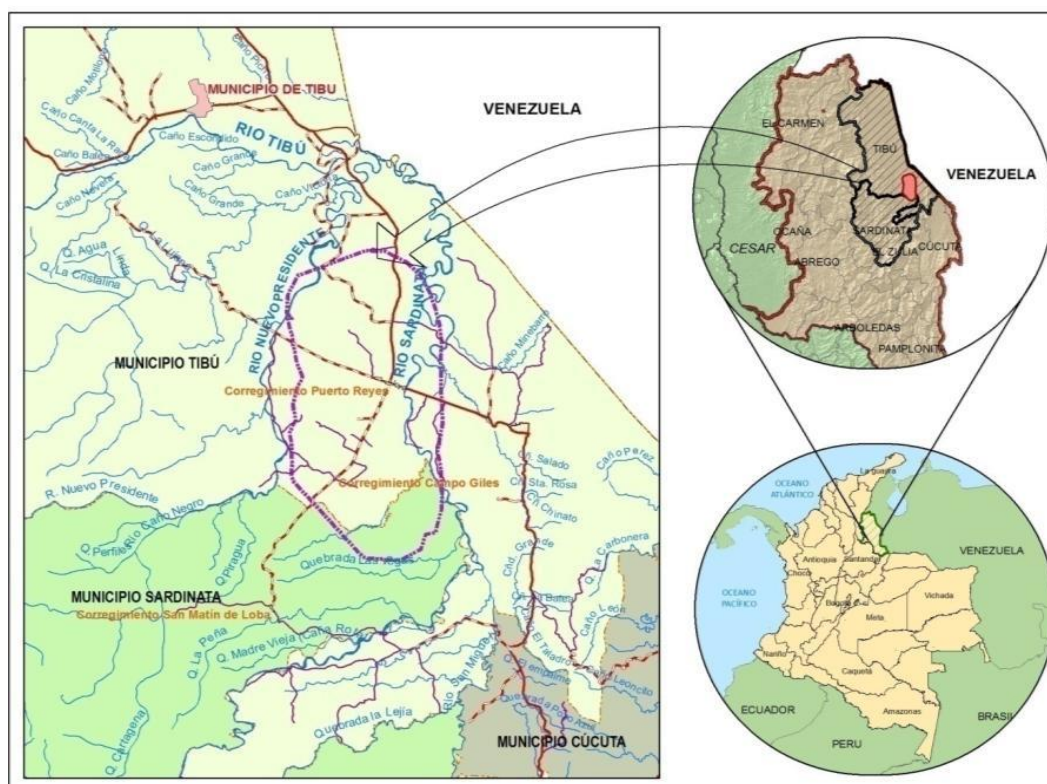
Para lograr estos objetivos, en el primer capítulo de esta monografía se presenta un marco teórico en el cual se realiza una descripción del campo Sardinata, en donde se incluyen las generalidades del yacimiento y la historia del campo y se trata brevemente los sistemas de levantamiento artificial. En el capítulo 2 se muestra una descripción del funcionamiento, equipos requeridos en la instalación de fondo y superficie, operación y mantenimiento del sistema de levantamiento VSH2. En el capítulo 3 se evalúan todos los pozos que podrían ser candidatos para el uso del sistema VSH2, se analizan tanto los pozos inactivos como activos y finalmente en el capítulo 4 se realiza el estudio técnico financiero, en el cual se indica a qué pozos del Campo Sardinata se les podría implementar el sistema de levantamiento VSH2.

1. MARCO TEORICO

1.1 GENERALIDADES CAMPO SARDINATA

El Campo Sardinata tiene una extensión aproximada de 131,2 Km² y se encuentra localizado en jurisdicción de los municipios de Tibú y Sardinata, en el departamento de Norte de Santander, aproximadamente 65 Kilómetros al norte de la ciudad de Cúcuta. Geológicamente se encuentra en la cuenca del Catatumbo (Figura 1), en un tren de producción que incluye además los campos Río de Oro, Puerto Barco, Tibú, Yuca, Petróleas, Carbonera y Río Zulia.

Figura 1. Ubicación del campo Sardinata⁵



Fuente: Ecopetrol S.A.

El campo Sardinata fue descubierto por la compañía Colpet en 1941 con la perforación del pozo Sardinata-1, completado en la formación Catatumbo. La estructura del campo corresponde a un anticlinal formado por dos domos, Domo Norte y Domo Sur, limitados al oeste por una falla de tipo inverso. En enero de 1951 se perforó el pozo Sardinata-3K en el Domo Norte, completado en la Formación

⁵Ecopetrol S.A., Plan de Desarrollo Campo Sardinata, 2014

Tibú, con una producción inicial de 510 BPPD. En noviembre de 1951 se perforó el Sardinata-4K, en el Domo Sur, con una producción inicial de 1229 BPPD. La máxima producción alcanzada fue de 2.200 BPPD en 1957.

El campo Sardinata ha estado produciendo desde 1951 de diferentes formaciones del Terciario y el Cretáceo, siendo las principales la Formación Barco y la Formación Aguardiente. En 2007 se llevó a cabo la perforación de 3 pozos de desarrollo (Sardinata-33K, Sardinata-34K y Sardinata-35) que tenían como objetivo las formaciones Barco, Aguardiente y Tibú. Los resultados de producción de petróleo de los pozos Sardinata-33K y Sardinata-34K perforados hasta el Cretáceo no fueron los esperados; sin embargo, los resultados en producción de gas fueron satisfactorios: el Sardinata-33K tuvo una producción inicial de 500 KPCD y 10 BPPD; el Sardinata-34K tuvo una producción inicial de 2.0 MPCD y 80 BPPD. Por lo anterior, se perforaron en el año 2009 los pozos Sardinata-36K, Sardinata-37K y Sardinata-40K con el objetivo de asegurar el contrato de venta de gas para abastecer la demanda de la ciudad de Cúcuta. El pozo Sardinata-40K aprovechando el lapso de tiempo entre el final de la perforación de los pozos y el inicio de venta de gas a la ciudad de Cúcuta, fue completado en la Formación Barco, obteniéndose 900 BPPD con 2% BSW.

A marzo de 2014 el campo tiene 38 pozos perforados, de los cuales hay 11 activos (Sardinata-3K, Sardinata-12K, Sardinata-19, Sardinata-20, Sardinata-23, Sardinata-32K, Sardinata-33K, Sardinata-35, Sardinata 36K, Sardinata-37K, Sardinata-40K), con producción promedio de 270 BPPD (petróleo y condensado), 986 BWPD (agua) y 1,3 MPCD (gas). La producción acumulada para el Campo Sardinata es de 10.14 MBP, 55.7 GPC de gas, 4.6 MBW, proveniente de las formaciones Barco, Catatumbo, Mito Juan, La Luna, Cogollo, Aguardiente – Mercedes y Tibú.

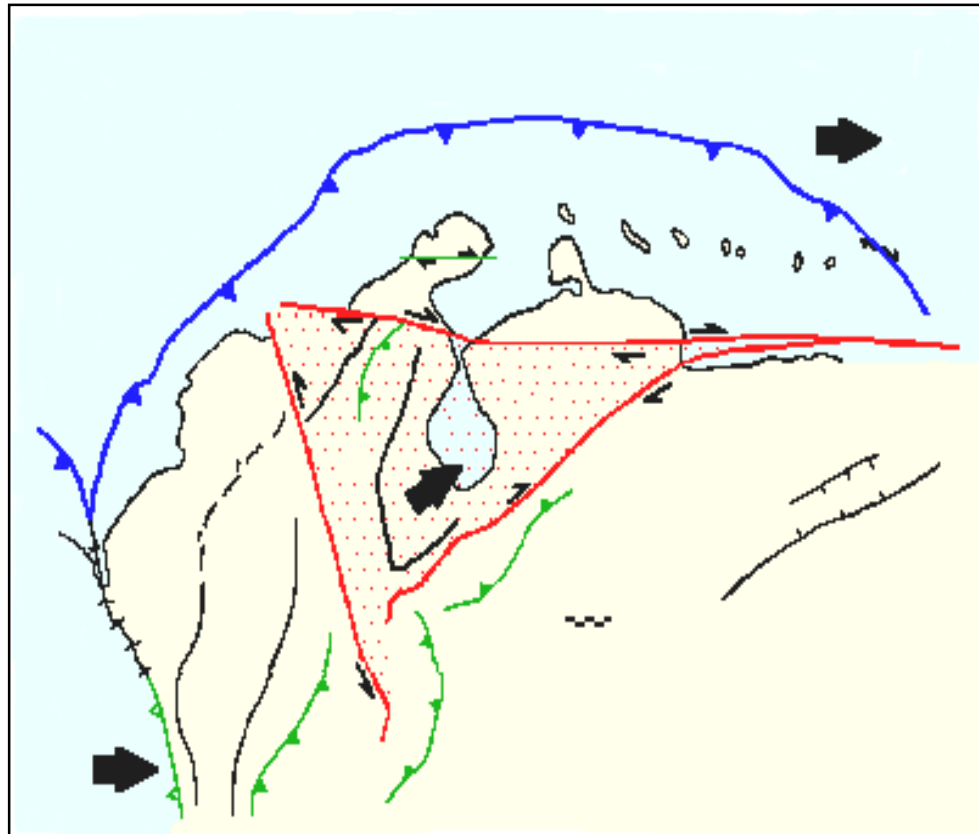
1.1.1. Modelo Estático

- **Componente Estructural**

La cuenca del Catatumbo constituye la continuación hacia el suroeste de la cuenca de Maracaibo en Venezuela (Figura 2); es de tipo relleno interior fracturado, caracterizada por extensos pliegues asimétricos truncados por fallas longitudinales inversas.

En el Campo se han detectado dos pliegues. El primero es un sinclinal y el segundo el Anticlinal de Sardinata el cual está conformado por dos domos: Domo Norte y Domo Sur, separados por un doble cabeceo; separando estas dos estructuras se encuentra la falla de Sardinata, la cual es una falla inversa que limita el campo al oeste (Figura 3.).

Figura 2. Localización del Bloque de Maracaibo en el norte de Suramérica⁶



Fuente: Ecopetrol S.A.

El Domo Norte es un anticlinal simétrico amplio a nivel de la formación Barco. La falla de Sardinata que forma este pliegue no corta este nivel estratigráfico sino que corta unidades estratigráficas más antiguas (grupo Uribante). El Domo Sur es un anticlinal asimétrico apretado a nivel de la formación Barco, teniendo en el flanco oeste buzamientos más abruptos.

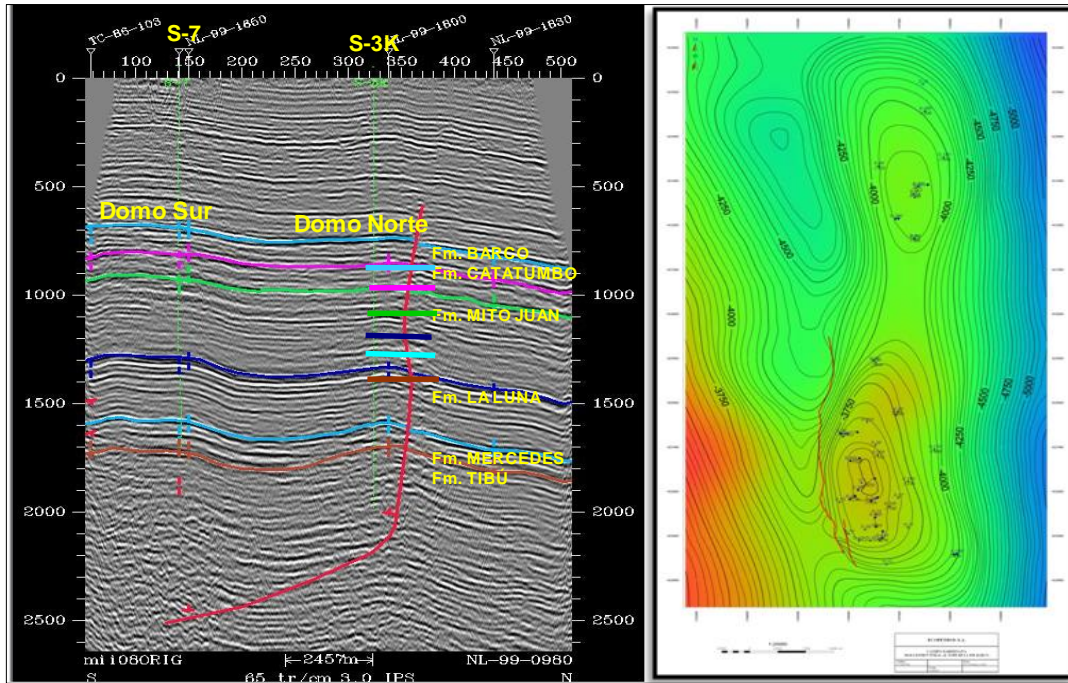
El mapa estructural del campo se presenta en la Figura 4.

- **Componente estratigráfico**

La columna estratigráfica del Catatumbo es una de las más ricas del país en cuanto al número de formaciones productoras de petróleo se refiere. Es la única cuenca sedimentaria de Colombia que ha explotado petróleo del basamento y de 11 unidades lito-estratigráficas diferentes. A excepción de las formaciones Colón, León Shale y Guayabo, toda la columna sedimentaria es productora, como se muestra en la Figura 5.

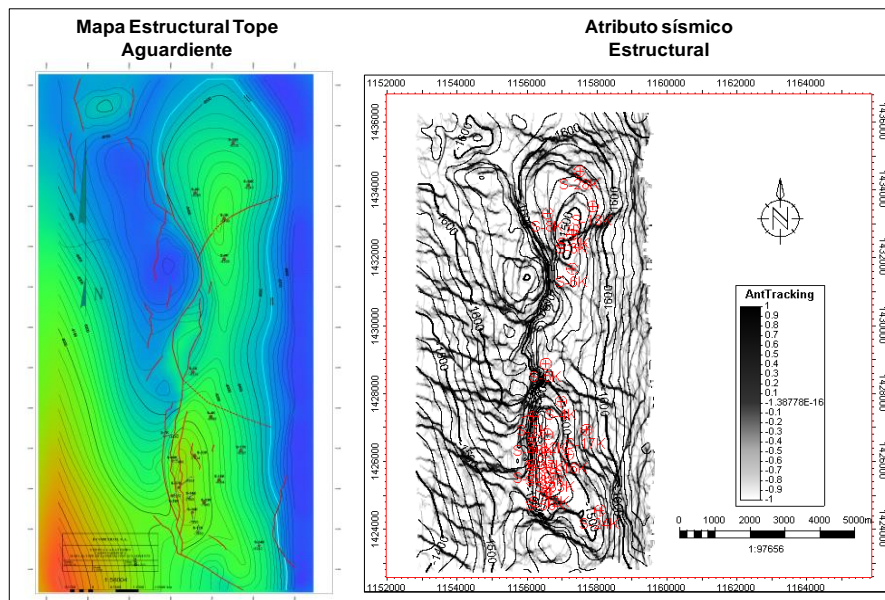
⁶ Ecopetrol S.A , Plan de Desarrollo Campo Sardinata, 2014

Figura 3. Estructura general del campo Sardinata⁷



Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 4. Mapa estructural al tope de la formación Aguardiente y cubo de Fracturas⁸.

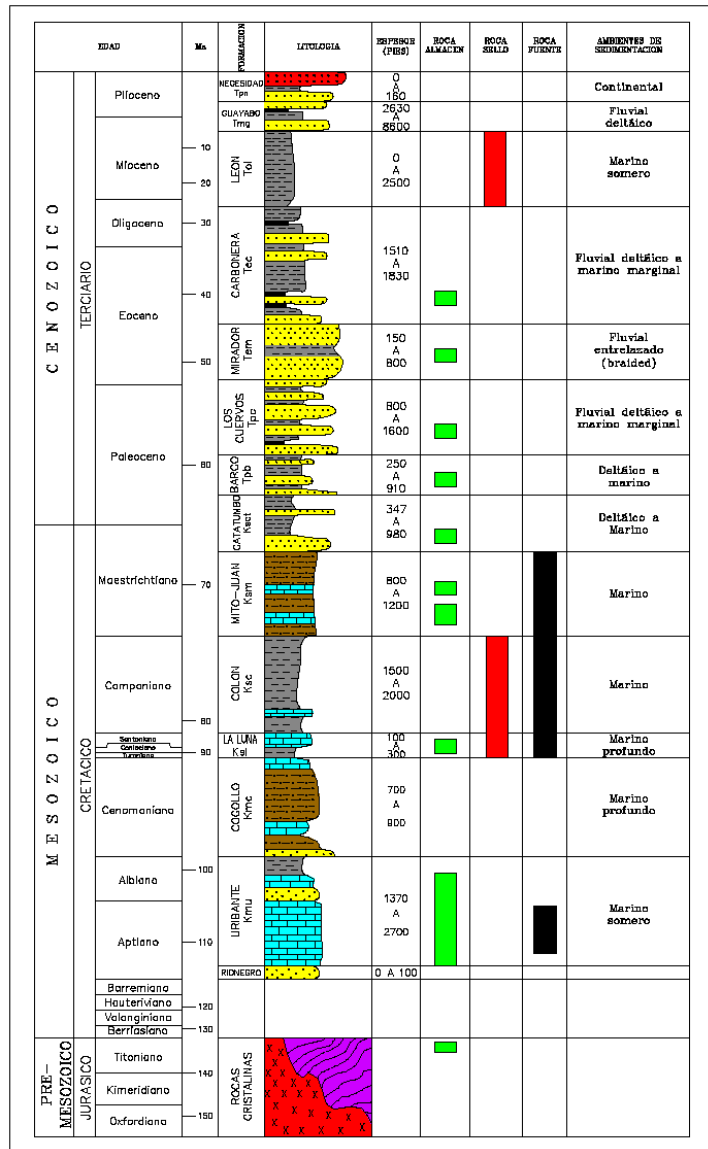


Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷ 4 Ecopetrol S.A , Plan de Desarrollo Campo Sardinata, 2014

- a. **Formación Silgará:** Consiste de rocas metamórficas de bajo a medio grado de metamorfismo, principalmente cuarcitas, filitas y esquistos.
- b. **Grupo Uribante:** En el área de la antigua Concesión Barco, el Grupo Uribante ha sido subdividido en tres formaciones que en orden ascendente son Tibú, Mercedes y Aguardiente, siendo las tres unidades cretáceas más productoras de petróleo en la cuenca del Catatumbo; este grupo alcanza un espesor de 550 metros.

Figura 5. Columna estratigráfica generalizada área campo Sardinata⁹



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁹ Ecopetrol S.A. Plan de Desarrollo Campo Sardinata, 2014

- **Miembro Tibú:** Consiste hacia la base de una secuencia de 95 a 160 metros de calizas fosilíferas, micríticas de color gris y lutitas con algunas intercalaciones de areniscas. El espesor de esta formación varía entre 166 y 170 metros.
 - **Miembro Mercedes:** constituida por una alternancia de calizas grises, lutitas negras pizarrosas y areniscas glauconíticas de 3 a 20 metros de espesor; hacia la base se presenta un shale. Las calizas son menos fosilíferas que las de la formación Tibú. Su espesor total varía entre los 149 y 200 metros en la cuenca del Catatumbo.
 - **Miembro Aguardiente:** Está conformada por tres paquetes; el inferior más espeso consta de areniscas de grano fino a grueso con estratificación cruzada, en bancos gruesos a muy gruesos y presencia de calizas hacia la base. El paquete intermedio más delgado consta de lutitas negras y calizas y el intervalo superior consta de areniscas de grano fino compacto con estratificación cruzada y presencia de glauconita; el espesor varía entre 150 y 275 metros.
- c. **Formación Cogollo (Capacho):** Consiste principalmente de shales de color negro a gris oscuro con intercalaciones de calizas fosilíferas de color gris oscuro y en menor proporción limolitas arcillosas. En gran parte la zona esta principalmente compuesta de shale con calizas intercaladas. Su espesor varía entre 218 y 435 metros.
 - d. **Formación La Luna:** Consta de calizas arcillosas fosilíferas negras y lutitas bituminosas calcáreas negras, con bandas de chert y nódulos. El espesor de La Luna varía entre 43 y 53 metros.
 - e. **Formación Colón:** La formación Colón está compuesta completamente por shales de color gris a gris oscuro, ligeramente calcáreos y moderadamente fosilíferos. Hacia la base ocurre una zona de areniscas glauconíticas de 2 a 5 metros de espesor las cuales contienen foraminíferos re-trabajados y restos de peces. El espesor varía de 215 a 334 metros de la parte central de la cuenca, aumentando hasta 460 metros en el sector norte.
 - f. **Formación Mito-Juan:** Consiste principalmente de arcillas pizarrosas gris verdoso, shales limosos y arcillolitas arenosas que son más frecuentes en la parte superior; en la parte inferior hay arenas pizarrosas gris oscuras semejantes a las de la formación Colón; el espesor de la formación varía entre 275 hasta 420 metros.
 - g. **Formación Catatumbo:** Consta de arcillolitas pizarrosas gris oscuras, carbonosas, silíceas, nodulares y muy ferruginosas con intercalaciones

delgadas de areniscas grises de grano fino; hacia la parte superior de la formación, alcanza hasta 10 metros de espesor. En la parte inferior contiene a menudo pequeños mantos de carbón. El espesor de la formación varía desde 106 metros en la parte central de la cuenca hasta 300 metros al suroeste.

- h. Formación Barco:** Consiste de arcillolitas interestratificadas con areniscas de grano medio a fino. Es la formación productora de hidrocarburos más prolífica de todas las formaciones del Terciario en la cuenca del Catatumbo. Las areniscas se presentan en capas con espesores de 0.3 a 20 metros, arcillosas, de grano muy fino a medio, bien calibradas, con estratificación cruzada; localmente contienen abundantes láminas micáceo-carbonáceas y de lutitas localmente ricas en diminutos glóbulos de siderita. El espesor total de la formación varía entre 150 y 278 metros con un promedio de 194 metros en superficie.
- i. Formación Los Cuervos:** Está compuesta por shales carbonáceos, gris oscuros, arcillas intercaladas con limolitas micáceo-carbonosas, areniscas de grano fino y carbones; las capas de carbón tienen un espesor que varía entre 0.1 y 2.5 metros.
- j. Formación Mirador:** Esta formación consta de areniscas que varían de tamaño, desde grano fino a conglomeráticas; el espesor de la formación varía entre 160 y 450 metros, notándose un aumento regional hacia el noroeste de la cuenca.
- k. Formación Carbonera:** Es una sucesión de arcillas de color gris a gris verdoso y marrón con intercalaciones de areniscas y delgados mantos de carbón lignítico en su parte inferior y superior, las areniscas se presentan en capas cuyo espesor varía desde menos de un metro hasta 30 metros, el tamaño de grano es variable.
- l. Formación León:** Está constituida predominantemente por shales de color gris a gris verdoso con esporádicas intercalaciones de areniscas y láminas carbonosas.
- m. Formación Guayabo:** Está conformada principalmente por arenas friables con secuencias de lodolitas de color castaño moteado con intercalaciones de areniscas de grano fino a medio, las cuales en algunas localidades presentan capas de oolitos ferruginosos.

1.1.2 Caracterización de fluidos

Las formaciones del Terciario se caracterizan por ser formaciones con crudos livianos, mientras que las del Cretáceo contienen gas condensado con excepción de la formación Tibú que tiene un petróleo liviano.

En el campo Sardinata las principales formaciones productoras de gas son Aguardiente y Cogollo. En la tabla 1 se presentan algunas propiedades de estas formaciones.

Tabla 1. Formaciones productoras de gas Campo Sardinata.¹⁰

PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS		
	AGUARDIENTE	COGOLLO
Porosidad promedio %	5.5	3.3
Rango de porosidad, %	1%-11%	3,3
Permeabilidad Promedio (mD)	0.015 (matriz)	0,02 (matriz)
Rango permeabilidad, Md	0.002-0.136 (matriz)	0,02 (matriz)
Reservorio Naturalmente Fracturado	Si	Si
Gravedad API del Condensado	54	52
GE del gas	0.752	0,785
Relación Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	10200	>20000
Factor Volumétrico Bgi (PC/PCS)	0.004473	0.004473
Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	34500	18500

Fuente: Ecopetrol S.A.

1.1.3 Análisis de presión

Los yacimientos del campo Sardinata se caracterizan por tener un agotamiento rápido de su presión debido a que el soporte del acuífero es débil y su mayor o menor grado de agotamiento es influenciado por el grado de explotación de cada uno. La Figura 6 presenta el comportamiento de presión del yacimiento Aguardiente.

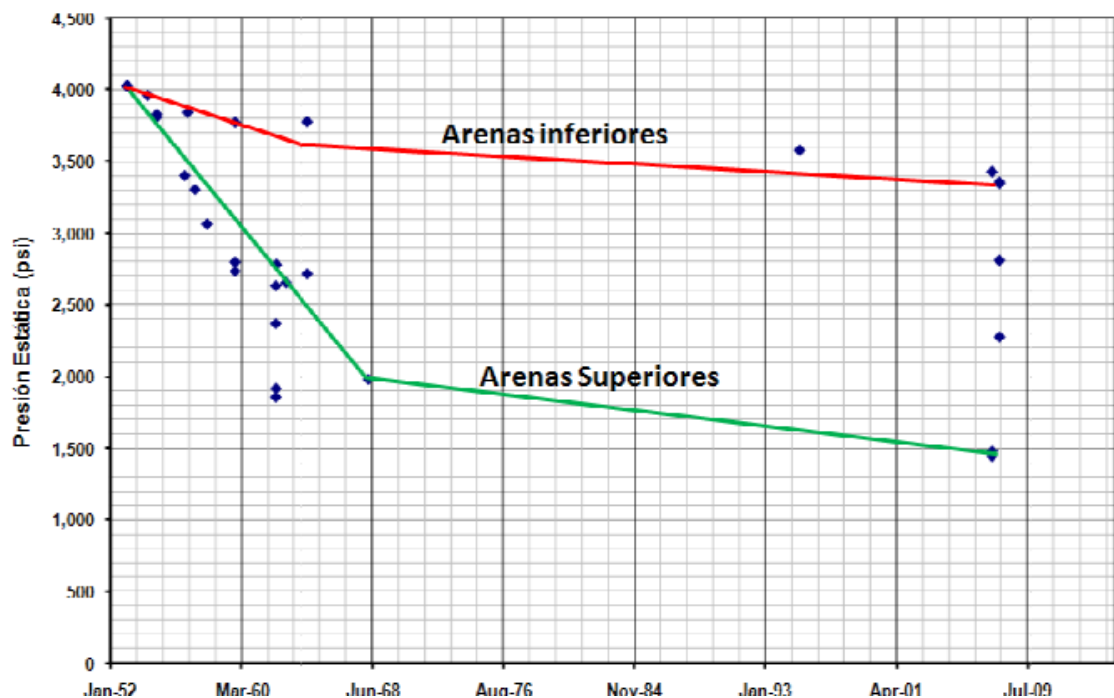
1.1.4 Historia de producción

¹⁰ ¹⁰ Ecopetrol S.A. Plan de Desarrollo Campo Sardinata, 2014

El campo Sardinata produce de formaciones del Terciario y el Cretáceo; las principales unidades productoras correspondientes al Terciario son las arenas de la formación Barco, denominadas Ciclo I, II, III y IV, donde las arenas Ciclo I y III presentan las mejores características petrofísicas. El Cretáceo comprende las formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú conocidas como Grupo Uribante; dentro de este grupo la formación Mercedes es la que presenta la producción más baja. De menor importancia se encuentran las formaciones Mito Juan, La Luna y Cogollo.

El campo producía a diciembre de 2014 300 BPPD, 942 KPCD y 1120 BWPD. En la Figura 7, se muestra el comportamiento histórico de la producción de petróleo, gas y agua.

Figura 6. Historia de presión formación Aguardiente Campo Sardinata¹¹



Fuente: Ecopetrol S.A.

La formación Aguardiente se caracteriza por producir gas condensado, sus reservas principales son de gas y asociada a este existe una producción de condensado. Su explotación empezó en el año 1951 con el objetivo de producir el mayor volumen de condensado posible, logrando su pico de producción en 1954 con 851 BPPD y 12.5 MPCN (Figura 8).

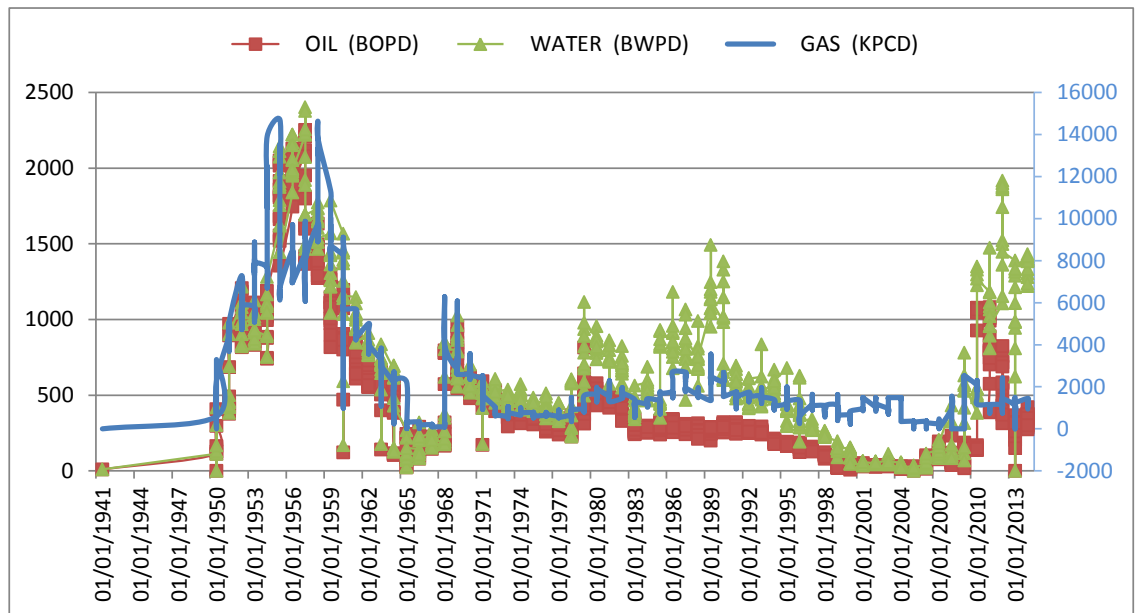
¹¹ Ecopetrol S.A., Plan de Desarrollo Sardinata, 2014

1.1.5 Análisis de declinación

Para el campo Sardinata se definió el método de declinación exponencial.

Como lo muestra la Figura 9, en cada pozo activo se escoge el comportamiento o historia de producción más representativa y que comprenda un periodo de declinación natural. Se proyecta la curva y se estima el volumen comprendido en un periodo de tiempo que para el caso de Sardinata es hasta el límite técnico de 1 barril. De esta forma se pronostica el volumen total que el pozo va a producir y se realiza de la misma manera con todo los pozos para luego proyectar la vida productiva de todo el campo.

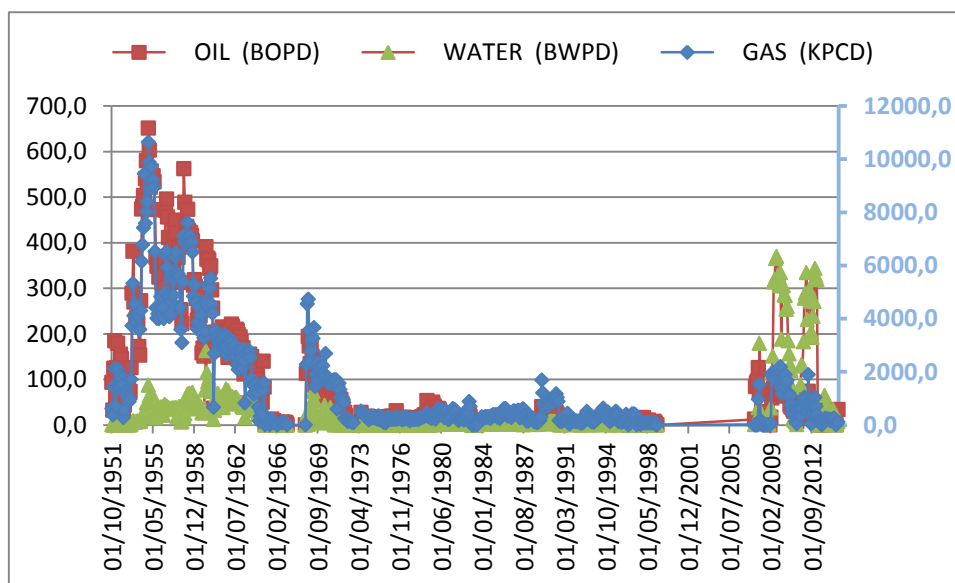
Figura 7. Historia de producción campo Sardinata



1.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL USADOS CAMPO SARDINATA

Un sistema de levantamiento artificial (SLA), es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar hidrocarburos desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

Figura 8. Historia de producción formación Aguardiente campo Sardinata¹²



Los sistemas de levantamiento artificial son el primer elemento al cual se recurre cuando se desea incrementar la producción en un campo, ya sea para reactivar pozos que no fluyen naturalmente o para aumentar la tasa de flujo en pozos activos. Estos operan de diferentes formas sobre los fluidos del pozo, ya sea modificando alguna de sus propiedades o aportando un empuje adicional a los mismos.

De forma general, los métodos de levantamiento artificial pueden ser clasificados en las siguientes categorías:

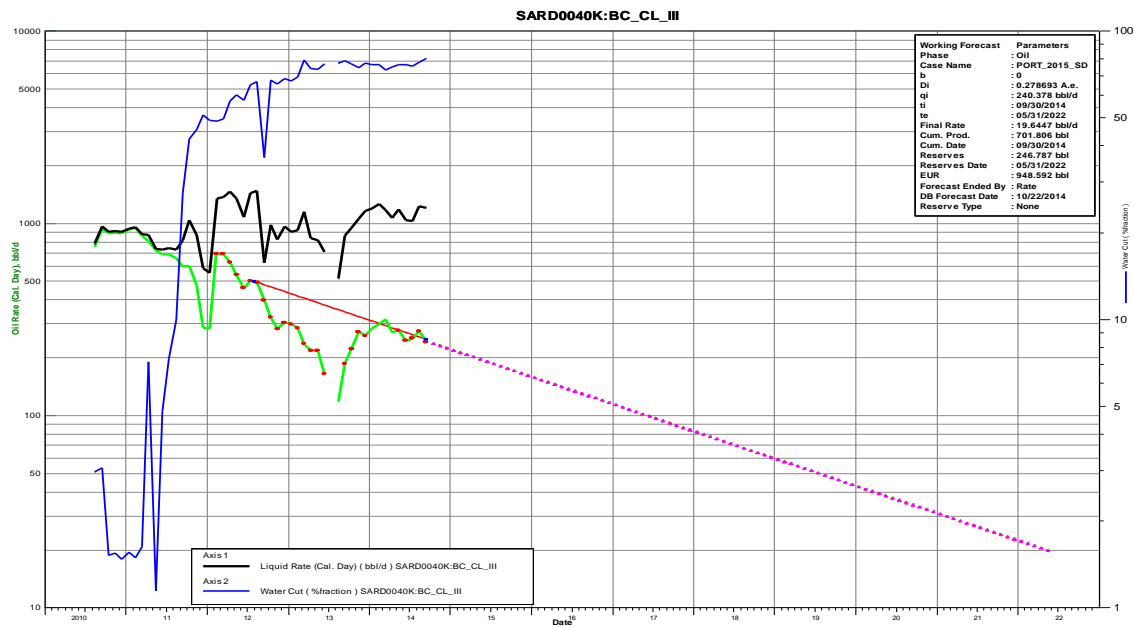
- Métodos que modifican propiedades físicas de los fluidos del pozo (por ejemplo reducción de densidad).
- Métodos que aplican la acción de una bomba para suministrar energía externa al sistema.

Cada sistema de levantamiento tiene un principio de funcionamiento diferente, y por lo tanto una serie de características y rangos de operación propios, los cuales, deben ser debidamente identificados como una base previa para la correcta selección del sistema de levantamiento más adecuado para determinado proyecto.

Figura 9. Análisis de declinación campo Sardinata.¹³

¹² Ecopetrol S.A., Plan de Desarrollo Sardinata, 2014

¹³ Ecopetrol S.A. Plan de Desarrollo Sardinata, 2014



Fuente: Ecopetrol S.A.

Los sistemas de levantamiento también pueden ser clasificados como convencionales como Gas Lift, Bombeo Mecánico, Bombeo Electro sumergible (ESP), Bombeo por cavidades progresivas (PCP), y Bombeo Hidráulico, y no convencionales, como el Plunger Lift, Chamber Lift, RECOIL, y sistemas combinados.

Dada las características de producción de los pozos existentes y de las facilidades existentes en el Campo Sardinata, se han utilizado en el Campo Sardinata los sistemas de levantamiento artificial plunger lift, bombeo mecánico convencional y VSH2.

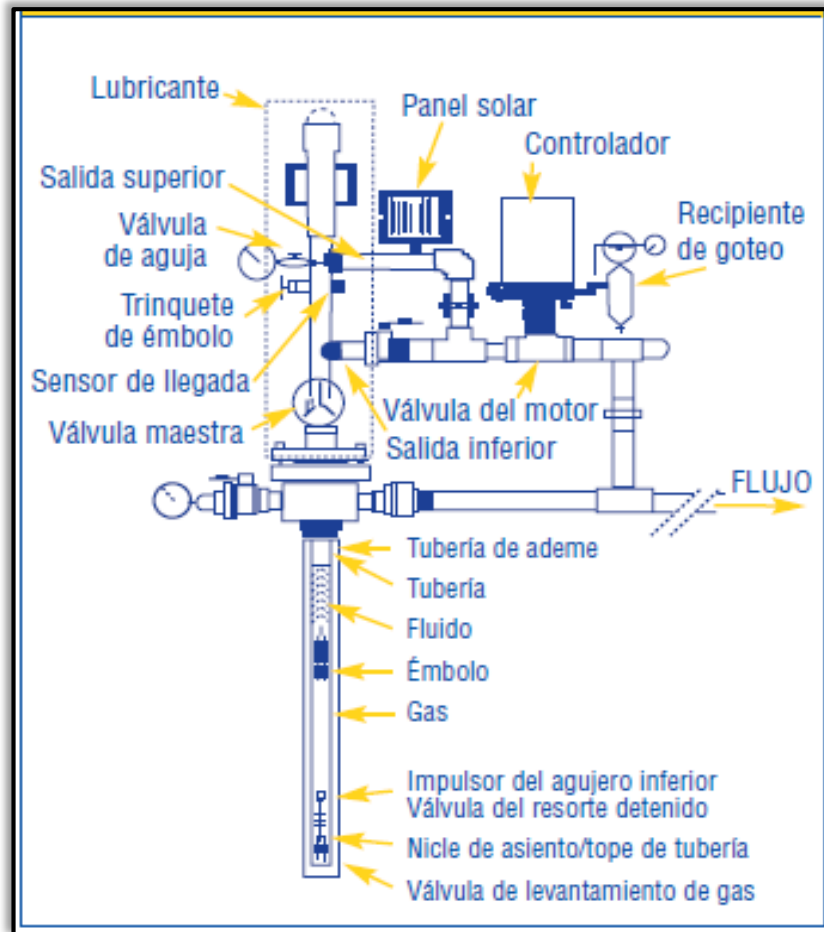
1.2.1 Plunger Lift

Este sistema de levantamiento artificial se instaló a dos pozos del Campo Sardinata con resultados positivos en cuanto a incremento de producción pero con una producción intermitente, debido al principio de funcionamiento de este SLA.

El sistema PL es una forma de bombeo intermitente de gas que usa la acumulación de la presión de gas del pozo para empujar el émbolo de acero o plunger, y la columna de líquido que está sobre este, el cuál trae a superficie los líquidos que se acumulan entre viaje y viaje del pistón. El plunger sirve como pistón entre el líquido y el gas, lo cual minimiza el retroceso del líquido, y sirve como raspador de escamas y parafina, este sistema de levantamiento está dirigido a pozos de baja productividad. La Figura 10 representa un sistema de levantamiento Plunger Lift típico.

Algunas ventajas de este sistema son: el bajo costo inicial, muy poco mantenimiento y no requiere de ninguna fuente externa de energía como la requerida en otros sistemas de levantamiento artificial. Posee limitaciones tales como condiciones mecánicas, profundidad del pozo, volúmenes de gas y líquidos.

Figura 10. Sistema de levantamiento Plunger Lift típico.¹⁴



Fuente: BYLIN, Carey. PLAUCHÚ, Jorge.

El principio del Plunger Lift es básicamente el uso de un pistón libre que actúa como una interface mecánica entre el gas de formación y los líquidos producidos, aumentando considerablemente la eficiencia del levantamiento en el pozo. El éxito de la operación de este sistema radica en la suposición que los pozos no tienen empaque o tienen comunicación entre el tubing y el casing en el fondo de la sarta de producción.

¹⁴ BYLIN, Carey. PLAUCHÚ, Jorge. Reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y del gas. Petrotecnia, Febrero, 2009

Una instalación típica consiste de un tubing stop retirable y un bumper spring al fondo de la sarta de tubería, un lubricador y un receptor (Catcher) en la superficie que actúa como un amortiguador (Shock absorber) en el extremo superior del viaje del plunger. El sistema se completa con la adición de un controlador electrónico (Controller) que gestiona la operación del sistema, además de registrar información de tiempos de viaje y comportamiento de presiones de anular, tubería y línea de flujo, entre otras funciones. Finalmente la motor valve con la habilidad de abrir o cerrar el flujo en la línea.¹⁵

La operación del sistema es iniciada por el cierre de la motor valve en la línea de flujo que permite la acumulación del gas de formación en el anular a través de una separación natural, la presión que acumula el pozo durante el tiempo de cierre debe ser suficientemente mayor que la presión de la línea de venta para levantar el plunger y la carga de líquido a superficie.

La desventaja de este sistema de levantamiento artificial para el caso del Campo Sardinata es que se produce en forma intermitente y la planta de gas requiere un suministro continuo de este hidrocarburo para su operación.

Ante los resultados obtenidos con el sistema de levantamiento artificial Plunger Lift se probó en un pozo con el sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico Convencional.

1.2.2 Bombeo Mecánico:¹⁶

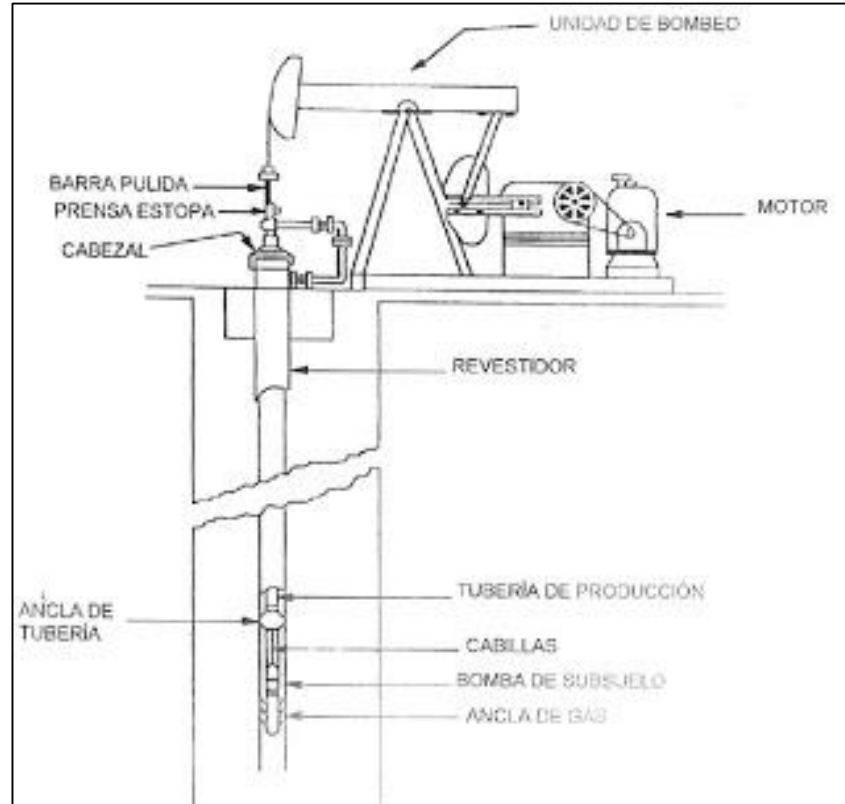
El bombeo mecánico es un método de levantamiento artificial muy usado a nivel mundial. Consiste en una bomba de subsuelo de acción recíproca, que se abastece con energía producida a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas (ver figura 11):

Figura 11. Unidad de Bombeo Mecánico Tipo Machín.¹⁷

¹⁵ WEATHERFORD. Optimización de la producción para sistemas de levantamiento artificial, 2012

¹⁶ MUÑOZ, Alvaro. Y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado. UIS. 2007

¹⁷ MUÑOZ, Álvaro. Y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado. UIS. 2007



Fuente: Muñoz, Álvaro. y Torres, Edgar

La función principal de este sistema es la de extraer fluidos mediante un movimiento ascendente descendente, que se transmite por medio de la sarta de varillas a la bomba colocada dentro en la tubería de producción o dentro de ésta en el fondo, cerca del yacimiento. Principalmente este tipo de Sistema Artificial, se aplica cuando se tiene un bajo índice de productividad, que no exista la producción de arena y si lo hay que esta sea muy baja, que exista una presión de fondo fluyendo suficiente para que los fluidos alcancen un nivel estático en el pozo, que no haya depósitos de parafinas. Sus componentes principales son, unidad de bombeo mecánico, cabezal y conexiones superficiales, sarta de varillas, bomba recíproca.

Dentro de las unidades disponibles para el bombeo mecánico están: La unidad convencional, Mark II, Balanceada por Aire, Rotaflex, Corlift, VSH2 y Dynapump.

Las principales ventajas del bombeo mecánico son:

- Gracias al desarrollo de simuladores, hoy en día es muy fácil el análisis y diseño de las instalaciones.
- Puede ser usado prácticamente durante toda la vida productiva del pozo.
- La capacidad de bombeo puede ser cambiada fácilmente para adaptarse a las variaciones del índice de productividad, IPR.

- Puede producir intermitentemente mediante el uso de temporizadores o variadores de frecuencia conectados a una red automatizada.
- Los componentes son fácilmente intercambiables
- Puede manejar la producción de pozos con inyección a vapor.
- A bajas presiones y baja productividad el Bombeo Mecánico se convierte en un sistema de levantamiento muy adecuado.

Dentro de las desventajas del bombeo mecánico se tienen:

- Susceptible de presentar bloqueo por excesivo gas libre en la bomba. Sin embargo, para manejar el problema del gas se usan elementos adicionales como: Válvula Eliminadora de Candados de Gas y separadores de gas.
La válvula eliminadora consiste en un accesorio que va instalado en el extremo superior de la bomba subsuelo y cuya finalidad principal es la de eliminar los bloqueos de gas y tratar de prevenir que el fluido golpee en la parte superior e inferior de la cámara.
- En pozos desviados la fricción entre las cabillas y la tubería puede inducir a fallas de material.
- Cuando no se usan varillas de fibra de vidrio, la profundidad puede ser una limitación.

Generalmente las unidades de bombeo se clasifican según la capacidad de torque de la caja reductora y de acuerdo con la forma como realizan el balance de las fuerzas y sus sistema de accionamiento. Sobre el primer criterio existe la norma API STD 11E que establece la clasificación de cada unidad, mientras que sobre el criterio de las fuerzas y sistema de accionamiento las unidades son clasificadas en las tipo balancín y las no balancín, dentro del tipo balancín se distinguen los siguientes tipos: Clase I Unidad Convencional, Mark II y la Clase III, balanceada por aire. En las de tipo no balancín, tenemos: La Unidad de Carrera Extra Larga (Rotaflex) y la Tieben.

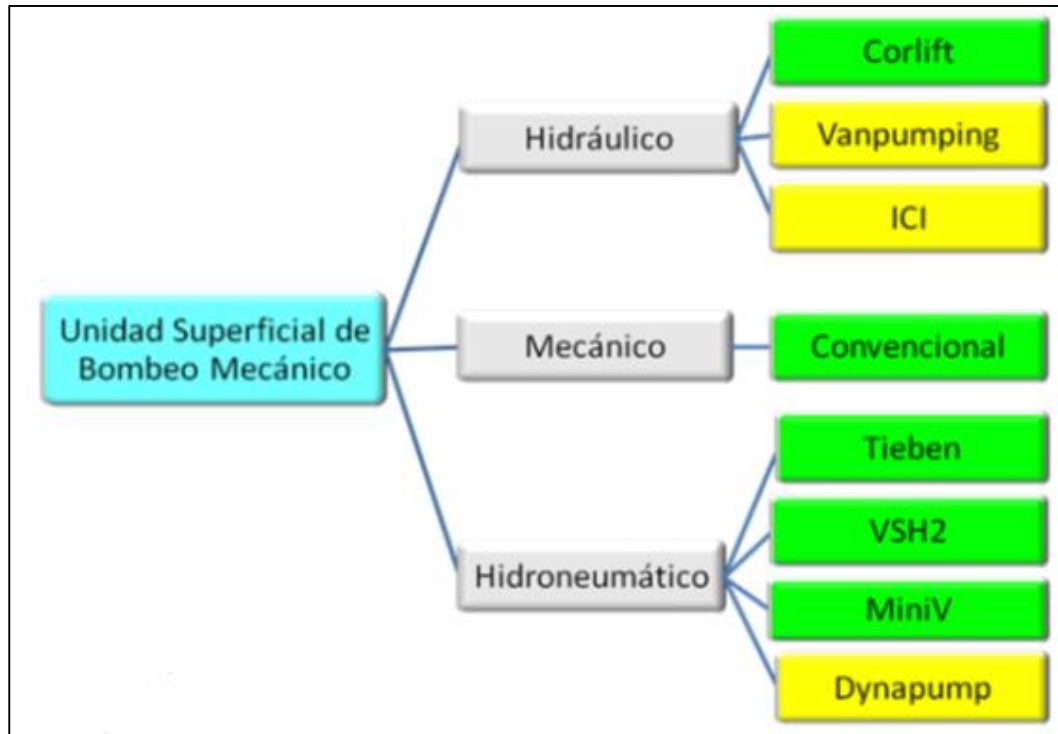
Para el bombeo mecánico tipo balancín su función es transferir energía del motor principal a la sarta de varillas; para hacer esto, el equipo debe cambiar el movimiento rotatorio del motor principal a un movimiento recíprocante en las varillas y debe reducir la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo. La reducción de velocidad se logra en el reductor de engranes y al resto del equipo le concierne el cambio del movimiento rotatorio en recíprocante.

La unión directa entre la sarta de varillas y el equipo superficial, es la varilla pulida. El diámetro de la varilla pulida depende del diámetro de la tubería de producción y del diámetro de las varillas en la parte superior de la sarta.

Cerca del extremo superior de la varilla pulida hay una grampa que está soportada por un elevador. Éste a su vez, está soportado por el cable colgador que pasa sobre la cabeza de caballo colocada en el extremo del balancín.

Se han ido incorporando nuevos avances tecnológicos en este sistema, como se muestra en la Figura 12.

Figura 12. Unidades Superficiales de Bombeo Mecánico¹⁸



Fuente: Florez, Jesus Salvador

En el Campo Sardinata se usó bombeo mecánico convencional (Lufkin C912D-305-192), pozo Sardinata-37K

Con este sistema de levantamiento artificial el pozo presentó una solución parcial a la problemática presentada, aunque mejoró considerablemente con respecto al plunger lift, tenía limitaciones en cuanto a profundidad y problemas de balanceo de la unidad y manejo de bajas tasas de producción. Se tuvo también que recurrir a producir el pozo en forma intermitente (temporizado).

¹⁸ FLOREZ, Jesus Salvador. "Macroperas autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo "Chicontepec", México, 2012.

En este orden de ideas se continuó mirando alternativas para dar solución a la producción de gas de los pozos del campo Sardinata, que aunque producen relativamente baja cantidad de líquido, es suficiente para afectar la producción de estos pozos en flujo natural. Como consecuencia se inicia la investigación acerca del uso del sistema de levantamiento Unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático VSH-2 (Variable Speed Hydraulic 2).

2. UNIDAD DE BOMBEO MECÁNICO HIDRONEUMÁTICO VSH2 (VARIABLE SPEED HIDRAULIC 2)

La unidad VSH2 es una unidad de bombeo alternativo para el movimiento de varillas, el principio de funcionamiento se basa en presiones hidráulicas compensadas por la compresión y expansión de nitrógeno.

El nitrógeno que se encuentra dentro de un acumulador soporta 2/3 de la carga total del vástago pulido y es capaz de reemplazar a los contrapesos de una unidad de bombeo convencional.

Es unidad de bombeo mecánico con tecnología hidráulica sobre nitrógeno, la cual permite levantar mayores cargas y casi siempre, utiliza menor cantidad de energía que las unidades de bombeo mecánico convencional.

La unidad de Bombeo Mecánico Hidroneumático VSH2, está diseñada específicamente para campos con aceite pesado, para pozos con problemas con las varillas de este sistema, para campos maduros y se ha usado como sistema para “dewatering” en sitios donde se produce gas y agua.

Las revoluciones por minuto (RPM) pueden ser cambiadas con una simple vuelta de una perrilla. El manejo de la bomba en superficie es muy importante en la optimización de la producción para campos con yacimientos maduros.

La unidad VSH2 puede soportar cargas en la varilla pulida de hasta 40.000 libras y maneja profundidades de la bomba del orden de 11.000 pies. Las revoluciones por minuto (RPM) pueden ser cambiadas con una simple vuelta de una perrilla. El manejo de la bomba en superficie es muy importante en la optimización de la producción para campos con yacimientos maduros.

En la Figura 13 se muestra una imagen de una unidad VSH2 instalada.

2.1 COMPONENTES DE UNA UNIDAD VSH2

La unidad VSH2 consta de las siguientes partes (Figura 14):

- **Acumulador (ACC):** Es un cilindro con un pistón flotante en su interior en el cual actúan aceite hidráulico y nitrógeno (N₂). Genera el efecto de los contrapesos de los equipos individuales de bombeo, por lo que soporta hasta 2/3 de la carga total del vástago pulido.

- **Cilindro Actuador (CA):** Es un cilindro con dos pistones solidarios a una barra pulida estos pistones generan tres cámaras en las cuales actúa aceite hidráulico.
- **Motor:** Éste puede ser eléctrico de 380 V, 50 y/o 70 HP. Las unidades pueden venir provistas con motores a combustión, diésel o gas.

Figura 13. Equipo superficial Unidad VSH2.¹⁹



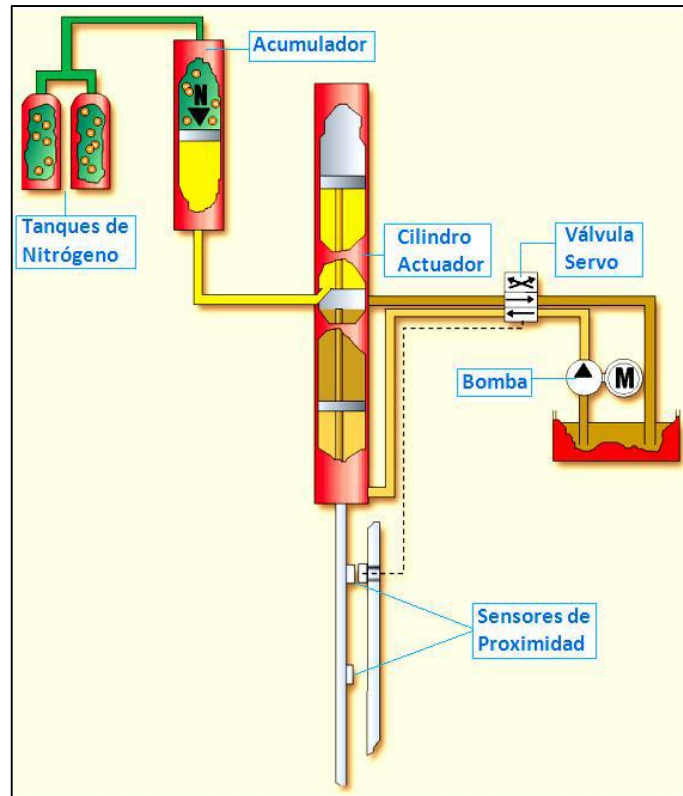
Fuente: Weaterford

- **Bombas Hidráulicas:** Son aquellas que vienen provistas con bombas de 130 cc, con simple bomba o con doble bomba de 75 cc, esto es dependiendo de los requerimientos de producción.
- **Tanque de aceite hidráulico:** Posee una capacidad de 360 litros.
- **Carga de Nitrógeno N₂:** Se necesitan cuatro botellas cargadas con nitrógeno.
- **Pedestal:** Es una torre de 7 metros de altura en donde se alojan los sensores de proximidad para el cambio de dirección de la carrera y el carro colgador que está unido en uno de sus extremos por la barra pulida del Cilindro Actuador y en su otro extremo por la carga del vástago pulido.

¹⁹WEATHERFORD, Instructivo de Instalación de Unidad Hidráulica de Velocidad Variable 2 – VSH2-; 20p.

En el pedestal se acopla el Cilindro Actuador dando una altura total de 13 metros para las unidades 120. Este pedestal es roscado a la T de producción en la boca de pozo y mantiene su posición vertical por medio de la sujeción de cuatro vientos regulables.

Figura 14.- Partes que conforman una Unidad VHS2²⁰



Fuente: Weatherford

- **Panel de control:** Consta de los siguientes elementos (ver Figura 15.)
 - a) Panel off/on
 - b) Luz de funcionamiento.
 - c) Control de presión.
 - d) Control de separación de varilla.
 - e) Control de reset
 - f) Auto start
 - g) Jog para operación manual.
 - h) Control Auto / Manual
 - i) Dial para velocidad subiendo.
 - j) Dial para velocidad bajando.

²⁰ WEATHERFORD, Instructivo de Instalación de Unidad Hidráulica de Velocidad Variable 2 – VSH2-; 20p.

Figura 15. Panel de control Unidad VSH2.²¹



Fuente: Weatherford

- **Controles de seguridad**
 - a) Control por varilla rota.
 - b) Control por bomba pegada.
 - c) Control por bajo nivel de aceite hidráulico por posibles fugas.
 - d) Control por alta temperatura para proteger el aceite de la unidad.
 - e) Control por alta presión en la línea de flujo si es habilitado.

2.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO UNIDAD VSH2

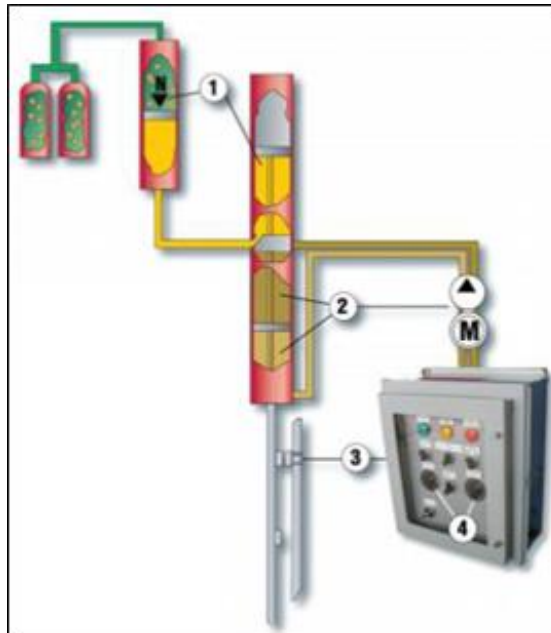
El principio de funcionamiento de la unidad VSH2 (Variable Speed Hydraulic 2), está asociado con el empuje de fluido hidráulico sobre pistones en carrera ascendente y descendente. Por debajo del primer pistón (parte superior del mástil) actúa fluido hidráulico, el cual está conectado al acumulador de presión. Este acumulador es un cilindro con un pistón interno el cual en su parte superior contiene nitrógeno y en la parte inferior aceite hidráulico; el nitrógeno provee la presión necesaria para amortiguar el peso en carrera descendente y aportar potencia hidráulica en la carrera ascendente, logrando con esto disminuir hasta en 2/3 la energía requerida para levantar el peso ejercido sobre la barra pulida. El siguiente es el esquema de funcionamiento de la VSH2 (Figura 16).

1. El nitrógeno presiona hacia abajo el pistón acumulador, este a su vez, empuja el fluido hidráulico a una segunda cámara donde se llena por el mismo fluido empujando hacia arriba al pistón cilíndrico.
2. El pistón direcciona y presuriza el fluido en la tercera cámara hacia la bomba, con un movimiento ascendente y descendente.

²¹ WEATHERFORD, Instructivo de Instalación de Unidad Hidráulica de Velocidad Variable 2 – VSH2-; 20p.

3. Los interruptores, activan la regulación del movimiento con el cual funciona la válvula comercial tipo “Servo”.
4. Los interruptores de la caja de control son accionados para hacer algún cambio de RPM.

Figura 16. Unidad de Bombeo VSH2²²



Fuente: Weatherford

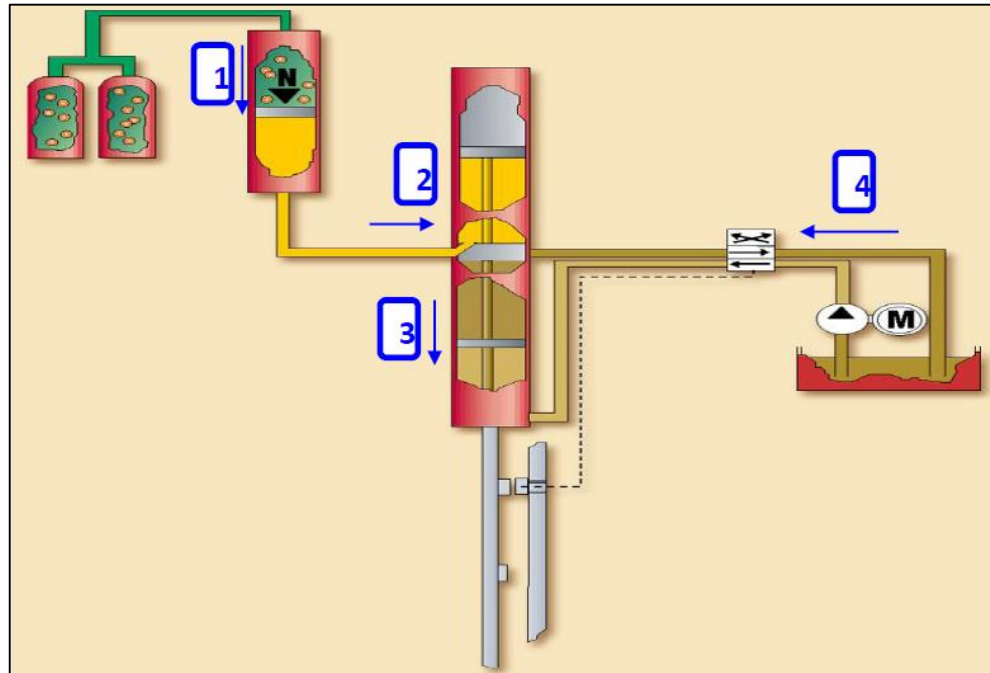
El ciclo de producción de una VSH2 se presenta a continuación:

1. Durante la carrera ascendente, el Nitrógeno de color verde mostrado en la Figura 16 pasa de los tanques de reserva hacia la cámara superior del cilindro acumulador y empuja el pistón de éste hacia abajo.
2. Luego el aceite hidráulico (amarillo) es desalojado y empieza a llenar la cámara superior del cilindro actuador produciendo el desplazamiento del vástago hacia arriba.
3. En ese mismo momento, la bomba complementa el movimiento ascendente inyectando aceite hidráulico en la cámara inferior del cilindro actuador.
4. Por otro lado la válvula servo, permite direccionar los flujos del aceite desde la bomba al cilindro actuador de manera que permita el ascenso del vástago y con él también el movimiento ascendente de la sarta de varillas.

El sensor superior de proximidad le indica al equipo el fin de la carrera ascendente (Ver Figura 17).

²² WEATHERFORD, Instructivo de Instalación de Unidad Hidráulica de Velocidad Variable 2 – VSH2-; 20p.

Figura 17.- Funcionamiento de una Unidad VHS2²³



Fuente: Weatherford

Durante la carrera descendente ocurre el proceso inverso, donde en éste caso el Nitrógeno se comprime hasta que el sensor inferior indica el final de la carrera descendente. Luego se repite el ciclo. (Ver Figura 18).

Las velocidades de ascenso y descenso pueden ser cambiadas por medio del cambio de caudal que envía la bomba girando los controles ubicados en el tablero de comandos.

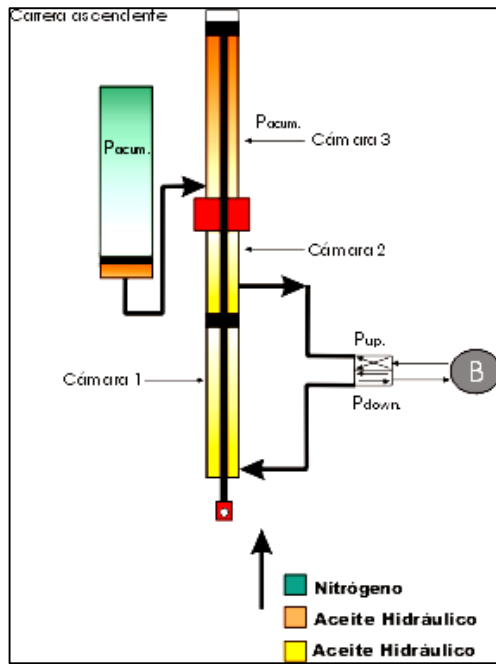
2.3 CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE UNA UNIDAD VSH2

Las siguientes son características importantes de las unidades VSH2:

- Puede manejar mayores cargas con menor potencia comparada con otras unidades hidráulicas u otras unidades convencionales.
- Solo tiene tres partes móviles susceptibles a desgaste.
- Cambia los SPM con solo ajustar dial en el panel de control.
- El recorrido se cambia únicamente ajustando la distancia entre los sensores de carrera.
- Tiene un gran rango de aplicaciones (similar a una unidad convencional C912).
- No tiene poleas, ni correas.

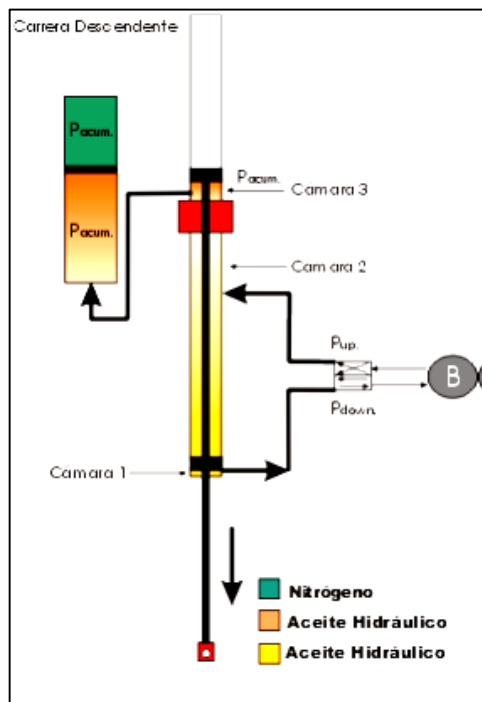
²³ WEATHERFORD, Instructivo de Instalación de Unidad Hidráulica de Velocidad Variable 2 – VSH2-; 20p.

Figura 18. Carrera Ascendente del Bombeo de VSH2²⁴



Fuente: Weatherford

Figura 19. Carrera Descendente del Bombeo de VSH2²⁵



Fuente: Weatherford

²⁴ ²¹ Alberto Marcelo Modón, José Pich. Weatherford ALS. Oswaldo Tricoli Repsol YPF.

- Es una unidad ligera, compacta fácil para transporte y reinstalación.
- Esta unidad es muy utilizada para pruebas de producción.
- Tiene mínimos costos de transporte y posee mínimos requerimientos preparación.
- Posee versatilidad para acomodarse a una amplia variedad de pozos, además de su alta flexibilidad operativa que es dirigida por un control de variador.
- Ocupa poco espacio para lugares de difícil acceso y puede ser utilizada con motores eléctricos o de gas y es considerada ideal como alquiler de unidad temporal por su fácil movilización.
- Tiene la posibilidad de manejar de crudos muy pesados en relación con la posibilidad de ajuste de velocidades.
- Su elevada flexibilidad y facilidad de montaje le permite una aplicación muy efectiva para ensayo de pozos
- Puede manejar hasta 40000 libras de carga, bombas hasta 11000 pies con velocidades variables de hasta 8 SPM.
- Permite cambiar la velocidad de la unidad con solo mover los dials del panel de control.
- El largo recorrido también ofrece ventajas en el manejo de gas, pues la relación de compresibilidad adentro de la bomba aumenta, permitiendo que el gas pase a través de la válvula viajera.

2.4 PROBLEMAS COMUNES

Los siguientes son problemas típicos de las unidades VSH2.

- Alta presión en carrera ascendente
- Alta presión en carrera descendente
- Pérdida de presión en el acumulador
- Alta temperatura del aceite
- No se mueve la unidad
- El cilindro no cambia de dirección
- El cilindro no levanta la sarta
- La luz de separación encendida
- No se puede llenar el acumulador

2.5 MANTENIMIENTO PREVENTIVO²⁶

Los principales mantenimientos que se deben realizar a una VSH2 son:

- Cambio de filtro hidráulico cada 5 meses.

^{26, 23} WEATHERFORD, Instructivo de Instalación de Unidad Hidráulica de Velocidad Variable 2 – VSH2-; 20p.

- Inspeccionar y tensionar vientos cada mes (si es requerido)
- Inspeccionar visualmente el desgaste de los componentes semanalmente si es posible.
- Analizar el aceite hidráulico una vez al año.
- Engrasar el motor (dos disparos) de grasa cada 150 días.
- El primer cambio del filtro de aceite hidráulico se debe hacer antes de los 3 meses de operación. Los siguientes se recomiendan cada 5 meses.
- Es necesario revisar periódicamente todas las conexiones.
- El nivel en el visor debe estar por encima del 50% en operación. Recuerde no sobre adicionar aceite al tanque, puesto que hay un volumen considerable de aceite en el acumulador.
- Realizar cada año una evaluación de las condiciones del aceite hidráulico y realizar filtrado del mismo si es posible.
- Cambiar la tapa del tanque una vez al año.
- Engrasar el motor cada 150 días (uno o dos disparos de grasa).

2.6 ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO

Las especificaciones técnicas de las VSH2 se presentan en la Tabla 2.

2.7 GUÍA PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS

En la Tabla 3 se presenta una guía para la solución de los principales problemas que se presentan en el funcionamiento de las unidades VSH2.

2.8 EQUIPO DE SUBSUELO DEL BOMBEO MECÁNICO.

Es el equipo con sus accesorios adicionales que van alojados en el interior del pozo.

2.8.1 Sarta de Varillas

La función de la sarta de varillas de succión es transmitir el movimiento de bombeo superficial y potencia, a la bomba subsuelo. Su diseño consiste esencialmente en determinar la sarta más ligera y por lo tanto, la más económica que pueda utilizarse sin exceder el esfuerzo de trabajo de las propias varillas.

Tabla 2. Las Especificaciones y dimensiones de las Unidades VSH2.²⁷

ESPECIFICACIONES				
Modelo	60	120	150	
Torque máximo (pulgadas/milímetros)	60 1524	120 3048	150 3810	
Torque mínimo (pulgadas/milímetros)	24 610	52 1321	72 1829	
Velocidad máxima ¹ (RPM)	9	8	7	
Carga máxima de la varilla ² (libras/kilogramos)	35000 15876	40000 18144		
Medida del cilindro (pulgadas/milímetros)	4 101,6			
¹ La velocidad máxima (RPM) puede variar, dependiendo de la carga de la barra pulida (PPRL).				
² Las cargas del PPRL pueden variar, dependiendo de la velocidad (RPM).				
DIMENSIONES GENERALES				
Modelo		60	120	150
A	Ancho (pies/metros)	5,1 1,5		
B	largo (pies/metros)	8,5 2,6		
C	Altura de embalaje (pies/metros)	4,8 1,4		
C	Working height, 90° (pies/metros)	5,2 1,6	6,2 1,9	
C	Working height, vertical (pies/metros)	6,9 2,1	9,6 2,9	
D	Altura del cilindro (pies/metros)	13,1 4,0	21,3 6,5	23,1 7,0
E	Altura de la base (pies/metros)	12,0 3,7	18,0 5,5	21,2 6,5
F	Anchura del mástil con embalaje (pulgadas/milímetros)	26,0 660		
G	Anchura del mástil (pulgadas/milímetros)	18,5 470		

Fuente: Wetherford

²⁷ WEATHERFORD, Instructivo de Instalación de Unidad Hidráulica de Velocidad Variable 2 – VSH2-; 20p.

Tabla 3. Guía para la solución de problemas Unidades VSH2²⁸

GUÍA PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS		
Ítem	Descripción Problema	Posible Solución
1	Alta presión en carrera ascendente	a) Adicionar nitrógeno.
		b) Adicionar aceite al acumulador.
2	Alta presión en carrera descendente	a) Drenar aceite del acumulador.
		b) Disminuir la presión de nitrógeno en el acumulador.
3	Pérdida de presión en el acumulador	a) Revisar la válvula de drenaje del acumulador.
		b) Revisar posibles pérdidas de nitrógeno.
		c) Posible pérdida de sello en el pistón superior del mástil. Revisar la línea de retorno del tope de la unidad al tanque.
		d) Posible pérdida de sello en el acumulador. Revisar la existencia de aceite hidráulico en las botellas de nitrógeno.
4	Alta temperatura del aceite	a) Bajo nivel de aceite en el tanque.
		b) Revisar el flujo de aire en el ventilador.
5	No se mueve la unidad	a) Separación o falla del sensor de separación del plato.
		b) El dial de velocidad está en el mínimo.
6	El cilindro no cambia de dirección	a) Falla en los sensores de cambio de carrera.
		b) Falla en el temporizador de carrera
		c) Falla en la tarjeta eléctrica.
7	El cilindro no levanta la sarta	a) La válvula de torque no está ajustada correctamente.
		b) La presión del acumulador es muy baja.
8	La luz de separación encendida	a) Bomba pegada en carrera descendente
		b) Posible falla de energía.
		c) Sensor dañado.
9	No se puede llenar el acumulador	a) La presión de las botellas de nitrógeno es superior a la presión de operación de la bomba

Fuente: Weatherford

2.8.2 Bomba de subsuelo

Sus funciones son admitir fluido de la formación al interior de ésta y elevar el fluido admitido hasta la superficie y la bomba subsuelo más usual es la de inserción. Se le denomina bomba de inserción, porque el conjunto en total de la bomba (barril, émbolo con válvula viajera, válvula de pie y nariz de anclaje) que va conectado en el extremo inferior de la sarta de varillas, se inserta en un niple asiento (zapata candado), instalado en la tubería de producción.

²⁸ WEATHERFORD, Instructivo de Instalación de Unidad Hidráulica de Velocidad Variable 2 – VSH2-; 20p

Esto es una ventaja sobre las bombas de tubería de producción, ya que para cualquier reparación de la bomba, no es necesario extraer la tubería de producción, la bomba de inserción se desancla y se extrae con la sarta de varillas.

2.8.3 Accesorios Adicionales.

Son utilizados para auxiliar al sistema de bombeo mecánico en el desarrollo normal de su funcionamiento para que éste opere a su capacidad total, y son los siguientes:

- a. **Válvula Eliminadora de Candados de Gas:** Este es un accesorio que va instalado en el extremo superior de la bomba de subsuelo y cuya finalidad principal es la de eliminar los candados de gas y tratar de prevenir que el fluido golpee en la parte superior e inferior de la cámara.
- b. **Tubo Barril:** Es un accesorio para las bombas de inserción cuya finalidad principal debido a las partes de las que consta, es de mantener a una profundidad específica la bomba de inserción por medio de la zapata candado, así como impedir el paso de sólidos mediante el niple sello al área en donde está alojada la bomba de inserción y que pudiera modificar el buen funcionamiento del mecanismo.
- c. **Separador de Gas:** Su función básicamente es reducir a un mínimo la entrada de gas a la bomba.
- d. **Filtros Para Arena y Sedimento.** Son accesorios diseñados para tratar de evitar la entrada de sólidos (sulfuros, sedimentos, arenas, material vegetal, etc.), al área de la bomba subsuelo, ya que la presencia de los mismos en su interior, ocasionaría el probable calzamiento de las válvulas tanto de pie como viajera.

2.9 EJEMPLOS DE APLICACIONES UNIDADES VSH2

El uso de las unidades VSH2 ha venido teniendo auge en el país y a continuación se presentan algunos ejemplos de su uso.

- **Dewatering” en explotación de “Coal Bed Methane”²⁹**

En Colombia se ha usado las unidades VSH2 en la producción de gas metano asociado al carbón, en un campo con condiciones agrestes como alta producción de partículas, altas relaciones gas líquido (GLR) y producciones menores a 600 BFPD).

²⁹ WEAHERFORD: “Reciprocating Rod Lift Systems Selected in a Coal Bed Methane Project for Dewatering Process Increases Average Time to Failure”, 2013

Para explotar estos pozos se usaron inicialmente Bombeo Electrosumergible sin mucho éxito. Las bombas estuvieron frecuentemente paradas con un run life de menos de 30 días debido a las fuertes condiciones del campo.

Igualmente se utilizaron sistemas de levantamiento PCP (progresivity cavity pumping), tampoco se presentaron buenos resultados con este sistema, debido a dificultades con el elastómero usado, presentando hinchamiento y descompresión por la alta presencia de gas en la bomba. El run life estuvo muy pobre.

La compañía Weatherford realizó un estudio del campo y diseño un sistema de levantamiento con varilla reciprocante sistema "reciprocating-rod lift" (RRL) para lo cual usó como equipo en superficie una unidad VSH2, considerando la habilidad de este sistema de levantamiento artificial para manejo de situaciones como bajo nivel de líquido, alta relación gas líquido y cambios en producción, permitiendo mantener una alta eficiencia del sistema.

En el equipo de subsuelo para el RRL se incluyeron varillas de alto esfuerzo para mantener las condiciones profundidad contra caudal y de acuerdo las condiciones del tamaño de tubing por las condiciones mecánicas del mismo.

En el diseño de la bomba se tuvieron en cuenta situaciones de sólidos y bajos volúmenes a producir y así garantizar la vida del sistema.

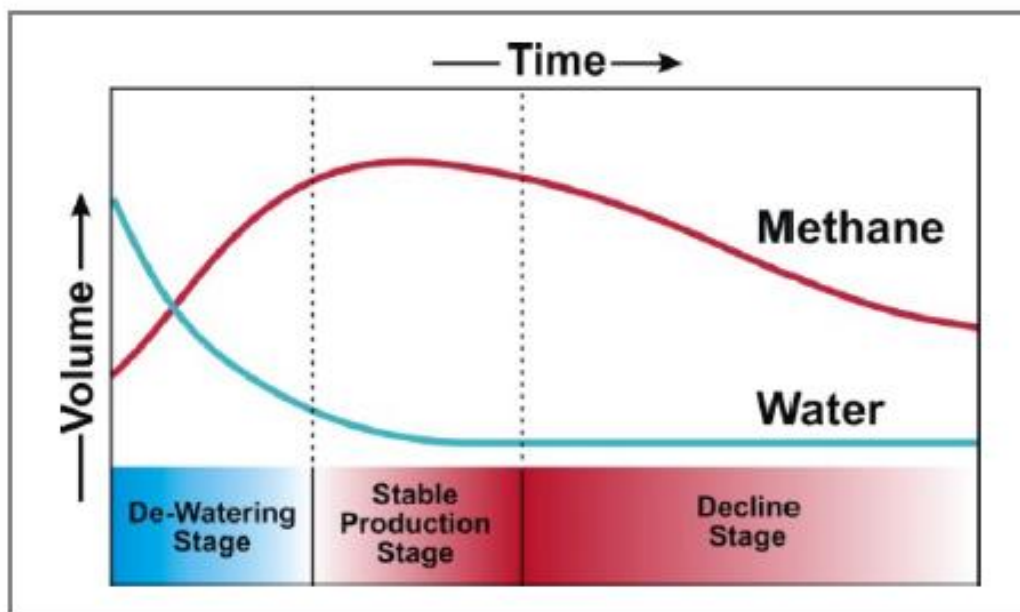
Las figuras 20 y 21 muestran el ciclo de vida del proceso de dewatering e incremento de producción con la implementación de este sistema.

- **Instalación VSH2 en Campo Sardinata**

En el campo Sardinata se presenta el problema de que hay irrupción de agua y el gas se ve disminuido, por lo que se requiere instalar un sistema de levantamiento artificial (dewatering) para poder producir el gas en forma continua y eficiente.

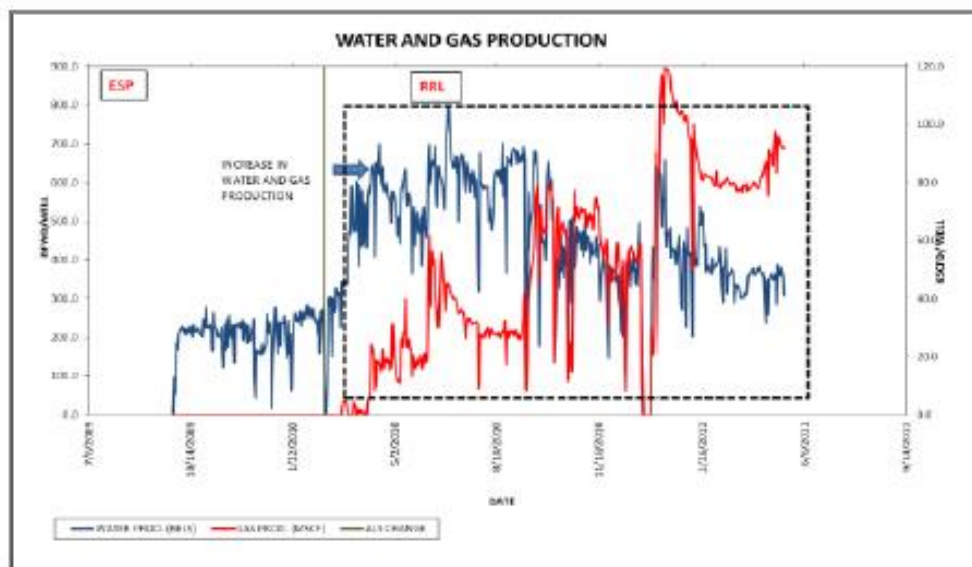
El pozo Sardinata 33K se completó en las formaciones Mercedes y Aguardientes, inicialmente el pozo producía en flujo natural y luego se presentó un incremento en el agua, bajando la producción de gas y el pozo tuvo que ser producido en forma intermitente, cerrarlo hasta acumular 400 psig en cabeza y luego descargarlo hasta alcanzar los 100 psig, siendo este método de producción muy ineficiente y no era el más conveniente para el suministro de gas hacia la planta de tratamiento; en este sentido, se buscó otro sistema de levantamiento artificial, se instaló el sistema denominado Plunger Lift, pero tampoco sirvió debido a que también se obtiene producción en forma intermitente. Este era un sistema apropiado para realizar el dewatering pero no era conveniente para las necesidades de la planta de Sardinata. Los resultados de esta prueba se presentan en la tabla 4.

Figura 20. Ciclo de vida del proceso de “dewatering”³⁰.



Fuente: Weatherford

Figura 21 . Incremento de gas y agua con la implementación del sistema RRL.³¹



Fuente: Weatherford

^{30, 27} WEATHERFORD: “Reciprocating Rod Lift Systems Selected in a Coal Bed Methane Project for Dewatering Process Increases Average Time to Failure”, 2013.

Tabla 4. Pruebas de Producción Pozo Sardinata- 33K - SLA Plunger Lift (PL)³².

Fecha	Prod Total (BFPD)	BS&W (%)	Prod Neta (BOPD)	Prod. Agua (BWPD)	Prod Gas (KPCD)	Sist Prod
Dic-12	3	54%	1	1,62	124	PL
Ene-13	6	56%	2	3	117	PL
Feb-13	8	56%	3	4	162	PL
Mar-13	4	55%	2	2	172	PL
Sep-13	5	55%	2	2	155	PL

Fuente: Ecopetrol S.A.

En este orden de ideas, se optó por probar el sistema de levantamiento VSH2, con los siguientes resultados (Tabla 5):

Tabla 5. Pruebas de Producción Pozo Sardinata- 33K - SLA VSH2.33

Fecha	Prod Total (BFPD)	BS&W (%)	Prod Neta (BOPD)	Prod Agua (BWPD)	Prod Gas (KPCD)	Sist Prod
Ene-14	5	57%	2	3	159	VSH2
Feb-14	24	20%	19	5	220	VSH2
Mar-14	24	20%	19	5	215	VSH2
Abr-14	63	65%	22	41	236	VSH2
May-14	62	68%	20	42	205	VSH2
Jun-14	65	60%	26	39	250	VSH2
Jul-14	67	58%	28	39	250	VSH2
Sep-14	40	50%	20	20	210	VSH2
Feb-15	40	50%	20	20	200	VSH2

Fuente: Ecopetrol S.A.

La producción obtenida mediante el sistema VSH2 fue producción continua durante todo el día, mientras que la producción con el plunger lift fue intermitente, baches en periodo de flujo, cuando se alcanzara la presión de apertura del sistema.

El comportamiento de niveles en el pozo Sardinata-33K, durante la estabilización de la unidad VSH2, se presenta en la Tabla 6.

^{32, 29} Ecopetrol S.A., reportes de pruebas.

Tabla 6. Niveles tomados en el pozo Sardinata Sur 33K durante la estabilización Unidad VSH2³⁴.

Fecha	Hora	Intake (ft)	Nivel de Fluido (ft)	Sumerg Total (ft)	Sumerg Efectiva (ft)	Rec. (in)	SPM	Llenado (%)	Desplazamiento (BFPD)	THP (Psi)	CHP (Psi)
OCT. 08-13	16:20	TERMINA INSTALACION NUEVO SISTEMA LEVANTAMIENTO VSH2-150									
OCT. 08-13	16:30	6543	688	5855	5780			NIVEL ESTATICO			32
OCT. 08-13	16:30	INICIA SISTEMA CON 144" DE RECORRIDO Y 1 SPM									
OCT. 09-13	10:58	6543	884	5659	5659	144	1,12	97	42	50	55
OCT. 09-13	11:10	QUEDA SISTEMA CON 144" DE RECORRIDO Y 2 SPM									
OCT. 09-13	15:51	6543	987	5556	4585	144	2,00	99	76	20	31
OCT. 10-13	15:51	6543	1238	5304	5304	144	2,00			15	0
OCT. 11-13	10:29	6543	981	5562	5562	144	4,00	93,35	148	50	50
OCT. 11-13	13:34	6543	953,5	5589	4950	144	4,00	93	150,5	50	50
OCT. 12-13	15:57	6543	773,51	5769	5769	144	4,00	93,3	151,3	20	47
OCT. 13-13	13:00	SISTEMA CONTINUA CON 144" DE RECORRIDO Y SE AUMENTA VELOCIDAD A 5 SPM									
OCT. 13-13	13:25	6543	766,48	5777	5777	144	5,00	92	188	80	45
OCT. 14-13	13:59	6543	1720,55	4822	2770	144	5,00	94,84	211,2	50	48
OCT. 15-13	11:41	6543	644,12	5899	5899	144	5,00	94,84	189	70	64
OCT. 18-13	11:56	6543	6,56	6536	6536	144	5,00	96,8	204,2	55	59
OCT. 19-13	10:31	6543	362	6181	6181	144				0	27
MAY-06-2014	14:00	6543	1658,47	4885	4280	144	4,545	95,07	162,6	60	59,9

Fuente: Ecopetrol S.A.

En el anexo 2 se presentan dinagramas y sonolog tomados en el pozo Sardinata 33K

Con la instalación del sistema VSH2 en el pozo Sardinata- 33K se probó que para este tipo de formaciones y yacimientos se puede tener una producción estable, mejorando el comportamiento de producción.

- **Uso VSH2 en Campo Caño Limón³⁵**

En el campo Caño Limón también se ha usado el sistema de levantamiento VSH2, al respecto, en la tesis de grado denominada “Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 utilizados en el Campo Caño Limón”, se presentan las siguientes conclusiones:

- a. El sistema de Bombeo Mecánico VSH2 por ser de desplazamiento positivo y tener un re-time que permite ajustar el tiempo extra de llenado de la bomba en la carrera ascendente y/o descendente según sea el caso, logrando la

³⁴ Ecopetrol S.A., reportes de pruebas y niveles pozo Sardinata 33K

³⁵ MACHETE ROJAS, Eliana Yaira. “Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo mecánico VSH2 en el Campo Caño limón”. Bucaramanga, 2007

estabilización de la producción en los pozos con caudales inferiores a 500 BFPD, además, la implementación de tecnología para el manejo de arena como el Top Sand Packer Protector, doble válvula fija y viajera, pistón combinado y guía cerrada, ha traído excelentes resultados en el desarrollo del campo.

- b. El sistema de bombeo mecánico VSH2 se ajusta a disminución y cambios de presión de yacimientos, disminuyendo su velocidad y longitud de recorrido y trabajando con sumergencia casi nula, con una eficiencia superior al 80% convirtiéndose en una excelente opción para la explotación de los pozos con bajo caudal y bajo corte de agua.
- c. La instalación de bombeo mecánico VSH2 como sistema de levantamiento artificial en 6 pozos, ha disminuido un 27% del consumo de energía permitiendo así, utilizar más energía en otros pozos de bombeo electrosumergible para subir la frecuencia de operación y obtener más producción o para incrementar el número de pozos trabajando durante las horas de consumo máximo.
- d. El Bombeo Mecánico VSH2 ha incrementado en un 55% el Run Life de los pozos con caudal disminuyendo de forma sustancial las pérdidas de producción diferida y costos de mantenimiento de los pozos, que sumado a la diferencia económica en la inversión inicial y el consumo de energía muestran viabilidad económica de la implementación de éste nuevo sistema de levantamiento artificial.

- **Uso VSH2 Campo Tibú**

En el campo Tibú actualmente se tienen instaladas 17 unidades VSH2, con resultados aceptables para tasas por debajo de 500 BFPD.

- **Uso VSH2 Campo Casabe**

En el campo Casabe también se han usado Bombeo Mecánico tipo VSH2 con los siguientes resultados:

- a. El sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico ha demostrado ser el de mejor comportamiento para manejo del gas en este campo viéndose reflejado en el alto run life de los equipos tanto de fondo como superficie.
- b. Las unidades VSH2 en superficie han demostrado ser equipos muy confiables y fácilmente Operables, permitiendo el cambio de condiciones de operación en tan solo segundos.
- c. El mantenimiento de los equipos es sencillo y económico

3. EVALUACIÓN TÉCNICA POZOS CAMPO SARDINATA

El campo Sardinata se define como un yacimiento condensado de bajo rendimiento, donde el aumento de GOR ha sido progresivo y no se identifica un plateau de corte de gas con el tiempo.

La condición de revaporización del líquido en fondo debería presentarse pero en cambio el GOR sigue aumentando indicando que solo gas muy agotado y de baja viscosidad no rediluye el líquido, sino que pierde las pocas propiedades de flujo que restan al persistir el escenario de bloqueo por banco de condensado.

A pesar que el fluido del yacimiento es ligero, tiene problemas de transporte por las malas condiciones de flujo y la baja porosidad del medio.

Por análisis nodales se tiene que las zonas productoras tiene permeabilidades del orden de 1 a 0.1 md, sumado esto a condiciones de baja presión se esperan condiciones precarias de flujo por lo que se requieren tecnologías que mejoren la productividad natural del campo, por ser insuficiente para producir en cantidades apreciables en especial para el yacimiento agotado.

Las propiedades del gas a pesar de tener viscosidades por el orden de 0.015 cp, están limitadas por la presencia de líquido dentro de un banco de líquido condensado posiblemente en todo el reservorio. Se presupone que las condiciones de viscosidad del fluido de alguna manera restringen aún más la producción incluso en condiciones donde no se acumule líquido en el fondo del pozo.

En el Campo Sardinata en las formaciones productores de gas (Tibú, Mercedes, Aguardiente y Cogollo), se han producido los pozos en Flujo Natural, Plunger Lift y Bombeo Mecánico convencional y VSH2.

El bombeo mecánico convencional presentó bastantes inconvenientes por bloqueo de gas y desbalance; el plunger lift es bueno para efectos de dewatering, pero para tener una producción continua de gas no es apropiado, trabaja en forma intermitente por su mismo sistema de operación, acumulación de presión para que el plunger pueda subir y producir el líquido que es el causante de la baja capacidad de producción.

En el Campo Sardinata se han perforado treinta y ocho (38) pozos de los cuales tienen potencial de gas (Formaciones del Cretáceo: Tibú, Mercedes, Aguardiente, Cogollo y La luna) 15 pozos; de éstos 6 pozos se encuentran activos y 9 pozos se encuentran inactivos o abandonados, por lo que para estos últimos pozos, adicional a los costos de la instalación del sistema de levantamiento artificial VSH2, se deben realizar trabajos de reacondicionamiento de pozos para su reactivación, lo cual debe estar incluido en la evaluación de los pozos a ser candidatos. El análisis de cada pozo se presenta a continuación.

3.1 POZO SARDINATA - 3K

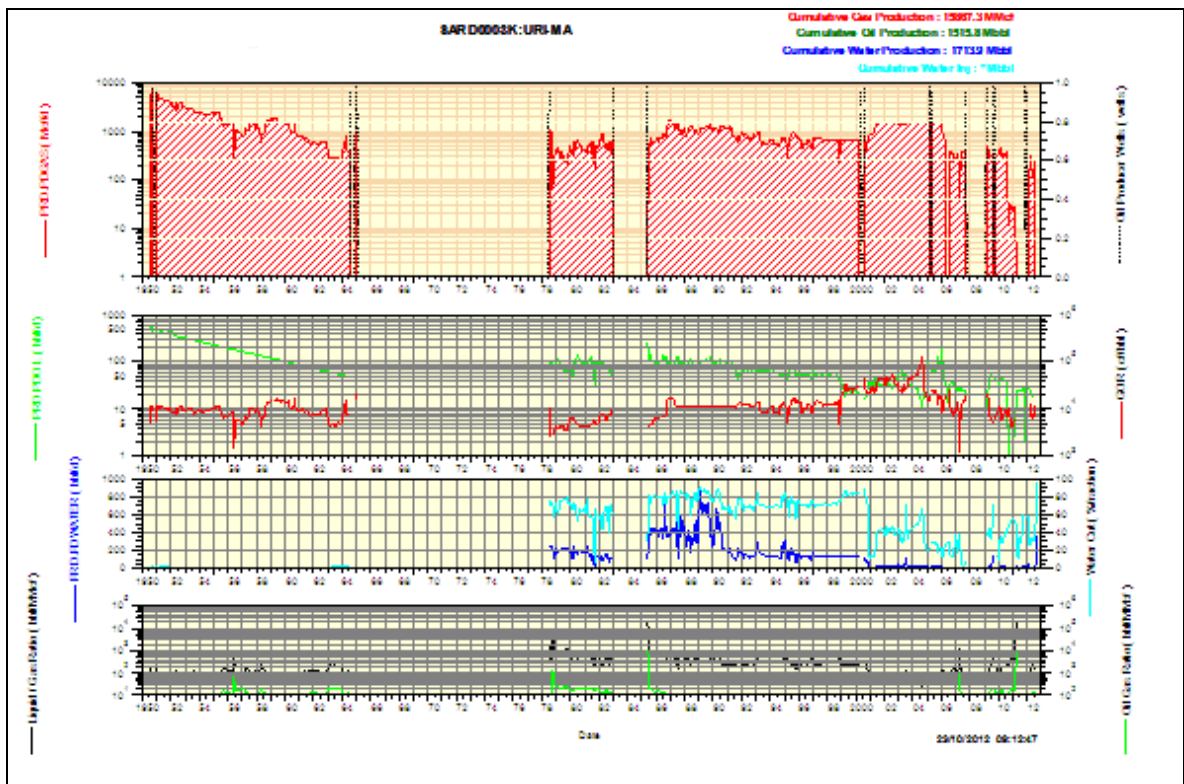
Se encuentra ubicado en el domo Norte del anticlinal del Campo Sardinata. Los datos básicos de este pozo se presentan en la tabla 7:

Tabla 7. Datos básicos pozo Sardinata 3K

POZO SARDINATA 3K	
Inicio Perforación	31/Marzo/1.950
Completado	05/Enero/1.951
Profundidad total	9.390 pies
Taponado a	9.250 pies
Formaciones productoras	Uribante, miembros Tibú, Mercedes y Aguardiente
Estado del pozo:	Productor activo de los miembros Aguardiente y Mercedes.

La historia de producción de este pozo se presenta en la Figura 22.

Figura 22. Historia de producción pozo Sardinata 3K



El pozo actualmente se encuentra produciendo de las Formaciones Mercedes y Aguardiente; sin embargo, presenta un problema en su estado mecánico (Ver Anexo 1). Se tiene un pescado ubicado a 3640 pies consistente en 151 juntas de tubería

de producción 2 7/8” EUE y un empaque R3 sentado a 8041 pies, lo cual afecta su producción. Para recuperar este pescado se realizaron trabajos de workover en el año 2009, sin resultados positivos y con un alto costo, razón por la cual este pozo no sería candidato para instalar unidad de bombeo VSH2, la profundidad de asentamiento de la bomba es de 6500 pies y solo se podría llegar a 3600 pies; es decir, quedaría una columna de 2900 pies de fluidos por debajo de la bomba, perdiendo el objetivo planteado de producir la columna de líquido que se va acumulando desde el fondo del pozo.

En conclusión este pozo no será considerado como candidato para instalar unidad VSH2 por restricciones del estado mecánico.

3.2 POZO SARDINATA-5K

Está ubicado en el extremo sur del anticlinal sur de Sardinata. Los datos básicos de este pozo se presentan en la tabla 8.

Tabla 8. Datos básicos pozo Sardinata - 5K

Pozo Sardinata - 5K	
Inicio Perforación	21/Abril/1.952
Completado	06/Enero/1.953
Profundidad total	10.150 pies
Taponado a	7.791 pies
Formaciones productoras	Uribante miembro Aguardiente, La Luna
Estado del pozo:	Inactivo

El estado mecánico del pozo se presenta en el Anexo 1.

El pozo se completó en la Formación Aguardiente pero con un potencial de producción muy bajo. En septiembre de 1.963 se cerró el pozo por producción no comercial. En julio de 1.970 se instaló equipo de bombeo mecánico, sin resultados positivos; se paró el bombeo después que el nivel de fluido en el espacio anular cayera hasta el nivel de la bomba.

En agosto 15 de 1.971 se colocó tapón puente modelo “DM” a 7.800’, y se perforaron con “Unit-Jet” a 4 tiros por pie los intervalos 7.601 - 7.607’ y 7.634 - 7.656’, de la formación La Luna; se achicó durante 10 días y se recobró tan sólo 24 barriles de aceite de formación. Antes de decidir el abandono del pozo se dispuso acidificar los intervalos abiertos; en marzo 15 de 1.972 se acidificó con 1.500 galones de HCl al 15%, sin resultados positivos.

En septiembre de 1.972 se efectuó limpieza de arenas, circulando en fondo con 100 barriles de aceite negro; por achicamiento se recuperó lodo y aceite con gas. Se abandonó el pozo temporalmente; aparentemente quedó fuera del cierre estructural

(el contacto agua - aceite se encontró en el miembro Mercedes a 9.270', según pruebas de formación).

De acuerdo con todos los trabajos realizados y la posición estructural del pozo, éste no presenta un potencial para reactivarlo por lo cual no es candidato para instalar sistema de levantamiento VSH2. Es de resaltar que este pozo se le instaló bombeo mecánico, sin resultados positivos, debido al bajo aporte de fluidos.

3.3 POZO SARDINATA - 6K

Se encuentra ubicado en el Domo Norte del Campo Sardinata. Los datos básicos de este pozo se presentan en la tabla 9.

Tabla 9. Datos básicos pozo Sardinata - 6K

Pozo Sardinata - 6K	
Inicio Perforación	05/Ene/1.953
Completado	06/Jul/1.953
Profundidad total	9.796 pies
Taponado a	7.557 pies
Formaciones productoras	Cogollo, Aguardiente
Estado del pozo:	Inactivo

El Estado Mecánico del Pozo se encuentra en el anexo 1.

El pozo Sardinata 6K fue completado en julio de 1.953, en el miembro Aguardiente en el intervalo 8.400 - 8.720' y las pruebas oficiales fueron 311 BOPD, 8 BWPD, RGA 11.336 PC/BL, 59,6 °API. La producción declinó rápidamente y en agosto de 1.955 producía 20 BOPD, 6 BWPD y RGA de 39.511 PC/BL; continuó fluyendo aproximadamente 20 BOPD de aceite hasta agosto de 1.956, cuando murió.

En junio de 1.958 se colocó tapón de cemento en 7.638 - 7.900' y se cañoneó la formación Cogollo a 4 tiros por pie en el intervalo 7.575 - 7.604'; el pozo produjo 153 BOPD, 55,6° API, RGA 20.354 PC/BL fluyó hasta agosto de 1.963 cuando murió. Presión estática de fondo 1.050 psi.

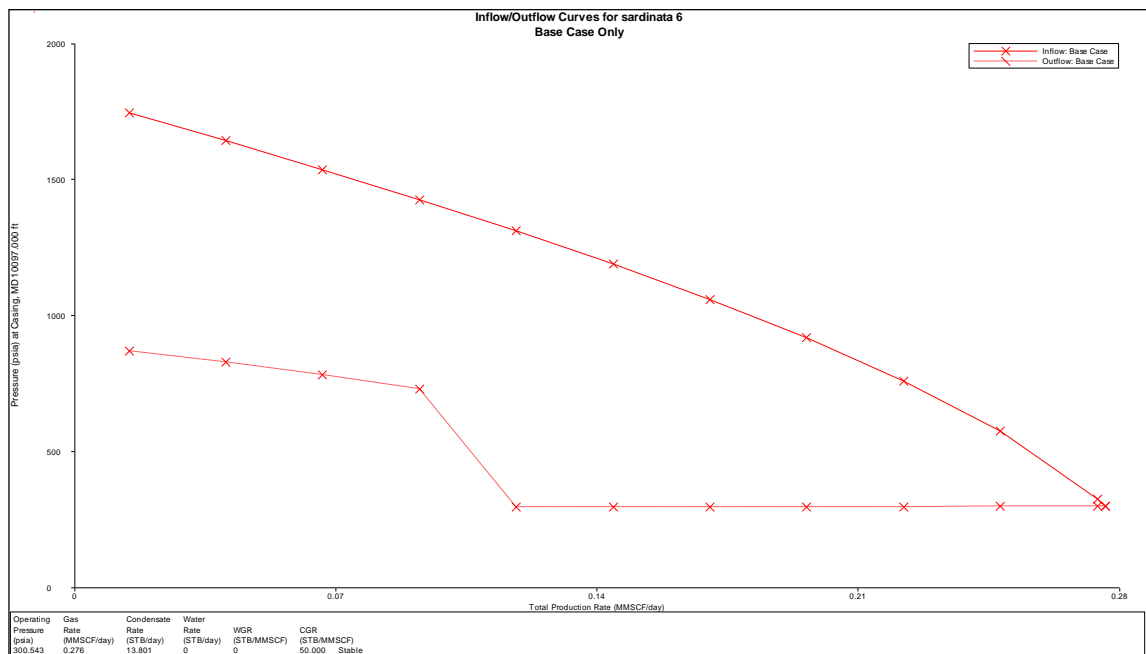
En noviembre de 1.963 se aisló la formación Cogollo, colocando tapón puente modelo "K" en 7.561 - 7.564' y sobre él 2 sacos de cemento (tope del tapón de cemento 7.557'), y se cañoneó la formación La Luna a 4 tiros por pie en 7.403 - 7.409', 7.421 - 7.427', 7.437 - 7.440' y 7.520 - 7.524'; en noviembre 28 de 1.963 se acidificaron los intervalos abiertos con 2.000 galones de HCl al 15%, con resultados negativos. Se achicó el pozo y se secó, el pozo fue inactivado.

Revisando toda la información y completamientos de este pozo, desde el punto de vista técnico y de producción el pozo presenta oportunidades de reactivación en la formación Cogollo, realizando un trabajo de workover que contemple las siguientes acciones:

- Moler los empaques modelo K y tapones de cemento.
- Tomar un registro de GR espectral para las formaciones La Luna, Cogollo y Aguardiente.
- Tomar registro de integridad del pozo GR – CCL- CBL o MIT-RBT.
- Cañonear formación Aguardiente y posteriormente estimular con Gas Gun.
- Probar para producción los intervalos estimulados de Aguardiente.

De acuerdo con IPR calculado este pozo produciría su potencial en flujo natural, debido a que no hay aporte de agua. Sin embargo, en el evento de que se intervenga el pozo se podría evaluar el real aporte de agua y si hay producción de la misma se podría evaluar la posibilidad de instalar sistema de levantamiento VSH2. El pozo cumple en su estado mecánico para instalar VSH2; sin embargo no se requiere de acuerdo con la IPR estimada del pozo (Figura 23).

Figura 23. IPR calculado para Sardinata – 6K.



El perfil para una reactivación del pozo Sardinata - 6K se presenta en la tabla 10.

Este pozo no es candidato para instalar VSH2, ya que no se espera aporte de agua, por lo que no requiere proceso de dewatering a través de este sistema de levantamiento, el posible bloque por banco de condensados puede ser removido mediante otros trabajos, por ejemplo, inyección de alcoholes.

Tabla 10. Perfil de producción esperado trabajo workover pozo Sardinata - 6K³⁶

Mes	Qg	Qo	Qw	BSW
-----	----	----	----	-----

³⁶ Ecopetrol S.A., Conceptual programa intervención pozo Sardinata 6K

	KPCD	BOPD	BWPD	%
1	276	13,8	0	0
2	278	13,9	0	0
3	265	13,25	0	0
4	252	12,6	0	0
5	239	11,95	0	0
6	228	11,4	0	0
7	216	10,8	0	0
8	206	10,3	0	0
9	197	9,85	0	0
10	187	9,35	0	0
11	178	8,9	0	0
12	169	8,45	0	0
13	161	8,05	0	0
14	153	7,65	0	0
15	146	7,3	0	0
16	138	6,9	0	0
17	132	6,6	0	0
18	125	6,25	0	0
19	119	5,95	0	0
20	113	5,65	0	0
21	108	5,4	0	0
22	103	5,15	0	0
23	98	4,9	0	0
24	93	4,65	0	0
25	88	4,4	0	0
26	84	4,2	0	0
27	80	4	0	0
28	76	3,8	0	0
29	72	3,6	0	0
30	69	3,45	0	0
31	65	3,25	0	0
32	62	3,1	0	0
33	59	2,95	0	0
34	57	2,85	0	0

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.4 POZO SARDINATA 7K

El pozo Sardinata 7K, está localizado en el flanco occidental fallado del domo sur de este campo. Los datos básicos de este pozo se presentan en la tabla 11.

Tabla 11. Datos básicos pozo Sardinata - 7K

Pozo Sardinata - 7K	
Inicio Perforación	11/Jul/1.953
Completado	27/Abr/1.954
Profundidad total	10.538 pies
Taponado a	8.897 pies
Formaciones productoras	Aguardiente
Estado del pozo:	Inactivo

El estado mecánico del pozo Sardinata - 7K se presenta en el Anexo 1.

En Abril 27 de 1.954 se realizó prueba de formación: pozo produjo oficialmente 321 BOPD, 53,3° API, 6 BWPD, RGA 11.384 PC/BI y 619 psig de caída de presión, completado en la Formación Aguardiente Superior.

En noviembre de 1.959 se realizó estimulación acida (intervalo 8.614 - 8.660' con 1.092 galones de HCl al 15% e intervalo 8.710 - 8.880' con 3.600 galones de HCl al 18%); fluyó en conjunto 170 BOPD.

En septiembre de 1.968 se realizaron pruebas de formación: se tomó presión estática de fondo, reportando 1.665 psi a 3.000'. En junio de 1.969 se realizó cierre temporal (no aporte de fluidos).

En julio de 1.993 se reactivó el pozo. Se bajó sarta de producción hasta 8.695', con empaque Baker R-3 a 8.568'; se achicó el pozo (56 viajes) sin lograr inducir flujo (nivel inicial 5.600', nivel promedio achicamiento 5.800').

En diciembre de 1.993 al retirar sarta de producción se quedó un pescado consistente en 40 tubos, 1 empaque R-3, y 3 tubos de cola que afectan la intervención de las Formaciones Aguardiente y Cogollo, las cuales serían las formaciones de interés.

Considerando este pescado y que la reactivación es muy costosa, este pozo no sería candidato para la implementación del sistema VSH2 en el pozo Sardinata 7K.

3.5 POZO SARDINATA 8K

Este pozo se encuentra ubicado en el Domo Norte del Campo. La información básica de este pozo se presenta en la tabla 12.

Tabla 12. Datos básicos pozo Sardinata - 8K

Pozo Sardinata - 8K	
----------------------------	--

Inicio Perforación	13/Mayo/1.954
Completado	09/Septiembre/1.954
Profundidad total	9.945 pies
Taponado a	8.897 pies
Formaciones productoras	Miembro Tibú de la Formación Uribante
Estado del pozo:	Abandonado - 12/Noviembre/1.954

Se efectuaron pruebas de formación a cada una de las formaciones, recobrándose lodo cortado con gas en cada una de ellas. En el intervalo 9.552 - 9.785', del miembro Tibú de la Formación Uribante, se forzaron 16 barriles de aceite con 4,000 galones de ácido, recobrándose por suabeo 75 barriles de aceite y 18 de lodo.

Después de analizar las muestras de formación, la interpretación de los registros eléctricos y las pruebas de formación efectuadas, se pudo establecer que el potencial de este pozo es muy pobre, por lo que el pozo fue abandonado.

Este pozo no presenta potencial para producir hidrocarburos, por lo tanto no es un candidato para reactivar e implementar el sistema de levantamiento VSH2 en el Campo Sardinata.

3.6 POZO SARDINATA 12K

Este pozo está localizado en el flanco oriental del Domo Sur de Sardinata. La información básica de este pozo se presenta en la tabla 13.

Tabla 13. Datos básicos pozo Sardinata 12K

Pozo Sardinata 12K	
Inicio Perforación	25/Mayo/1.955
Completado	30/Enero/1.956
Profundidad total	11.495 pies
Taponado a	10.000 pies
Formaciones productoras	Uribante, miembro Tibú y Cogollo.
Estado del pozo:	Activo Formación Cogollo

Este pozo se había inactivado desde 1970 y en 1993 se intentó reactivar pero los resultados fueron negativos. Sin embargo, debido a la necesidad de contar con gas para el suministro de gas hacia la ciudad de Cúcuta, se revisó la información existente de este pozo y se realizaron trabajos de reacondicionamiento de pozos en noviembre de 2012. Los trabajos consistieron en:

- Corregir colapso del casing a 5238 pies.
- Aisló intervalos abiertos del Miembro Tibú de la Formación Uribante, mediante el asentamiento de un tapón PBP a 9058 pies.

- Corrieron registros CASTV, CBL y GR desde 9058 pies a 3500 pies.
- Realizó cañoneo en Formación Cogollo a los siguientes intervalos: 8051-8061 pies, 7769-7775 pies, 7743-7758 pies, 7701-7718 pies, 7339-7349 pies, 7349-7359 pies.
- Completó pozo en flujo natural, sentando empaque R3 a 4853 pies, realizó operación de estimulación mecánica. Dejó pozo en producción por flujo natural (80 KPCD);

Sin embargo, el pozo fluye en forma intermitente debido a que el aporte de agua de la formación bloquea la producción de gas y se debe cerrar hasta que la presión alcance 300 psi, una vez alcanza esta presión se abre a flujo, desalojando la columna de líquido hasta que nuevamente cae la presión por la acumulación de líquidos.

Este pozo cuenta con todos los requerimientos para instalar VSH2 como son bajo potencial 204 BFPD, profundidad de perforados inferior a 11000 pies, presión suficiente para que la formación mantenga nivel por encima de perforados.

Se debe realizar la corrida económica para determinar la viabilidad de llevar a cabo este trabajo.

El perfil esperado de producción se presenta en la tabla 14.

Diseño Unidad del Sistema VSH2 Pozo Sardinata 12K:

Como equipo de fondo, una bomba mecánica, con accesorios para manejo de gas, y con un fit o ajuste de la bomba de 3 milésimas de pulgada. Para esta tasa la bomba recomendada tiene una descripción 25-175 RHBC-20-4 con Válvula Antibloqueo de gas superior, doble válvula fija y doble válvula viajera en tungsteno el asiento, y bola de titanio combinado con asiento de tungsteno y bola de cerámica. Pistón combinado liso anillado, con el fin de tener un mejor desempeño para el manejo de posibles sólidos o sedimentos de la formación. El diámetro de la bomba propuesta es de 1.75", la cual permite extraer la tasa de producción deseada a una velocidad de 4.5 SPM sin problemas de cargas estructurales en la Unidad.

La unidad de superficie recomendada es una unidad de bombeo hidroneumático VSH2 a gas.

Tabla 14. Pronósticos de Producción Esperado Pozo Sardinata - 12K (Instalación VSH2).

Mes	Qg	BSW	Qo	Qw ³⁷
-----	----	-----	----	------------------

³⁷ Ecopetrol S.A., Programa conceptual pozo Sardinata 12K, 2014

	KPCD	%	BOPD	BWPD
1	208	93,5%	13,3	190,7
2	201	93,7%	12,9	191,1
3	194	93,9%	12,4	191,6
4	188	94,1%	12,0	192,0
5	182	94,2%	11,8	192,2
6	176	94,4%	11,4	192,6
7	171	94,6%	11,0	193,0
8	165	94,7%	10,8	193,2
9	160	94,9%	10,4	193,6
10	155	95,1%	10,0	194,0
11	151	95,2%	9,8	194,2
12	146	95,3%	9,6	194,4
13	142	95,5%	9,2	194,8
14	137	95,6%	9,0	195,0
15	133	95,7%	8,8	195,2
16	130	95,9%	8,4	195,6
17	126	96,0%	8,2	195,8
18	122	96,1%	8,0	196,0
19	119	96,2%	7,8	196,2
20	116	96,3%	7,5	196,5
21	112	96,4%	7,3	196,7
22	109	96,5%	7,1	196,9
23	106	96,6%	6,9	197,1
24	103	96,7%	6,7	197,3
25	101	96,8%	6,5	197,5
26	98	96,9%	6,3	197,7
27	95	96,9%	6,3	197,7
28	93	97,0%	6,1	197,9
29	90	97,1%	5,9	198,1
30	88	97,2%	5,7	198,3
31	86	97,2%	5,7	198,3
32	84	97,3%	5,5	198,5
33	82	97,4%	5,3	198,7
34	79	97,5%	5,1	198,9

Estas unidades de velocidad variable, permiten ajustar las velocidades en las carreras ascendentes y descendentes, lo cual permite mejorar el llenado de las bombas en aplicaciones de crudos medianamente pesados. Son equipos portátiles que no requieren obras civiles y son muy compactos. Tienen incorporados adicionalmente controladores de tiempo, que permiten detener la unidad al final de

la carrera ascendente y descendente, los cuales permitirían parar por algunos segundos, para regular también el llenado de la bomba. Esta unidad maneja hasta 7.2 SPM con cargas de 40000 lbs, indispensable para las profundidades que se van a manejar en el pozo.

Las condiciones de operación de la unidad serían:

- Profundidad de la Bomba: 6500 ft.
- Tubería Anclada: SI.
- Bomba: 25-175 RHBC-20-4-1-1, Barril Steel Cromed Plated, Pistón combinado Liso. Anillado, válvulas Tungsteno-Titanio, Tungsteno- Cerámica. Accesorios Carbon Steel.
- Varillas API 77, Alta resistencia a la carga.
- Carga Pico Barra Lisa (PPRL) 21462 lbs.
- Consumo de Potencia: 20 HP
- Consumos Eléctrico Diario: 267 KWH/día
- Velocidad: 4.4 SPM
- Recorrido 144”.
- Tasa Esperada 204 BFPD.
- Unidad de Superficie: VSH2

En la tabla 15 se presentan los parámetros de diseño de la unidad VSH2 para el pozos Sardinata – 12K.

El material requerido y costos del sistema de levantamiento artificial VSH2 se presentan en el Anexo 2.

3.7 POZO SARDINATA - 16K

Pozo ubicado en domo sur del Campo Sardinata. La información básica de este pozo se presenta en la tabla 16.

Tabla 15. Diseño Unidad VSH2 para 204 BFPD Pozo Sardinata – 12K.³⁸

³⁸ Ecopetrol S.A.; Weatherford, corrida diseño unidad VSH2 pozo Sardinata 12K

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 79% Grade: B-)				
Strokes per minute:	4.5	Fluid level		Production rate (bfpd):	204	Peak pol. rod load (lbs):	20951	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	6300	Oil production (BOPD):	2	Min. pol. rod load (lbs):	10149	
Tubing pres. (psi):	150	(ft over pump):	200	Strokes per minute:	4.5	MPRI /PPRI	0.484	
Casing pres. (psi):	150	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	82%	Unit struct. loading:	52%	
		Pol. Rod Diam: 1.5"		Permissible load HP:	88.1	PRHP / PLHP	0.18	
Fluid properties			Motor & power meter		Fluid load on pump (lbs):	6585	Buoyant rod weight (lbs): 12633	
Water cut:	99%	Power Meter Defect		PRHP:	12.1	N/No: .12 , Fo/SKr: .187		
Water sp. gravity:	1	Electr. cost: \$/KWH		Required prime mover size (speed var. not included)				
Oil API gravity:	38.0	Type: NEMA D		BALANCED				
Fluid sp. gravity:	0.9983			NFMA 0 min/hr:	20 HP			
Pumping Unit: Weatherford VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic Unit				Single/double cyl. engine:	15 HP			
Unit size: H-400-150 (unit ID: HWN1)				Multicylinder engine:	20 HP			
Crank hole number	N/A			Torque analysis and electricity consumption				
Calculated stroke length (in):	150			Peak q'box torq.	N/A			
Crank Rotation:	N/A			Gearbox loading:	N/A			
Max. CB weight	N/A			Cyclic load factor:	N/A			
Adjusted stroke length (in):	150			Counterbalance weight	N/A			
Tubing and pump information				Daily electr.use (KWH/day):	274			
Tubing O.D. (ins)	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	0.500	Monthly electric bill:	\$668			
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	0.500	Electr.cost per bbl. fluid:	\$0.107			
Pump depth (ft):	6500	Tub.anch.depth (ft):	6500	Electr.cost per bbl. oil:	\$10.727			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Tubing, pump and plunger calculations				
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	95%	Tubing stretch (ins):	.0			
Plunger size (ins)	1.75	Pump friction (lbs):	200.0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0			
Rod string design				Gross pump stroke (ins):	133.7			
Diameter (inches)	0.875	Length (ft)	6500	Pump spacing (in. from bottom):	19.5			
Rod Grade	WFT HD	Min. Tensile Strength (psi)	140000	Minimum pump length (ft):	21.0			
				Recommended plunger length (ft):	5.0			
				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	
				53%	35267	17635	-333	
							Stress Calc. Method	
							API MG T/2.8	

Fuente: Ecopetrol S.A.- Weatherford

Tabla 16. Datos básicos pozo Sardinata 16K

Pozo Sardinata 16K	
Inicio Perforación	18/Enero/1.956
Completado	08/Septiembre/1.956
Profundidad total	10.766 pies
Taponado a	8.820 pies
Formaciones productoras	Ninguna formación mostró buen potencial
Estado del pozo:	Inactivo

El estado mecánico del pozo se presenta en el anexo 1.

La información sobre pruebas realizadas a este pozo se presenta a continuación:

- En mayo de 1.962 se realizó prueba de presión estática de fondo (1.980 días de cierre) con bomba amerada a 8.580', registrándose una presión de 2.762 psi.
- En junio 9 de 1.983 se realizó prueba de receptividad con 10 barriles de aceite a 1.500 psi y se bombeó mezcla ácida con el anular cerrado; se acidificó con una mezcla de 2.000 galones de agua, 32 galones de C-15, 8 galones de J-4A,

40 galones J-7, 1.000 libras de Z-3, y 2.000 galones de HCl 18° Be. El pozo tomó a 1.750 psi y 1,5 barriles por minuto; se abrió el pozo al quemadero y fluyó durante 30 minutos (baja presión y bajo volumen) agua y ácido.

- En julio de 1.983 se aseguró el pozo con 10 juntas de tubería de producción de 2-7/8" y reducción de 2-7/8" x 2-3/8" en la punta; el pozo quedó cerrado desde el 20 de julio de 1.983.

A pesar de los trabajos realizados para probar el pozo, sin resultados positivos, se ha vuelto a revisar la información del pozo y posiblemente se pueden atribuir a aspectos como los siguientes el bajo potencial del mismo:

- La presencia de Glauconita en algunas zonas puede enmascarar potenciales zonas productoras.
- En el registro con SP (resolución de 20 pies) y el resistivo muestran zonas prospectivas que bajo una estimulación acida pudo contactar zonas de arcillas que perjudican el desempeño del pozo.
- Los registros FEL y registros nucleares y eléctricos de pozos recientes muestran mejor definición de zonas de calizas y arenas.
- Este pozo solo posee una pobre historia de producción en Aguardiente, pero la historia del pozo y sus intervenciones muestran es una larga historia de prácticas su estándar como:
 - a. Uso de cañones de baja penetración, balísticos y bajo diámetro en una arena muy competente y muy dura.
 - b. Completamiento convencional en un yacimiento naturalmente fracturado.
 - c. Mucha de la información del pozo Sardinata 16K es ex extrapolable con la información del pozo Sardinata 37K que es productor en la formación Cogollo.

De acuerdo con las revisiones de la información existente y comparando registros de otros pozos intervenidos en la formación Cogollo, existe la posibilidad de que esta formación presente potencial para su reactivación.

Para poder reactivar el pozo se requiere realizar un trabajo de reacondicionamiento de pozos consistente en:

- Tomar registro de GR espectral desde tope de pescado hasta la Formación la Luna. El GR espectral sería utilizado con tres objetivos:
 - a. Determinar litologías en detalle de las formaciones productivas.

- b. Detectar fracturas por cambios súbitos en el registro GR en el track de uranio y correlacionar con las condiciones del pozo.
 - c. Ver movimiento de fluidos de GR espectral en Uranio más difusos para identificación de movimiento de fluidos en formaciones areniscas, para identificar zonas con producción de agua.
- Tomar registro de integridad del pozo GR – CCL- CBL o MIT-RBT.
 - Una vez tomado e interpretado el registro GR espectral validar intervalos a cañonear en la Formación Cogollo y posteriormente estimular con Gas Gun.
 - Probar para producción los intervalos estimulados de Cogollo.
 - Bajar un Sistema de levantamiento artificial VSH2 acorde con las condiciones del pozo.

El perfil de producción esperado se presenta en la tabla 17.

Como se puede observar con la información del pozo y el perfil de producción este pozo cumple con las condiciones para usar el sistema de levantamiento VSH2 en el proceso de dewatering, pues es de bajo potencial, profundidad de perforados menores de 11000 pies y se esperaría una presión de fondo que garantice el ingreso de fluidos de la formación al pozo. Se mantendría un nivel en el fondo.

Para el diseño del Sistema VSH2 Pozo Sardinata - 16K se tiene:

Como equipo de fondo, una Bomba Mecánica, con accesorios para manejo de gas, y con un fit o ajuste de la bomba de 3 milésimas de pulgada. Para esta tasa la bomba recomendada tiene una descripción 25-175 RHBC-20-4 con Válvula Antibloqueo de gas superior, doble válvula fija y doble válvula viajera en tungsteno el asiento, y bola de titanio combinado con asiento de tungsteno y bola de cerámica. Pistón combinado liso anillado, con el fin de tener un mejor desempeño para el manejo de posibles sólidos o sedimentos de la formación. El diámetro de la bomba propuesta es de 1.75”, la cual permite extraer la tasa de producción deseada a una velocidad de 4.5 SPM sin problemas de cargas estructurales en la Unidad.

La unidad de superficie recomendada es una unidad de bombeo hidroneumático VSH2 a gas.

Tabla 17. Perfil de producción esperado pozo Sardinata-16K (Instalación VSH2).³⁹

Mes	Qg KPCD	BSW %	Qo BOPD	Qw BWPD
1	276	95,6%	7	150

³⁹ Ecopetrol S.A.; programa conceptual trabajos de reacondicionamiento pozo Sardinata 16K

2	269	95,8%	7	152
3	255	96,0%	6	153
4	248	96,2%	6	155
5	242	96,3%	6	156
6	236	96,4%	6	158
7	230	96,6%	6	159
8	224	96,7%	5	161
9	218	96,8%	5	162
10	212	96,9%	5	164
11	207	97,1%	5	166
12	201	97,2%	5	167
13	196	97,3%	5	169
14	191	97,4%	5	171
15	186	97,5%	4	172
16	181	97,6%	4	174
17	177	97,7%	4	176
18	172	97,8%	4	178
19	168	97,8%	4	179
20	163	97,9%	4	181
21	159	98,0%	4	183
22	155	98,1%	4	185
23	151	98,1%	4	187
24	147	98,2%	3	189
25	143	98,3%	3	190
26	140	98,3%	3	192
27	136	98,4%	3	194
28	132	98,5%	3	196
29	129	98,5%	3	198
30	126	98,6%	3	200
31	122	98,6%	3	202
32	119	98,7%	3	204
33	116	98,7%	3	206
34	113	98,8%	3	208

Fuente: Ecopetrol S.A.

Las condiciones de operación de la unidad serían:

- Profundidad de la Bomba: 6500 pies.
- Tubería Anclada: SI.
- Bomba: 25-175 RHBC-20-4-1-1, Barril Steel Cromed Plated, Pistón combinado Liso. Anillado, válvulas Tungsteno-Titanio, Tungsteno- Cerámica. Accesorios Carbon Steel.

- Varillas API 77, Alta resistencia a la carga.
- Carga Pico Barra Lisa (PPRL) 21462 lbs.
- Consumo de Potencia: 20 HP
- Consumos Eléctrico Diario: 267 KWH/día
- Velocidad: 4.4 SPM
- Recorrido 144”.
- Tasa Esperada 204 BFPD.
- Unidad de Superficie: VSH2

Para determinar si este sistema de levantamiento se debe instalar en el pozo Sardinata 16K, se debe realizar el estudio financiero y de esta forma determinar si se pueden instalar o no. En el capítulo 4 se presenta el análisis financiero correspondiente.

3.8 POZO SARDINATA 17K

Pozo ubicado en el domo sur del Campo Sardinata. Los datos básicos de este pozo se presentan en la tabla 18.

Tabla 18. Datos básicos pozo Sardinata 17K

Pozo Sardinata 17K	
Inicio Perforación	13/Junio/1.956
Completado	09/Octubre/1.956
Profundidad total	9.004 pies
Formaciones productoras	Uribante, miembro Aguardiente
Estado del pozo:	Taponado y abandonado en octubre de 1.973

El pozo se mantuvo activo hasta abril de 1.958; permaneció cerrado 4 años y en marzo de 1.962 se puso nuevamente en producción, siendo cerrado de nuevo en julio de 1.963 por baja productividad.

En noviembre de 1.968 se le hizo la última prueba de producción, dando 3 BOPD (sin agua) y 24 KPCD.

En octubre 13 de 1.973 se abandonó definitivamente, colocando taponos de cemento en los intervalos 8.255 - 8.384 pies y 0 – 10 pies.

Los acumulados de producción del pozo (en el miembro Aguardiente de la formación Uribante) son 29.745 barriles de aceite, 642 barriles de agua y 184.286 KPC de gas.

El potencial del pozo es muy bajo y por lo tanto no amerita la reactivación del mismo. No se observan oportunidades para reactivar este pozo.

3.9 POZO SARDINATA 18K

El pozo Se encuentra ubicado en el domo norte del Campo Sardinata. Los datos básicos de este pozo se presentan en la tabla 19.

Tabla 19. Datos básicos pozo Sardinata 18K

Pozo Sardinata 18K	
Inicio Perforación	23/Agosto/1.956
Completado	17/Enero/1.957
Profundidad total	9.606 pies
Formaciones productoras	Uribante (miembro Tibú)
Estado del pozo:	Inactivo

Los principales eventos de producción de este pozo se presentan a continuación: El pozo se completó en la Formación Uribante miembro Tibú en hueco abierto.

Los acumulados de producción del pozo en esta formación fueron 1.064 barriles de aceite, 674 barriles de agua y 163.025 KPC de gas.

En de noviembre de 1.968 se cerró el pozo por alta producción de agua. Sacaron sarta de varillas y bomba, y se procedió a sacar tubería, pero como esta estaba conectada a un empaque modelo "D" a 9.332', al tensionarla con 80.000 libras, se quedó en el pozo el niple inferior del "Tubing Locator Seal Assembly"; desde entonces el pozo no ha vuelto a producir.

De análisis de la información existente del pozo y del estado mecánico, se concluyó, que el pozo puede tener un potencial para producir hidrocarburos; sin embargo, la rehabilitación de éste es bastante costoso debido al complicado estado mecánico en que se encuentra, debido a que tiene un niple del 'Locator Tubing Assembly' en el retenedor a 9.332 pies, y tiene las cuñas y la parte inferior de un empaque Guiberson a 4.710', además de tener los intervalos de la formación Barco abiertos.

En este orden de ideas, el pozo Sardinata-18K, no se amerita la intervención del pozo por lo tanto no sería candidato para implementar el sistema de levantamiento VSH2.

3.10 POZO SARDINATA 24K

Pozo ubicado en la estructura sur de Sardinata. Los datos básicos de este pozo se presentan en la tabla 20.

Tabla 20. Datos básicos pozo Sardinata 24K

Pozo Sardinata 24K	
Inicio Perforación	22/Enero/1.957
Completado	9/Abril/1.957

Profundidad total	8647.00 pies
Formaciones productoras	Uribante (Miembro Aguardiente)
Estado del pozo:	Inactivo

En abril de 1957 el pozo fue completado en hueco abierto, formación Uribante, miembro Aguardiente. El pozo fue tasado oficialmente en 54 BOPD, 55.1 API, GOR 15290 PC/BL con un diferencial de presión 1923 psig (Pws: 3320 psig, Pwf: 1397 psig).

Se realizaron las pruebas preliminares y oficiales al pozo (Intervalo 8450-8647-Miembro Aguardiente) obteniéndose una producción de 60 BOPD y 0 BWPD y un GOR de 15.753 PC/BL.

En enero 16 de 1964 se recomienda cerrar el pozo para conservar la disponibilidad de gas, ya que no se requiere producir gas del campo Sardinata.

En enero de 1964 se realizó cierre temporal del pozo por producción antieconómica, con una producción acumulada de 40.205 barriles de petróleo, 948 barriles de agua y 790.488 MPCG en 2343 días. En septiembre de 1964 se puso a producir por un día obteniéndose 22 BOPD, 1 BWPD, 25027 de GOR cerrándose por alto GOR.

En Septiembre y Noviembre de 1968 el pozo se dejó nuevamente en producción, obteniéndose una producción promedia de 4 BPD, 0 BWPD y 23318 PC/BL de GOR.

El día 10 de Octubre de 1973 se realizó el taponamiento y abandono definitivo del pozo. Se colocó tapón de cemento desde 8255 a 8304' (20 sacos de cemento), en la superficie se colocó tapón de cemento de 0-10 pies (3 sacos).

De acuerdo con los análisis realizados el pozo cuenta con muy bajo potencial para producción de hidrocarburos y no es por consiguiente un pozo candidato para reactivación, por lo cual, no es seleccionable para instalar el sistema de levantamiento VSH2 en el campo Sardinata.

3.11 POZO SARDINATA 28K

El pozo Sardinata 28 está localizado en la estructura norte del Campo. Se perforó con el objetivo de probar los miembros Aguardiente y Tibú del Grupo Uribante. La información básica de este pozo se presenta en la tabla 21.

Tabla 21. Datos básicos pozo Sardinata 28K

Pozo Sardinata 28K	
Inicio Perforación	Abril 9/57
Completado	Agosto 23 /57

Profundidad total	9740 pies
Taponado a	5186 pies
Formaciones productoras	Barco y Catatumbo
Estado del pozo:	Inactivo

El estado mecánico del pozo se presenta en el anexo 1.

El pozo se encuentra inactivo y de acuerdo con los análisis de la información geológica, geofísica y de ingeniería realizada, este pozo se podría rehabilitar en la formación Cogollo bajo el siguiente programa de trabajo:

- Tomar un registro de GR espectral para las formaciones Barco, Catatumbo, Mito Juan, La Luna y Cogollo. El GR espectral sería utilizado con tres objetivos:
 - a. Determinar litologías en detalle de las formaciones productivas y zonas bypassadas por presencia de minerales arcillosos.
 - b. Detectar fracturas por cambios súbitos en el registro GR Espectral en el track de uranio y correlacionar con las condiciones del pozo para Cogollo.
 - c. Ver movimiento de fluidos de GR espectral en Uranio más difusos para identificación de movimiento de fluidos en arenas calcáreas, para identificar zonas con producción de agua para Barco, Catatumbo y Mito Juan, debido al movimiento de aguas meteóricas.
- Tomar registro de integridad del pozo GR – CCL- CBL o MIT-RBT.
- Cañonear y estimular con Gas Gun los intervalos de Cogollo escogidos del registro de GR espectral.
- Bajar sistema de levantamiento artificial.

El perfil esperado de producción al realizar estos trabajos se presenta en la tabla 22.

El pozo Sardinata - 28K de acuerdo a su perfil de producción cumpliría con los requerimientos del sistema VSH2, producción por debajo de 500 BFPD, bajo índice de productividad, presión de yacimiento suficiente para permitir la entrada de fluidos al pozo y mantener nivel en el mismo.

Tabla 22. Perfil de producción esperado pozo Sardinata - 28K (Instalación VSH2)⁴⁰

Mes	Qg KPCD	BSW %	Qo BOPD	Qw BWPD
1	264	81,0%	38	162
2	257	81,4%	37,2	162,8
3	251	81,9%	36,2	163,8
4	245	82,4%	35,2	164,8
5	239	82,9%	34,2	165,8
6	234	83,3%	33,4	166,6

⁴⁰ Ecopetrol S.A.; Programa conceptual trabajos pozo Sardinata 28K

7	228	83,7%	32,6	167,4
8	223	84,2%	31,6	168,4
9	217	84,6%	30,8	169,2
10	212	85,0%	30	170
11	207	85,4%	29,2	170,8
12	202	85,8%	28,4	171,6
13	197	86,2%	27,6	172,4
14	193	86,6%	26,8	173,2
15	188	87,0%	26	174
16	183	87,3%	25,4	174,6
17	179	87,7%	24,6	175,4
18	175	88,0%	24	176
19	171	88,3%	23,4	176,6
20	167	88,7%	22,6	177,4
21	163	89,0%	22	178
22	159	89,3%	21,4	178,6
23	155	89,6%	20,8	179,2
24	151	89,9%	20,2	179,8
25	148	90,2%	19,6	180,4
26	144	90,5%	19	181
27	141	90,7%	18,6	181,4
28	137	91,0%	18	182
29	134	91,3%	17,4	182,6
30	131	91,5%	17	183
31	128	91,8%	16,4	183,6
32	125	92,0%	16	184
33	122	92,2%	15,6	184,4
34	119	92,5%	15	185

Fuente: Ecopetrol S.A.

El siguiente es el diseño del sistema de levantamiento VSH2 Pozo Sardinata 28K.

La unidad de superficie recomendada es una unidad de bombeo hidroneumático VSH2 a gas y las siguientes son las condiciones de operación:

Como equipo de fondo, una bomba Mecánica, con accesorios para manejo de gas, y con un fit o ajuste de la bomba de 3 milésimas de pulgada. Para esta tasa la bomba recomendada tiene una descripción 25-175 RHBC-20-4 con Válvula Antibloqueo de gas superior, doble válvula fija y doble válvula viajera en tungsteno el asiento, y bola de titanio combinado con asiento de tungsteno y bola de cerámica. Pistón combinado liso anillado, con el fin de tener un mejor desempeño para el manejo de posibles sólidos o sedimentos de la formación. El diámetro de la bomba propuesta

es de 1.75", la cual permite extraer la tasa de producción deseada a una velocidad de 4.5 SPM sin problemas de cargas estructurales en la Unidad.

Las condiciones de operación de la unidad serían:

- Profundidad de la Bomba: 6500 pies.
- Tubería Anclada: SI.
- Bomba: 25-175 RHBC-20-4-1-1, Barril Steel Cromed Plated, Pistón combinado Liso.
- Anillado, válvulas Tungsteno-Titanio, Tungsteno- Cerámica. accesorios Carbon Steel.
- Varillas API 77, Alta resistencia a la carga.
- Carga Pico Barra Lisa (PPRL) 21447 lbs.
- Consumo de Potencia: 20 HP
- Consumos Eléctrico Diario: 267 KWH/día
- Velocidad: 4.4 SPM
- Recorrido 144".
- Tasa Esperada 200 BFPD.
- Unidad de Superficie: VSH2

En la tabla 23 se presenta la corrida de un diseño para el sistema de levantamiento VSH2 para el pozo Sardinata 28K.

Este pozo es buen candidato desde el punto de vista técnico para instalar el sistema de levantamiento VSH2; sin embargo, se requiere realizar una evaluación financiera para determinar si se pueden implementarla o no. En el capítulo 4 se presenta el análisis financiero.

Tabla 23. Diseño Unidad VSH2 200 BFPD pozo Sardinata-28K⁴¹

⁴¹ Ecopetrol S.A.; Weatherford, corrida diseño unidad VSH2 pozo Sardinata 28K

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 79% Grade: B-)				
Target prod. (bfpd):	200	Fluid level (ft from surface):	6300	Production rate (bfpd):	200	Peak pol. rod load (lbs):	21447	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft over pump):	200	Oil production (BOPD):	2	Min. pol. rod load (lbs):	9674	
Tubing pres. (psi):	150	Stuf. box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	4.4	MPRL/PPRL:	0.451	
Casing pres. (psi):	150	Pol. Rod Diam: 1.5"		System eff. (Motor->Pump):	62%	Unit struct. loading:	54%	
Fluid properties			Motor & power meter	Permissible load HP:	66.7	PRHP / PLHP:	0.18	
Water cut:	99%	Power Meter Detent		Fluid load on pump (lbs):	6585	Buoyant rod weight (lbs):	12633	
Water sp. gravity:	1	Electr. cost: \$08/KWH		PRHP:	11.9	NNo: .117	Fo/SKr: .187	
Oil API gravity:	39.0	Type: NEMA D		Required prime mover size (speed var. not included)				BALANCED
Fluid sp. gravity:	0.9983			NEMA D motor:				20 HP
Pumping Unit: Weatherford VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic Unit				Single/double cyl. engine:				15 HP
Unit size: H-400-150 (unit ID: HWN1)				Multicylinder engine:				20 HP
Crank hole number	N/A	Torque analysis and electricity consumption						BALANCED
Calculated stroke length (in):	150	Peak a'box torq.						N/A
Crank Rotation:	N/A	Gearbox loading:						N/A
Max. CB weight	N/A	Cyclic load factor:						N/A
Adjusted stroke length (in):	150	Counterbalance weight						N/A
Tubing and pump information				Daily electr. use (KWH/day):				267
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tba fr. coeff:	0.500	Monthly electric bill:				\$652
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tba fr. coeff:	0.500	Electr. cost per bbl. fluid:				\$0.107
Pump depth (ft):	6500	Tub. snch. depth (ft):	6500	Electr. cost per bbl. oil:				\$10.665
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Tubing, pump end plunger calculations				
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	95%	Tubing stretch (ins):				.0
Plunger size (ins):	1.75	Pump friction (lbs):	200.0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):				0.0
Rod string design				Minimum pump length (ft):				21.0
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Recommended plunger length (ft):				5.0
0.875	WFT HD	6500	140000	Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
				57%	36091	16846	-333	API MG T/2.8

Fuente: Ecopetrol S.A. - Weatherford

3.12 POZO SARDINATA - 29K

El pozo Sardinata 29K está ubicado en el bloque hundido de la falla inversa que corta el flanco sudoeste del domo sur del campo. La información básica de este pozo se presenta en la tabla 24.

Tabla 24. Datos básicos pozo Sardinata 29K

Pozo Sardinata 29K	
Inicio Perforación	11/Agosto/1.957
Completado	9/Enero/1.958
Profundidad total	8.710 pies
Taponado a	8.861 pies
Formaciones productoras	Productor de Uribante, miembro Aguardiente
Estado del pozo:	Inactivo

El estado mecánico del pozo Sardinata 29K se muestra en el anexo 1.

El pozo Sardinata 29K fue completado en el Miembro Aguardiente de la Formación Uribante, el pozo inició con una producción de 184 barriles de aceite por día (48,4 °API, RGA 11.882 PC/BL, 1 % BS&W, TP 2.000 psig, CP 2.350 psig, choke 1/4"), pozo continuo produciendo con una declinación normal hasta julio de 1.980 (en

prueba del 31 de julio el pozo produjo 7 BOPD y 65 KPCD, sin agua), siendo cerrado en septiembre del mismo año por no fluir.

Se realizaron varios tratamientos de estimulación y los resultados obtenidos fueron los mismos: el pozo no tomó ni aportó fluidos, desde entonces el pozo permanece cerrado. El último mes en que el pozo fue reportado con producción (forma F9-CR) fue septiembre de 1.980, y sus acumulados de producción (formación Uribante, miembro Aguardiente) son 370.822 barriles de aceite, 69.762 barriles de agua, y 7'812.050 KPC de gas. El miembro Aguardiente de la Formación Uribante presentó un daño severo y por lo tanto este miembro no es de interés.

Sin embargo, de acuerdo a la información revisada de este pozo junto con la obtenida de otros pozos perforados recientemente como el Sardinata - 37K y el Sardinata - 36K, se encuentra que existen buenas posibilidades para reactivar este pozo y completarlo en la Formación Cogollo. Los trabajos a realizar consistirían en:

- Tomar un registro de GR espectral para las formaciones Barco, Catatumbo, Mito Juan, La Luna y Cogollo. El GR espectral sería utilizado con tres objetivos:
 - a. Determinar litologías en detalle de las formaciones productivas y zonas bypaseadas por presencia de minerales arcillosos.
 - b. Detectar fracturas por cambios súbitos en el registro GR Espectral en el track de uranio y correlacionar con las condiciones del pozo para Cogollo, Aguardiente y La Luna.
 - c. Ver movimiento de fluidos de GR espectral en Uranio más difusos para identificación de movimiento de fluidos en formaciones areniscas, para identificar zonas con producción de agua para Barco, Catatumbo y Mito Juan, debido al movimiento de aguas meteóricas.
- Tomar registro de integridad del pozo GR – CCL- CBL o MIT-RBT si está disponible.
- Una vez tomado e interpretado el registro de GR espectral cañonear los intervalos seleccionados en Cogollo y posteriormente estimular con Gas Gun (con estimulación química).
- Probar pozo mediante estimulación mecánica y dependiendo de resultados instalar un sistema de levantamiento artificial como el VSH2.

Los perfiles de producción esperados para este pozo se presentan en la tabla 25.

Tabla 25. Perfiles producción esperados pozo Sardinata 29K⁴²

Mes	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (KPCD)
-----	---------------	-------------	------------

⁴² Ecopetrol S.A.; Programa conceptual trabajos pozo Sardinata 29K

1	6	28	254
2	6	28	242
3	6	29	236
4	6	29	230
5	5	29	225
6	5	29	220
7	5	29	214
8	5	29	209
9	5	29	204
10	5	30	199
11	5	30	195
12	4	30	190
13	4	30	185
14	4	30	181
15	4	30	177
16	4	30	172
17	4	31	168
18	4	31	164
19	4	31	160
20	4	31	157
21	3	31	153
22	3	31	149
23	3	32	146
24	3	32	142
25	3	32	139
26	3	32	135
27	3	32	132
28	3	32	129
29	3	33	126
30	3	33	123
31	3	33	120
32	3	33	117
33	3	33	114

Fuente: Ecopetrol S.A.

El diseño de la Unidad VSH2 Pozo Sardinata - 29K incluye como equipo de fondo, una bomba mecánica, con accesorios para manejo de gas, y con un fit o ajuste de la bomba de 3 milésimas de pulgada. Para esta tasa la bomba recomendada tiene una descripción 25-175 RHBC-20-4 con Válvula Antibloqueo de gas superior, doble válvula fija y doble válvula viajera en tungsteno el asiento, y bola de titanio combinado con asiento de tungsteno y bola de cerámica. Pistón combinado liso anillado, con el fin de tener un mejor desempeño para el manejo de posibles sólidos

o sedimentos de la formación. El diámetro de la bomba propuesta es de .75", la cual permite extraer la tasa de producción deseada a una velocidad de 0.8 SPM sin problemas de cargas estructurales en la Unidad. Se puede tener una producción de líquido de 200 Barriles con una velocidad de 4.5 SPM.

La unidad de superficie recomendada es una unidad de bombeo hidroneumático VSH2 a gas.

Las condiciones de operación de la unidad serían:

- Profundidad de la Bomba: 6500 pies.
- Tubería Anclada: SI.
- Bomba: 25-175 RHBC-20-4-1-1, Barril Steel Cromed Plated, Pistón combinado Liso.
- Anillado, válvulas Tungsteno-Titanio, Tungsteno- Cerámica. accesorios Carbon Steel.
- Varillas API 77, Alta resistencia a la carga.
- Carga Pico Barra Lisa (PPRL) 21447 lbs.
- Consumo de Potencia: 20 HP
- Consumos Eléctrico Diario: 267 KWH/día
- Velocidad: 4.4 SPM
- Recorrido 144".
- Tasa Esperada 200 BFPD.
- Unidad de Superficie: VSH2

En la tabla 26 se presenta la corrida para el sistema de levantamiento VSH2 para el pozo Sardinata 29K.

El pozo Sardinata 29K cumple con condiciones técnicas para la implantación del sistema VSH2; sin embargo, se debe realizar el análisis financiero para determinar finalmente si se puede implementar o no en este pozo. El análisis se presenta en el Capítulo 4.

Tabla 26. Condiciones de Operación Sistema VSH2 pozo Sardinata 29K⁴³

⁴³ Ecopetrol S.A.; Weatherford- Corrida diseño unidad vsh2 pozo Sardinata 29K.

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	.8	Fluid level		Production rate (bfpd):	32	Peak pol. rod load (lbs):	21512	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	6300	Oil production (BOPD):	0	Min. pol. rod load (lbs):	11624	
Tubing pres. (psi):	150	(ft over pump):	200	Strokes per minute:	.8	MPRL/PPRL	0.54	
Casing pres. (psi):	150	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	51%	Unit struct. loading:	5.4%	
		Pol. Rod Diam: 1.5"		Permissible load HP:	12.1	PRHP / PLHP	0.17	
Fluid properties			Motor & power meter	Fluid load on num. (lbs):	8600	Buoyant rod weight (lbs):	12647	
Water cut:	99%	Power Meter:	Detent	Polished rod HP:	2	N/No: .021 , Fo/SKr: .244		
Water sp. gravity:	1	Electr. cost:	\$.06/KWH	Required prime mover size				
Oil API gravity:	38.0	Type:	NEMA D	(speed var. not included)				
Fluid sp. gravity:	0.9983			BALANCED				
Pumping Unit: Weatherford VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic Unit				NEMA D motor:				5 HP
Unit size: H-400-150 (unit ID: HWN1)				Single/double cyl. engine:				3 HP
Crank hole number	N/A			Multicylinder engine:				5 HP
Calculated stroke length (in):	150			Torque analysis and electricity consumption				BALANCED
Crank Rotation:	N/A			Peak g'box torq.				N/A
Max. CB weight	N/A			Gearbox loading:				N/A
Adjusted stroke length (in):	150			Cyclic load factor:				N/A
Tubing and pump information				Counterbalance weight				N/A
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	1.950	Daily electr.use (KWH/day):				52
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	1.950	Monthly electric bill:				\$95
Pump depth (ft):	6500	Tubing is not anchored		Electr.cost per bbl. fluid:				\$0.098
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Electr.cost per bbl. oil:				\$9.763
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	85%	Tubing, pump and plunger calculations				
Plunger size (ins)	2	Pump friction (lbs):	200.0	Tubing stretch (ins):				12.1
Rod string design				Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):				3.8
Diameter (inches)	0.875	Rod Grade	WFT T86/XD	Gross pump stroke (ins):				113.0
Length (ft)	6500	Min. Tensile Strength (psi)	140000	Pump spacing (in. from bottom):				19.5
				Minimum pump length (ft):				21.0
				Recommended plunger length (ft):				5.0
				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
				51%	36199	20087	-333	API MG T2.8
NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.								

Fuente: Ecopetrol S.A. - Weatherford

3.13 POZO SARDINATA -32K

La información básica de este pozo se presenta en la tabla 27.

El estado mecánico de este pozo se presenta en el anexo 1.

El pozo fue completado en Enero de 1979 en los miembros Mercedes, Aguardiente y Tibú de la Formación Uribante, dando en 24 horas: 34 barriles de petróleo de 40 API y 0 barriles agua.

Tabla 27. Datos básicos pozo Sardinata 32K

Pozo Sardinata 32K	
Inicio Perforación	6/Julio/1.978

Completado	12/Enero/1.979
Profundidad total	9.650 pies
Taponado a	9,627 pies
Formaciones productoras	Aguardiente, Mercedes, Tibú, Cogollo
Estado del pozo:	Activo

Del 19 de enero al 13 de marzo de 2009, se realizó trabajo de Workover consistente en cañonear el intervalo de 7303 a 7316 pies de la Formación Cogollo, sin manifestación alguna del pozo: se realizó estimulación mecánica al mencionado intervalo, recuperándose un volumen de 66.72 barriles, con un corte de agua del 90 % y alta presencia de gas (no se pudo medir la producción de gas).

En Septiembre de 2012 se realizó trabajo de workover consistente en cañonear los intervalos 8156-8184 pies; 8190-8207 pies; 8241-8252 pies; 8258-8267 pies; 8349-8367 pies; 8371-8381 pies; 8427-8439 pies; 8453-8484 pies; 8495-8526 pies; 8586-8610 pies y 8652-8664 pies de las formaciones Aguardiente y Mercedes y se completó pozo con sistema de levantamiento artificial Plunger Lift.

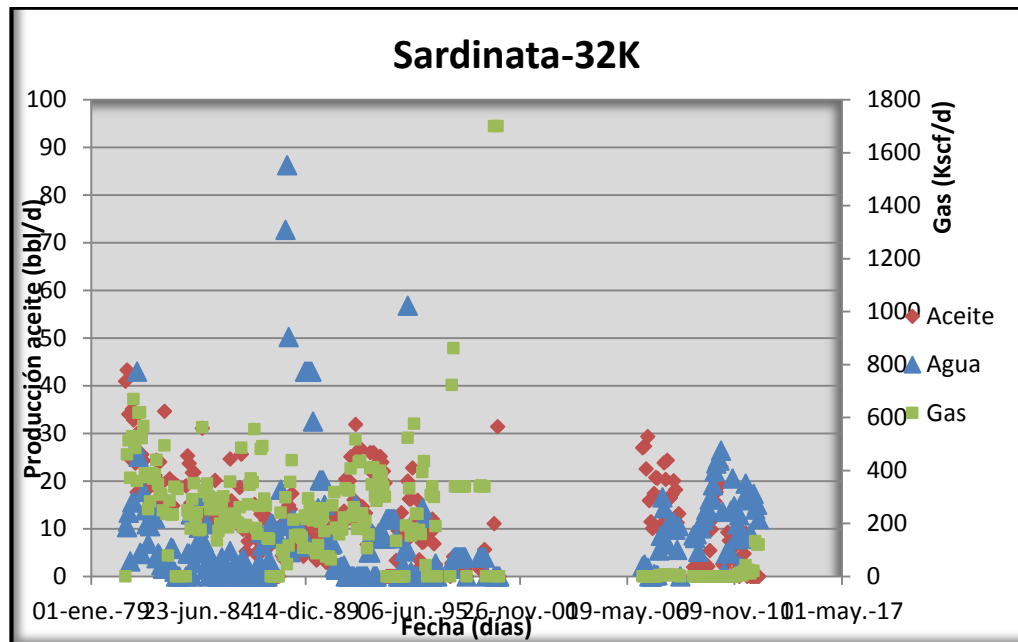
En la figura 24 se observa una gráfica de producción de aceite, gas y agua contra tiempo, desde el año 1980 hasta enero de 2013, dando así el historial de producción. En esta figura se puede apreciar como la curva de producción de aceite (Color rojo) alcanza su valor máximo en noviembre de 1980 con una producción de 43 BOPD, después de algunos años de producción comienza su declinación natural. La producción de gas aumenta teniendo su máximo pico en el año 1995 aproximadamente con 523 KPCD, la cual decrece naturalmente como se observa en la curva de color verde. Antes de la instalación del sistema Plunger Lift (PL), la producción de gas oscilaba entre 20 y 40 KPCD, producción que se mantuvo después de la instalación del sistema.

En la figura 25 se muestra una gráfica de pruebas de producción de mayo de 2011 a febrero de 2013, en la cual se puede observar el comportamiento de la producción de aceite, gas y agua antes y después de la instalación del sistema Plunger Lift.

Como se observa en la figura 25 la producción de aceite se mantiene antes y después de la instalación del sistema Plunger Lift, mientras que la curva de producción de agua (color azul) muestra como la curva tiene una tendencia ascendente después de septiembre de 2012, fecha de la última intervención al pozo; esto se debe a que el sistema Plunger Lift quedó funcionando en condiciones normales, arrastrando el líquido producido.

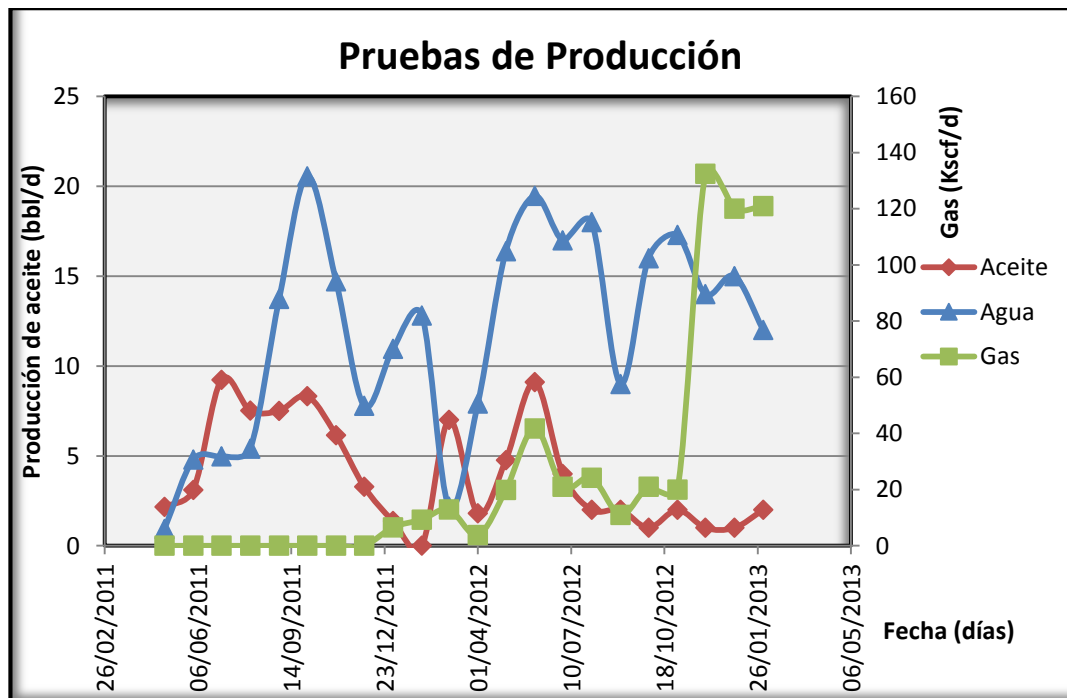
Figura 24. Historial de producción Sardinata-32K⁴⁴

^{44, 42} Ecopetrol S.A., reportes de producción pozo Sardinata 32K.



Fuente: Ecopetrol S.A.

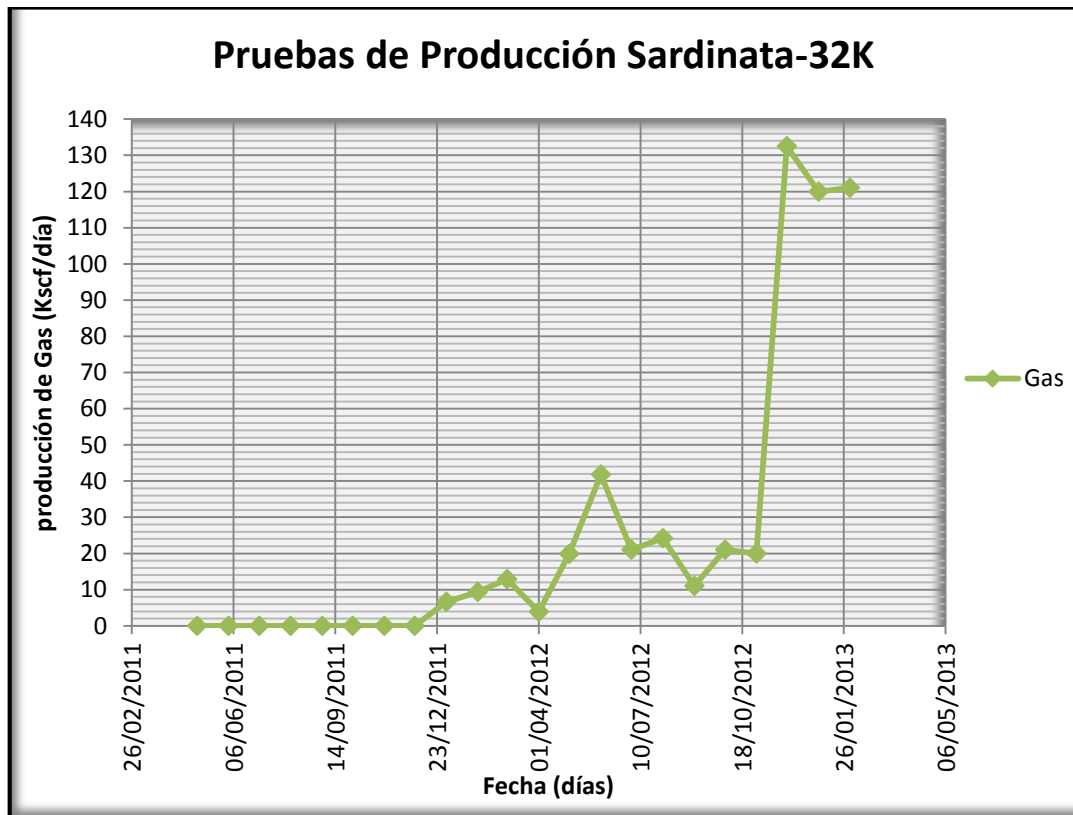
Figura 25. Pruebas de producción aceite, gas y agua. Pozo Sardinata 32K⁴⁵



Fuente: Ecopetrol S.A.

El comportamiento de gas se muestra en la figura 26 donde se evidencia el aumento en la producción de este hidrocarburo después de la instalación del sistema PL aumentando la producción.

Figura 26. Pruebas de producción de gas, pozo SS-32K⁴⁶



Fuente: Ecopetrol S.A.

En la figura anterior se observa como en el mes de noviembre de 2012 la producción de gas aumenta considerablemente, la cual para esa fecha fue aproximadamente de 120 KPCD.

Después de la instalación del Plunger Lift se evidenció el aumento de la producción de gas; sin embargo, para las condiciones de operación de la planta de gas de Sardinata, esta producción intermitente no era deseable, considerando que la producción venía en periodos de 12 horas y afectaba la operación de la planta de gas tanto por exceso como por defecto. Se requiere una producción en forma continua.

⁴⁶ Ecopetrol S.A., reportes de producción pozo Sardinata 32K.

En consideración a lo anterior se requiere un sistema de levantamiento artificial que permita la producción en forma continua, como es el caso de la unidad VSH2, que levante la columna de líquido producido y se pueda producir el gas.

El pozo Sardinata - 32K de acuerdo con su estado mecánico y potencial cumple con las condiciones requeridas para la instalación de un sistema de levantamiento artificial VSH2.

El potencial esperado del pozo Sardinata 32K se presenta en la tabla 28.

El diseño del sistema VSH 2 para el pozo Sardinata 32K incluye como equipo de fondo, una bomba mecánica, con accesorios para manejo de gas, y con un fit o ajuste de la bomba de 3 milésimas de pulgada. Para esta tasa la bomba recomendada tiene una descripción 25-175 RHBC-20-4 con Válvula Antibloqueo de gas superior, doble válvula fija y doble válvula viajera en tungsteno el asiento, y bola de titanio combinado con asiento de tungsteno y bola de cerámica. Pistón combinado liso anillado, con el fin de tener un mejor desempeño para el manejo de posibles sólidos o sedimentos de la formación. El diámetro de la bomba propuesta es de 1.75", la cual nos permite extraer la tasa de producción deseada a una velocidad de 4.5 SPM sin problemas de cargas estructurales en la Unidad.

Los parámetros de operación son:

- Profundidad de la Bomba: 6500 pies.
- Tubería Anclada: SI.
- Bomba: 25-175 RHBC-20-4-1-1, Barril Steel Cromed Plated, Pistón combinado Liso. Anillado, válvulas Tungsteno-Titanio, Tungsteno- Cerámica. Accesorios Carbon Steel.
- Varillas API 77, Alta resistencia a la carga.
- Carga Pico Barra Lisa (PPRL) 21572 lbs.
- Consumo de Potencia: 20 HP
- Consumos Eléctrico Diario: 267 KWH/día
- Velocidad: 4.4 SPM
- Recorrido 144".
- Tasa Esperada 200 BFPD.
- Unidad de Superficie: VSH2

En las tablas 29 y 31 se presentan corridas para tasas de 40 y 200 barriles de líquido respectivamente.

El pozo Sardinata-32K es técnicamente recomendable para instalar sistema de levantamiento VSH2.

Tabla 28. Perfiles producción pozo Sardinata 32K⁴⁷

Mes	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (KPCD)
1	4	46	426
2	4	46	411
3	4	46	397
4	4	46	384
5	4	46	371
6	3	46	360
7	3	46	348
8	3	46	337
9	3	46	327
10	3	46	317
11	3	46	308
12	3	46	299
13	3	46	290
14	3	46	282
15	3	46	274
16	3	46	266
17	3	46	259
18	2	45	252
19	2	45	245
20	2	45	239
21	2	45	232
22	2	45	226
23	2	45	221
24	2	45	215
25	2	45	210
26	2	45	205
27	2	45	200
28	2	45	195
29	2	45	190
30	2	46	186
31	2	46	181
32	1	46	177
33	1	46	173
34	1	46	169

Fuente: Ecopetrol S.A.

⁴⁷ Ecopetrol S.A., Programa conceptual trabajos de reacondicionamiento pozo Sardinata 32K

Tabla 29. Diseño Unidad VSH2 para 40 BFPD - Pozo Sardinata 32K⁴⁸

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS (TOTAL SCORE: 79% Grade: B-)				
Target prod. (bfpd):	200	Fluid level (ft from surface):	6300	Production rate (bfpd):	200	Peak pol. rod load (lbs):	21572	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft over pump):	200	Oil production (BOPD):	2	Min. pol. rod load (lbs):	9797	
Tubing pres. (psi):	80	Stuf. box fr. (lbs):	100	Strokes per minute:	4.4	MPRL/PPRL:	0.454	
Casing pres. (psi):	80	Pol. Rod Diam: 1.5"		System eff. (Motor->Pump):	62%	Unit struct. loading:	54%	
Fluid properties				Permissible load HP:	66.7	PRHP / PLHP:	0.18	
Motor & power meter				Fluid load on pump (lbs):	6586	Buoyant rod weight (lbs):	12633	
Water cut:	99%	Power Meter Detent		PRHP:	11.9	N/No: .117	Fo/SKr: .187	
Water sp. gravity:	1	Electr. cost: \$08/KWH		Required prime mover size (speed var. not included)				
Oil API gravity:	40.0	Type: NEMA D		BALANCED				
Fluid sp. gravity:	0.9983			NEMA D motor:				
Pumping Unit: Weatherford VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic Unit				Single/double cyl. engine: 20 HP				
Unit size: H-400-150 (unit ID: HWN1)				Multicylinder engine: 15 HP				
Crank hole number	N/A			20 HP				
Calculated stroke length (in):	150			Torque analysis and electricity consumption				
Crank Rotation:	N/A			BALANCED				
Max. CB weight	N/A			Peak q'box torq. N/A				
Adjusted stroke length (in):	150			Gearbox loading: N/A				
Tubing and pump information				Cyclic load factor: N/A				
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tba fr. coeff:	0.500	Counterbalance weight: N/A				
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tba fr. coeff:	0.500	Daily electr. use (KWH/day): 267				
Pump depth (ft):	6500	Tub. anch. depth (ft):	6500	Monthly electric bill: \$652				
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Electr. cost per bbl. fluid: \$0.107				
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	95%	Electr. cost per bbl. oil: \$10.666				
Plunger size (ins):	1.75	Pump friction (lbs):	200.0	Tubing, pump and plunger calculations				
Rod string design				Tubing stretch (ins): 0				
Diameter (inches)	0.875	Rod Grade	WFT HD	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 0.0				
Length (ft)	6500	Min. Tensile Strength (psi)	140000	Gross pump stroke (ins): 134.3				
				Pump spacing (in. from bottom): 19.5				
				Minimum pump length (ft): 21.0				
				Recommended plunger length (ft): 5.0				
				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
				57%	36023	16775	-333	API MG T12.8

Fuente: Ecopetrol S.A. - Weatherford

3.14 POZO SARDINATA 33K

Pozo Ubicado en el Domo Sur del Campo Sardinata. La información básica de este pozo se presenta en la tabla 30.

Tabla 30. Datos básicos pozo Sardinata 33K

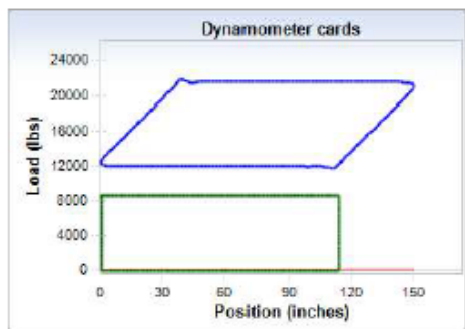
Pozo Sardinata 33K	
Inicio Perforación	27/Enero/2007
Completado	12/Enero/1.979
Profundidad total	9.650 pies
Taponado a	9,627 pies
Formaciones productoras	Aguardiente, Mercedes, Tibú
Estado del pozo:	Activo

Este pozo se encuentra produciendo con sistema de levantamiento VSH2 y los resultados se presentaron en el Capítulo 2 de esta monografía.

⁴⁸ Ecopetrol S.A.; Weatherford; Corrida diseño unidad VSH2 pozo Sardinata – 32K

Tabla 31.- Diseño Unidad VSH2 para 200 BFPD pozo Sardinata - 32K⁴⁹

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	.8	Fluid level		Production rate (bfpd):	40	Peak pol. rod load (lbs):	21774	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	6300	Oil production (BOPD):	0	Min. pol. rod load (lbs):	11672	
Tubing pres. (psi):	80	(ft over pump):	200	Strokes per minute:	.8	MPRL/PPRL	0.536	
Casing pres. (psi):	80	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor→Pump):	60%	Unit struct. loading:	54%	
		Pol. Rod Diam: 1.5"		Permissible load HP:	12.1	PRHP / PLHP	0.18	
Fluid properties		Motor & power meter		Fluid load on pump (lbs):	2609	Buoyant rod weight (lbs):	12647	
Water cut:	99%	Power Meter Detent		Polished rod HP:	2.2	N/No: .021 , Fo/SKr: .244		
Water sp. gravity:	1	Electr. cost: \$.08/KWH		Required prime mover size				
Oil API gravity:	40.0	Type: NEMA D		(speed var. not included)	BALANCED			
Fluid sp. gravity:	0.9983			NEMA D motor:	5 HP			
Pumping Unit: Weatherford VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic Unit				Single/double cyl. engine:	5 HP			
Unit size: H-400-150 (unit ID: HWN1)				Multicylinder engine:	5 HP			
Crank hole number	N/A			Torque analysis and electricity consumption				
Calculated stroke length (in):	150			BALANCED				
Crank Rotation:	N/A			Peak q'box torq:	N/A			
Max. CB weight	N/A			Gearbox loading:	N/A			
Adjusted stroke length (in):	150			Cyclic load factor:	N/A			
Tubing and pump information				Counterbalance weight	N/A			
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	1.950	Daily electr. use (KWH/day):	56			
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	1.950	Monthly electric bill:	\$136			
Pump depth (ft):	6500	Tub. anch. depth (ft):	6500	Electr. cost per bbl. fluid:	\$0.111			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Electr. cost per bbl. oil:	\$11.059			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	95%	Tubing, pump and plunger calculations				
Plunger size (ins)	2	Pump friction (lbs):	200.0	Tubing stretch (ins):	.0			
Rod string design				Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0			
Diameter (inches)	0.875	Rod Grade	WFT T86XD	Gross pump stroke (ins):	113.9			
Length (ft)	6500	Min. Tensile Strength (psi)	140000	Pump spacing (in. from bottom):	19.5			
NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.				Minimum pump length (ft):	21.0			
				Recommended plunger length (ft):	5.0			
				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
				52%	36360	19892	-333	API MG T12.8



Fuente: Ecopetrol S.A. - Weatherford

3.15 POZO SARDINATA - 36K

Pozo Ubicado en el Domo Sur del Campo Sardinata. Los datos básicos de este pozo se presentan en la tabla 32.

⁴⁹ Ecopetrol S.A.; Weatherford; Corrida diseño unidad VSH2 pozo Sardinata – 32K

Tabla 32. Datos básicos pozo Sardinata 36K

Pozo Sardinata 33K	
Inicio Perforación	27/Enero/2007
Completado	20/Noviembre/2009
Profundidad total	9.297 pies
Taponado a	7,923 pies
Formaciones productoras	La Luna y Cogollo
Estado del pozo:	Activo

El estado mecánico del pozo Sardinata 36K se presenta en el anexo 1.

El completamiento inicial del pozo se realizó el día 20 de noviembre de 2009. Se probó mediante estimulación mecánica los intervalos en hueco abierto de los miembros Aguardiente y Mercedes (8207'-9297') de la formación Uribante sin resultados positivos (producción de gas 17KPCD).

El 17 de julio de 2011 se bajó y sentó permanent bridge plug a 7700 pies y se cañonearon los intervalos 7169-7179 pies, 7189-7194 pies, 7200-7207 pies, 7225-7230 pies, 7247-7267 pies y 7287-7267 pies con cañones de 4-1/2" OD a 5 TPP. Realizó operación de estimulación mecánica recuperando 44 barriles de fluido de control de 9,4 LPG y pequeños baches de gas. El pozo se quedó seco y dejó cerrado.

En Octubre de 2011 se realizó estimulación química, se bombearon a la Formación La Luna cuatro trenes de fluidos:

- 10 barriles de Fe Acid 15%, 15 barriles de CSA, 11 barriles de NVSO y 11 barriles de Guidon AGS.
- 10 barriles de Fe Acid 15%, 15 barriles de CSA, 11 barriles de NVSO y 11 barriles de Guidon AGS.
- 25 barriles de Fe Acid 15%, 30 barriles de CSA, 10 barriles de NVSO y 10 barriles de Guidon AGS.
- 25 barriles de Fe Acid 15%, 30 barriles de CSA.

Se realizó estimulación mecánica sin resultados positivos.

En junio de 2012 se cañoneó el intervalo 7335-7362 pies sin resultados positivos (agua de formación) y aporte de gas, debido a la producción de agua el gas no puede fluir de manera natural.

Se requiere instalar un sistema de levantamiento artificial de tal forma que se realice dewatering y poder producir el gas presente, pozo candidato para instalar sistema VSH2.

Los pronósticos de producción para este pozo se presentan en la tabla 33.

Tabla 33. Perfil de producción esperado pozo Sardinata 36K⁵⁰.

Mes	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (KPCD)
1	2	34	150
2	2	33	139
3	2	33	129
4	2	32	119
5	2	31	110
6	2	31	102
7	2	30	94
8	2	29	87
9	2	29	81
10	2	28	75
11	2	28	69
12	2	27	64
13	2	27	59
14	2	26	55
15	2	25	51
16	2	25	47
17	2	25	44
18	2	24	40
19	2	24	37
20	2	23	35
21	2	23	32
22	2	22	30
23	2	22	27
24	1	21	25
25	1	21	24
26	1	21	22
27	1	20	20
28	1	20	19
29	1	20	17
30	1	19	16
31	1	19	15
32	1	18	14
33	1	18	13
34	1	18	12

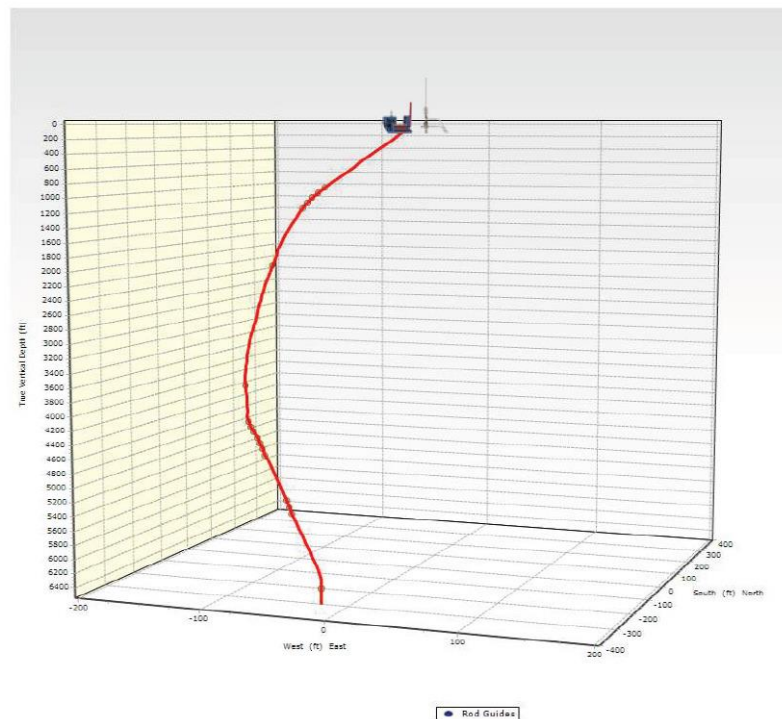
Fuente: Ecopetrol S.A.

⁵⁰ Ecopetrol S.A., Programa Conceptual trabajos de reacondicionamiento Pozo Sardinata 36K.

El diseño del sistema VSH2 para el pozo Sardinata 36K plantea como equipo de fondo, una bomba mecánica, con accesorios para manejo de gas y con un fit o ajuste de la bomba de 3 milésimas de pulgada. Para esta tasa la bomba recomendada tiene una descripción 25-175 RHBC-20-4 con Válvula Antibloqueo de gas superior, doble válvula fija y doble válvula viajera en tungsteno el asiento, y bola de titanio combinado con asiento de tungsteno y bola de cerámica. Pistón combinado liso anillado, con el fin de tener un mejor desempeño para el manejo de posibles sólidos o sedimentos de la formación. El diámetro de la bomba propuesta es de 1.75”, la cual nos permite extraer la tasa de producción deseada a una velocidad de 4.5 SPM sin problemas de cargas estructurales en la Unidad.

El survey del pozo muestra algunos puntos con cargas laterales que merecen especial atención, por lo cual se recomienda centralizar para estos puntos, en los tramos 4450-4575 pies, en donde se tienen cargas mayores a 70 libras fuerza. A continuación se indica un plano 3D de pozo (Figura 27),

Figura 27. Survey Pozo Sardinata-36K. Vista 3D.⁵¹



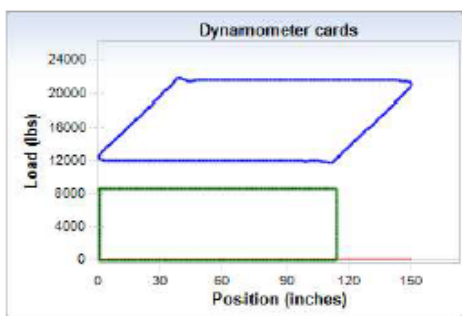
Fuente: Ecopetrol S.A.

La unidad de superficie recomendada es una unidad de bombeo hidroneumático VSH2 a gas.

⁵¹ Ecopetrol S.A., Registro Desviación Pozo Sardinata 36K, 2009.

Tabla 35. Corrida VSH2 para manejo de 40 BFPD pozo Sardinata 36K.⁵³

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	.8	Fluid level		Production rate (bfpd):	40	Peak pol. rod load (lbs):	21774	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	6300	Oil production (BOPD):	0	Min. pol. rod load (lbs):	11672	
Tubing pres. (psi):	80	(ft over pump):	200	Strokes per minute:	.8	MPRL/PPRL	0.536	
Casing pres. (psi):	80	Stuf. box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor→Pump):	60%	Unit struct. loading:	54%	
		Pol. Rod Diam: 1.5"		Permissible load HP:	12.1	PRHP / PLHP	0.18	
Fluid properties			Motor & power meter	Fluid load on num. (lbs):	8600	Buoyant rod weight (lbs):	12647	
Water cut:	99%	Power Meter Defect		Polished rod HP:	2.2	N/No: .021 , Fo/SKr: .244		
Water sp. gravity:	1	Electr. cost: \$.08/KWH		Required prime mover size				
Oil API gravity:	40.0	Type: NEMA D		(speed var. not included)				
Fluid sp. gravity:	0.9983			BALANCED				
Pumping Unit: Weatherford VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic Unit				NEMA D motor:	5 HP			
Unit size: H-400-150 (unit ID: HWN1)				Single/double cyl. engine:	5 HP			
Crank hole number	N/A			Multicylinder engine:	5 HP			
Calculated stroke length (in):	150			Torque analysis and electricity consumption				
Crank Rotation:	N/A			BALANCED				
Max. CB weight	N/A			Peak g'box torq.	N/A			
Adjusted stroke length (in):	150			Gearbox loading:	N/A			
Tubing and pump information				Cyclic load factor:	N/A			
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	1.950	Counterbalance weight	N/A			
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	1.950	Daily electr. use (KWH/day):	56			
Pump depth (ft):	6500	Tub. anch. depth (ft):	6500	Monthly electric bill:	\$136			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Electr. cost per bbl. fluid:	\$0.111			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	95%	Electr. cost per bbl. oil:	\$11.059			
Plunger size (ins)	2	Pump friction (lbs):	200.0	Tubing, pump and plunger calculations				
Rod string design				Tubing stretch (ins):	.0			
Diameter (inches)	0.875	Rod Grade	WFT T66/XD	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0			
Length (ft)	6500	Min. Tensile Strength (psi)	140000	Gross pump stroke (ins):	113.9			
				Pump spacing (in. from bottom):	19.5			
				Minimum pump length (ft):	21.0			
				Recommended plunger length (ft):	5.0			
				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
				52%	36360	19892	-333	API MG T/2.8
NOTE: Stress calculations do not include buoyancy effects.								



Fuente: Ecopetrol S.A. - Weatherford

3.16 POZO SARDINATA-37K

La perforación del pozo Sardinata-37 terminó el 2 de Octubre de 2009, llegando a una profundidad de 9773 pies (MD). El completamiento actual incluye un revestimiento de 7" sentado a 8303 pies, 15 pies por encima del tope de la formación Aguardiente y un liner colgado a 8018 pies (MD) hasta TD, teniéndose las Formaciones Aguardiente, Mercedes y Tibú en esta última sección.

⁵³ Ecopetrol S.A.; Weatherford; Corrida diseño Unidad VSH2 pozo Sardinata – 36K

Este pozo se perforó con el objetivo de recuperar condensados y gas de las formaciones Aguardiente y Mercedes, con objetivos secundarios Tibú, Cogollo y La Luna, para suplir la demanda de gas a la ciudad de Cúcuta.

Con miras a determinar el potencial de este pozo se han realizado los siguientes trabajos:

- Formación Tibú: Se cañearon y acidificaron los intervalos 8394-9448 y 9475-9500. No hubo aporte de fluidos.
- Formaciones Mercedes y Aguardiente: Se cañearon con casing gun de 3 3/8" a 6 TPP los intervalos de la Formación Mercedes 8920-8934 pies; 8907-8920 pies y de la Formación Aguardiente los intervalos 8790-8804 pies; 8780-8770 pies; 8681-8667 pies; 8654-8667 pies; 8649-8629 pies, se realizó fracturamiento hidráulico en tres etapas, bajó sarta de producción en flujo natural y realizó trabajos de estimulación mecánica, la prueba oficial a separador dio 17,2 KPCD.
- Formación Cogollo: bajó y sentó empaque PBP E-Z 7615', Cañoneó intervalo 7393-7416 pies. Realizó estimulación química (ácido). Inició operación de estimulación mecánica, recuperándose 375.5 barriles de fluido de control. Se bajó sarta de producción para bombeo mecánico.

El pozo se completó con bombeo mecánico convencional y los resultados se presentan en la tabla 36.

El estado mecánico del pozo se muestra en el anexo 1.

El comportamiento del pozo Sardinata - 37K con sistema de levantamiento artificial con bombeo mecánico convencional en bombeo mecánico no fue el mejor, como se puede observar en la Figura 28, producción por debajo de la esperada, debido a continuos problemas por bloqueo por gas, desbalance de la unidad y bajos niveles, por lo que se tenía que temporizar. Igualmente, se presentó alto consumo de energía, principalmente por el desbalanceo que se presentó.

En el anexo 2 se presentan dinagramas y sonolog tomados en el pozo Sardinata 37K con bombeo mecánico convencional (Lufkin C912D-305-192).

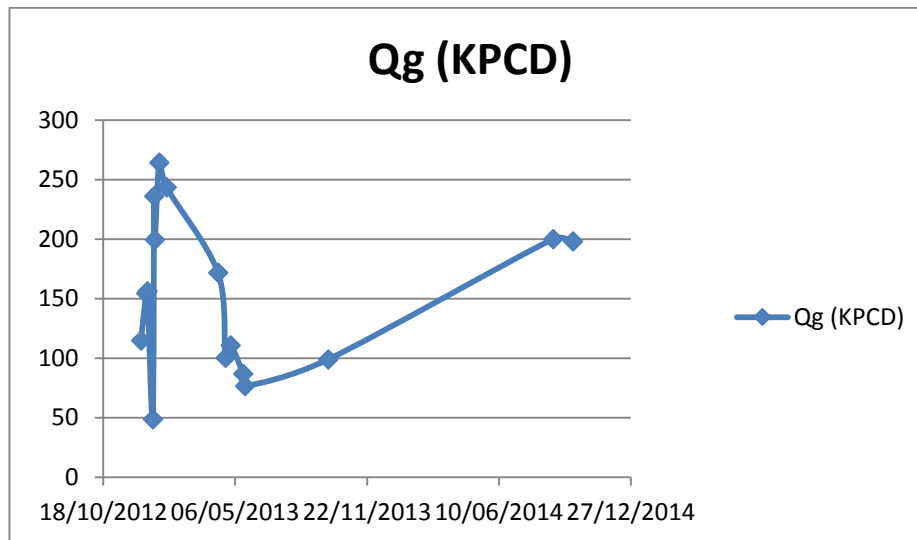
Tabla 36. Resultados de Producción Pozo Sardinata 37K con bombeo mecánico convencional.⁵⁴

^{54, 52}Ecopetrol S.A., Pruebas de Producción Pozo Sardinata 37K.

Fecha	Qg (KPCD)	SLA
14/12/2012	115	BM
22/12/2012	154	BM
24/12/2012	156	BM
01/01/2013	49	BM
03/01/2013	236	BM
04/01/2013	199	BM
11/01/2013	264	BM
22/01/2013	243	BM
10/04/2013	172	BM
21/04/2013	100	BM
29/04/2013	111	BM
18/05/2013	87	BM
21/05/2013	77	BM
24/09/2013	99	BM
31/08/2014	200	BM
30/09/2014	198	BM

Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 28. Resultados de Producción Pozo Sardinata - 37K con bombeo mecánico convencional.⁵⁵



Fuente: Ecopetrol S.A.

En consideración a lo anterior el pozo es candidato desde el punto de vista técnico para la instalación del sistema de levantamiento artificial bombeo mecánico tipo VSH2, considerando el bajo potencial, se puede producir a muy bajas tasas con alto

recorrido y bajos SPM, lo cual soluciona en parte el problema de la presencia del gas.

El perfil de producción para el pozo Sardinata - 37K se presenta en la tabla 37.

El diseño del Sistema VSH2 Pozo Sardinata 37K incluye en superficie una unidad de bombeo hidroneumático VSH2 a gas.

Los parámetros de operación son:

- Profundidad de la Bomba: 6500 pies.
- Tubería Anclada: SI.
- Varillas API 77, Alta resistencia a la carga.
- Bomba: 25-175 RHBC-20-4-1-1, Barril Steel Cromed Plated, Pistón combinado Liso. Anillado, válvulas Tungsteno-Titanio, Tungsteno- Cerámica. accesorios Carbon Steel.
- Carga Pico Barra Lisa (PPRL) 22661 lbs.
- Consumo de Potencia: 20 HP.
- Consumos Eléctrico Diario: 324 KWH/día.
- Velocidad: 4.6 SPM.
- Recorrido 144”.
- Tasa Esperada 40 BFPD.
- Unidad de Superficie: VSH2

El diseño de la unidad de VSH2 se realizó para una producción de fluidos de 40 BFPD (Tabla 38).

Tabla 37. Perfil de producción pozo Sardinata 37K.⁵⁶

Mes	Aceite (BOPD)	Agua (BWPD)	Gas (KPCD)
-----	---------------	-------------	------------

⁵⁶ Ecopetrol S.A., Programa Conceptual Trabajo de Reacondicionamiento de pozos Sardinata – 37K

1	20	27	357
2	16	4	344
3	13	1	332
4	10	8	321
5	8	22	310
6	7	23	299
7	6	24	289
8	6	24	280
9	6	24	271
10	5	25	262
11	5	25	253
12	4	26	245
13	4	26	238
14	4	26	230
15	4	26	223
16	3	27	216
17	3	27	210
18	3	27	203
19	3	27	197
20	2	28	191
21	2	28	186
22	2	28	180
23	2	28	175
24	2	28	170
25	2	28	165
26	2	28	161
27	1	29	156
28	1	29	152
29	1	29	148
30	1	29	144
31	1	29	140
32	1	29	136
33	1	29	133
34	1	29	129

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 38. Corrida VSH2 para manejo de 40 BFPD.⁵⁷

⁵⁷ Ecopetrol S.A.; Weatherford; Corrida diseño Unidad VSH2 pozo Sardinata – 36K

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	.8	Fluid level		Production rate (bfpd):	40	Peak pol. rod load (lbs):	21774	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	6300	Oil production (BOPD):	0	Min. pol. rod load (lbs):	11672	
Tubing pres. (psi):	80	(ft over pump):	200	Strokes per minute:	.8	MPRL/PPRL	0.536	
Casing pres. (psi):	80	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor→Pump):	60%	Unit struct. loading:	54%	
		Pol. Rod Diam: 1.5"		Permissible load HP:	12.1	PRHP / PLHP	0.18	
Fluid properties			Motor & power meter	Fluid load on numo (lbs):	8609	Buoyant rod weight (lbs):	12647	
Water cut:	99%	Power Meter Defeat		Polished rod HP:	2.2	N/No: .021 , Fo/Skr: .244		
Water sp. gravity:	1	Electr. cost: \$.08/KWH		Required prime mover size				
Oil API gravity:	40.0	Type: NEMA D		(speed var. not included)				
Fluid sp. gravity:	0.9983			BALANCED				
Pumping Unit: Weatherford VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic Unit				NEMA D motor:	5 HP			
Unit size: H-400-150 (unit ID: HWN1)				Single/double cyl. engine:	5 HP			
Crank hole number	N/A			Multicylinder engine:	5 HP			
Calculated stroke length (in):	150			Torque analysis and electricity consumption				
Crank Rotation:	N/A			BALANCED				
Max. CB weight	N/A			Peak g'box torq.	N/A			
Adjusted stroke length (in):	150			Gearbox loading:	N/A			
Tubing and pump information				Cyclic load factor:	N/A			
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	1.950	Counterbalance weight	N/A			
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	1.950	Daily electr. use (KWH/day):	56			
Pump depth (ft):	6500	Tub.anch.depth (ft):	6500	Monthly electric bill:	\$136			
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Electr. cost per bbl. fluid:	\$0.111			
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency :	95%	Electr. cost per bbl. oil:	\$11.059			
Plunger size (ins)	2	Pump friction (lbs):	200.0	Tubing, pump and plunger calculations				
Rod string design				Tubing stretch (ins):	.0			
Diameter (inches)	Rod Grade	Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):	0.0			
0.875	WFT T66/XD	6500	140000	Gross pump stroke (ins):	113.9			
NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.				Pump spacing (in. from bottom):	19.5			
				Minimum pump length (ft):	21.0			
				Recommended plunger length (ft):	5.0			
				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
				52%	36360	19892	-333	API MG T/2.8

Fuente: Ecopetrol S.A. - Weatherford

4. ESTUDIO TECNICO FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA VSH2

Este capítulo tiene como objetivo elaborar una estudio técnico - financiero que permita determinar si es viable o no la implementación del sistema de levantamiento artificial en pozos del campo Sardinata.

4.1 ESTUDIO TECNICO

Como se mencionó en el Capítulo 3, el Campo Sardinata se define como un yacimiento condensado de bajo rendimiento, donde el aumento de GOR ha sido progresivo y no se identifica un plateau de corte de gas con el tiempo.

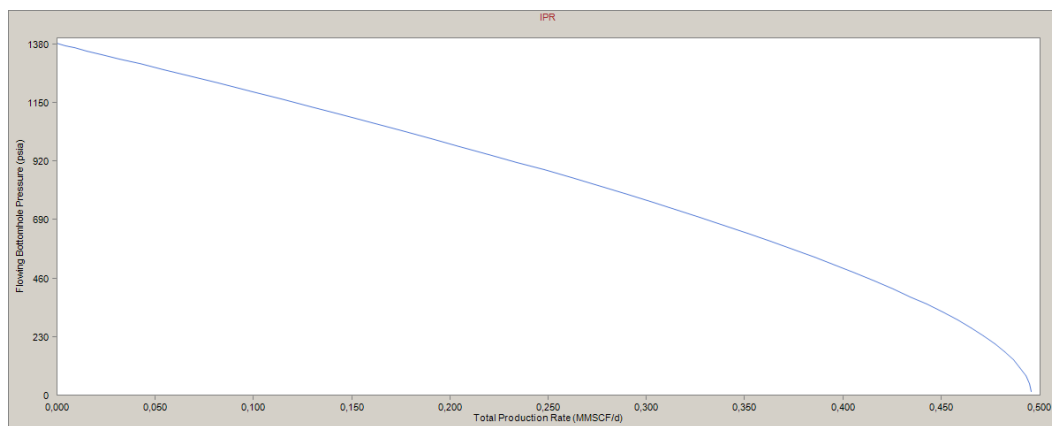
La condición de revaporización del líquido en fondo debería presentarse pero en cambio el GOR sigue aumentando indicando que solo gas muy agotado y de baja viscosidad no rediluye el líquido, sino que pierde las pocas propiedades de flujo que restan, al persistir el escenario de bloqueo por banco de condensado.

A pesar que el fluido del yacimiento es ligero, tiene problemas de transporte por las malas condiciones de flujo y la baja porosidad del medio.

Por análisis nodales se obtiene que las zonas productoras tiene permeabilidades del orden de 1 a 0.1 md, sumado esto a condiciones de baja presión se esperan condiciones precarias de flujo por lo que se requieren tecnologías que mejoren la productividad natural del campo, por ser insuficiente para producir en cantidades apreciables en especial para el yacimiento agotado.

Las propiedades del gas a pesar de tener viscosidades por el orden de 0,015 cp, están limitadas por la presencia de líquido dentro de un banco de líquido condensado posiblemente en todo el reservorio.

Figura 29. IPR pozos Campo Sardinata Formación Cogollo.⁵⁸



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁵⁸ Ecopetrol S.A., programa conceptual trabajos de reacondicionamiento de pozos pozo Sardinata – 28K.

El campo Sardinata en las formaciones productoras de gas (Tibú, Mercedes, Aguardiente y Cogollo), se han producido los pozos en Flujo Natural (FN) al comienzo y no en todos los pozos del Cretáceo del Campo, Plunger Lift, Bombeo Mecánico Convencional (machín) y se probó sistema VSH2 en un pozo.

El bombeo mecánico convencional trabajo bastantes inconvenientes por bloqueo de gas y desbalanceo de la unidad y el plunger lift es bueno para efectos de dewatering, pero para tener una producción continua de gas no es muy bueno, trabaja en forma intermitente por el mismo sistema de operación de éste, acumulación de presión para que el plunger pueda subir y producir el líquido que es el causante de la baja capacidad de producción y así el gas pueda fluir durante el periodo de flujo.

En el Campo Sardinata se han perforado treinta y ocho (38) pozos de los cuales tienen potencial de gas (Formaciones del Cretáceo: Tibu, Mercedes, Aguardiente, Cogollo y La luna) 15 pozos; de estos pozos 6 se encuentran activos y 9 se encuentran inactivos y abandonados

De acuerdo con el estudio técnico realizado en el Capítulo 3 de esta monografía, se pueden realizar cambios en el sistema de levantamiento sin realizar ningún trabajo de reacondicionamiento adicional al trabajo de instalar el nuevo sistema VSH2, a los pozos Sardinata Sur 12K, Sardinata Sur. 32K, Sardinata 36K y Sardinata-37K.

Los pozos Sardinata-16K, Sardinata-28K y Sardinata-29K también cumplen condiciones técnicas para instalar el sistema de levantamiento VSH2 pero se deben realizar trabajos adicionales previo a la instalación del sistema de levantamiento VSH2 debido a que son pozos inactivos o abandonados y deben primero ponerse a producir en las formaciones productoras de gas del Campo como son Miembros Mercedes, Aguardiente y Tibu de la Formación Uribante y Formaciones Cogollo y La Luna.

Los costos de los trabajos que deben realizarse a los pozos mencionados se presentan en el capítulo 4, numeral 2 (Estudio Financiero).

Debido al estado aportante de las formaciones productoras de gas y líquido en los pozos del Campo Sardinata objeto de este estudio oscilan entre 450 KPCD y 200 KPCD y 40 BFPD y 200 BFPD, por lo que se realizaron diseños del sistema VSH2 para este tipo de condiciones, dando como resultado:

La unidad de superficie recomendada es una unidad de bombeo hidroneumático VSH2 a gas. Estas unidades de velocidad variable, permiten ajustar las velocidades en las carreras ascendentes y descendentes, lo cual permite mejorar el llenado de las bombas en aplicaciones de crudos medianamente pesados. Son equipos portátiles que no requieren obras civiles y son muy compactos. Tienen incorporados adicionalmente controladores de tiempo.

- Profundidad de la Bomba: 6500 ft.

- Tubería Anclada: Sl.
- Bomba: 25-175 RHBC-20-4-1-1, Barril Steel Cromed Plated, Pistón combinado Liso. Anillado, válvulas Tungsteno-Titanio, Tungsteno- Cerámica. Accesorios Carbon Steel.
- Varillas API 77, Alta resistencia a la carga.
- Carga Pico Barra Lisa (PPRL) 22661 lbs.
- Consumo de Potencia: 20 HP
- Consumos Eléctrico Diario: 324 KWH/día
- Velocidad: 4.6 SPM
- Recorrido 144”.
- Tasa Esperada 201 BFPD.
- Unidad de Superficie: VSH2

El diseño de la unidad de VSH2 se realizó para una producción de fluidos de 200 BFPD (Tabla 39) y para 40 BFPD (Tabla 40).

Tabla 39. Corrida VSH2 para manejo de 200 BFPD⁵⁹

Strokes per minute: 4.6	Fluid level (ft from surface): 6300	Production rate (bfpd): 201	Peak pol. rod load (lbs): 22661
Run time (hrs/day): 24.0	(ft over pump): 200	Oil production (BOPD): 2	Min. pol. rod load (lbs): 9845
Tubing pres. (psi): 120	Stuf.box fr. (lbs): 100	Strokes per minute: 4.6	MPRL/PPRL 0.434
Casing pres. (psi): 120	Pol. Rod Diam: 1.5"	System eff. (Motor->Pump): 52%	Unit struct. loading: 57%
Fluid properties		Permissible load HP: 69.7	PRHP / PLHP 0.20
Motor & power meter		Fluid load on pump (lbs): 6556	Buoyant rod weight (lbs): 12633
Water cut: 99%	Power Meter Detent	Fluid level TVD (ft from surface): 6272	N/No: .122 . Fo/SKr: .187
Water sp. gravity: 1	Electr. cost: \$.08/KWH	PRHP: 14	
Oil API gravity: 40.0	Type: NEMA D	Required prime mover size (speed var. not included)	BALANCED
Fluid sp. gravity: 0.9983		NEMA D motor: 20 HP	
Pumping Unit: Weatherford VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic Unit		Single/double cyl. engine: 20 HP	
Unit size: H-400-150 (unit ID: HWN1)		Multicylinder engine: 20 HP	
Crank hole number: N/A		Torque analysis and electricity consumption	BALANCED
Calculated stroke length (in): 150		Peak q'box torq: N/A	
Crank Rotation: N/A		Gearbox loading: N/A	
Max. CB weight: N/A		Cyclic load factor: N/A	
Adjusted stroke length (in): 150		Counterbalance weight: N/A	
Tubing and pump information		Daily electr.use (KWH/day): 324	
Tubing O.D. (ins): 2.875	Upstr. rod-fl. damp. coeff: 0.100	Monthly electric bill: \$790	
Tubing I.D. (ins): 2.441	Dnstr. rod-fl. damp. coeff: 0.100	Electr.cost per bbl. fluid: \$0.129	
Pump depth (ft): 6500	Tub.anch.depth (ft): 6500	Electr.cost per bbl. oil: \$12.850	
Pump condition: Full		Tubing, pump and plunger calculations	
Pump type: Insert	Pump vol. efficiency: 95%	Tubing stretch (ins): 0	
Plunger size (ins) 1.75	Pump friction (lbs): 200.0	Prod. loss due to tubing stretch (bfpd): 0.0	
Rod string design		Gross pump stroke (ins): 129.1	
Diameter (inches)	Rod Grade	Pump spacing (in. from bottom): 19.5	
0.875	WFT HD	Minimum pump length (ft): 21.0	
		Recommended plunger length (ft): 5.0	
Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Rod string stress analysis (service factor: 0.9)	
6500	140000	Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)
		61%	37424
Fric. Coeff		Top Minimum Stress (psi)	16474
0.2		Bot. Minimum Stress (psi)	-333
		# Guides/Rod	0

Fuente: Ecopetrol S.A. - Weatherford

⁵⁹ Ecopetrol S.A.; Weatherford; Corrida diseño Unidad VSH2 pozos Sardinata

Tabla 40. Corrida VSH2 para manejo de 40 BFPD⁶⁰

INPUT DATA				CALCULATED RESULTS				
Strokes per minute:	.8	Fluid level		Production rate (bfpd):	40	Peak pol. rod load (lbs):	21774	
Run time (hrs/day):	24.0	(ft from surface):	6300	Oil production (BOPD):	0	Min. pol. rod load (lbs):	11672	
Tubing pres. (psi):	80	(ft over pump):	200	Strokes per minute:	.8	MPRL/PPRL	0.536	
Casing pres. (psi):	80	Stuf.box fr. (lbs):	100	System eff. (Motor->Pump):	60%	Unit struct. loading:	54%	
		Pol. Rod Diam: 1.5"		Permissible load HP:	12.1	PRHP / PLHP	0.18	
Fluid properties		Motor & power meter		Fluid load on num (lbs):	8600	Buoyant rod weight (lbs):	12647	
Water cut:	99%	Power Meter Detent		Polished rod HP:	2.2	N/No: .021 ,	Fo/SKr: .244	
Water sp. gravity:	1	Electr. cost: \$.08/KWH		Required prime mover size				
Oil API gravity:	40.0	Type: NEMA D		(speed var. not included)				
Fluid sp. gravity:	0.9983			BALANCED				
Pumping Unit: Weatherford VSH2 Nitrogen-Over-Hydraulic Unit				NEMA D motor:				5 HP
Unit size: H-400-150 (unit ID: HWN1)				Single/double cyl. engine:				5 HP
Crank hole number	N/A			Multicylinder engine:				5 HP
Calculated stroke length (in):	150			Torque analysis and electricity consumption				BALANCED
Crank Rotation:	N/A			Peak g'box torq.				N/A
Max. CB weight	N/A			Gearbox loading:				N/A
Adjusted stroke length (in):	150			Cyclic load factor:				N/A
Tubing and pump information				Counterbalance weight				N/A
Tubing O.D. (ins):	2.875	Upstr. rod-tbg fr. coeff:	1.950	Daily electr.use (KWH/day):				56
Tubing I.D. (ins):	2.441	Dnstr. rod-tbg fr. coeff:	1.950	Monthly electric bill:				\$136
Pump depth (ft):	6500	Tub.anch.depth (ft):	6500	Electr.cost per bbl. fluid:				\$0.111
Pump condition:	Full	Pump load adj. (lbs):	0.0	Electr.cost per bbl. oil:				\$11.059
Pump type:	Insert	Pump vol. efficiency:	95%	Tubing, pump and plunger calculations				
Plunger size (ins)	2	Pump friction (lbs):	200.0	Tubing stretch (ins):				.0
Rod string design				Prod. loss due to tubing stretch (bfpd):				0.0
Diameter (inches)		Length (ft)	Min. Tensile Strength (psi)	Gross pump stroke (ins):				113.9
0.875	WFT T86/XD	6500	140000	Pump spacing (in. from bottom):				19.5
NOTE Stress calculations do not include buoyancy effects.				Minimum pump length (ft):				21.0
				Recommended plunger length (ft):				5.0
				Rod string stress analysis (service factor: 0.9)				
				Stress Load %	Top Maximum Stress (psi)	Top Minimum Stress (psi)	Bot. Minimum Stress (psi)	Stress Calc. Method
				52%	36360	19892	-333	API MG T12.8

Fuente: Ecopetrol S.A. - Weatherford

El proveedor de las unidades VSH2 es la compañía Weatherford. El costo de una unidad VSH2 tipo se presenta en el anexo 3.

Los equipos que se deben adquirir para instalar el sistema de levantamiento VSH2 para cada pozo del Campo Sardinata se presentan en la tabla 41.

⁶⁰ Ecopetrol S.A.; Weatherford; Corrida diseño Unidad VSH2 pozos Sardinata

Tabla 41. Material Requerido Instalación Unidad VSH2 Campo Sardinata⁶¹.

Ítem	Descripción	Cantidad
1	VSH2 Nitrogen - over - Hydraulic Pumping Unit, WFT PU VSH2 G POWER UNIT ASSY RX250CC 6X10, WFT PU. VSH2 MAST ASSY 150IN 1.5 ROD UPTO 40000LBS, ASSY, ENGINE 5.7L HDH GM VSH GAS TINNED ELC-GOV HT LF OD. ROF, STAND, GAS SCRUBBER VSH2 PWR UNIT, KIT, GAS SCRUBBER MINI-VRKSPRG, HEAT SHIELD, EXHAUST HEADER HUSKY 4.3L GAS POWDER CTED, EXHAUST, HEAT SHIELD ASSY 2.25-2.50IN OD PIPE, EAR, GUIDE LINE VSH2 1IN X 42IN POST 1.25IN HOLE DIA, SILENCER, EXHAUST 2.5IN INLET ID, 2.5IN OUTLET OD, 51IN LG, CLAMP, MUFFLER 2.500 IN, BASE PLATE, MASTWELLHEAD VSH2 2-7/8 EUE BOX 30000LBS. 135 Amps Alternator.	1
2	ROD PUMP CONTROLLER	1
3	BOP Composite, 7 1/16 X 3000 R45 X 3 1/8" X 3000	1
4	STUFFING BOX T DP5B1500 PSI 3-1/2" TBG1-1/2PR	1
5	CLAMP POLISHED ROD 1-1/2 BOLT DOUBLE 26M LBS	1
6	Polished rod (barra lisa) 1-1/2" x 30 ft 1" pin X pin alloy steel. grado 4140.	1
7	Pony rod 7/8"x2' grado High Strength Steel (AISI 4330). Con coupling Slim Hole	1
8	Sucker Rod 7/8", grade High Strength Steel (AISI 4330) with Slim Hole coupling class SH x 25 ft.	217
9	SUBCOUPLING PR 7/8 BOX x 1 BOX CLASS T FS	2
10	LUBRICANT SUCKER ROD 2 LB BOTTLE	1
11	Pony rod 7/8"x2' grado High Strength Steel (AISI 4330). Con coupling Slim Hole	2
12	Pony rod 7/8"x4' grado High Strength Steel (AISI 4330). Con coupling Slim Hole	2
13	Pony rod 7/8"x6' grado High Strength Steel (AISI 4330). Con coupling Slim Hole	2
14	ROD CENTRALIZER 7/8 x 2-7/8 PL5 , Rotobear o Spin thru (Sleeve + Spindle + coupling class High Strength Steel)	5
15	Beam Pum gas Separator 7" x 2-7/8" CS	1

Fuente: Ecopetrol S.A. – Weatherford

4.2 ESTUDIO FINANCIERO

⁶¹ Ecopetrol S.A.; Weatherford; Corrida diseño Unidad VSH2 pozos Sardinata

En la industria de los hidrocarburos, la toma de decisiones en el momento de realizar inversiones está relacionada directamente con la evaluación financiera, aunque la evaluación técnica es muy importante, el factor ingresos predomina en la toma de decisión al realizar un nuevo proyecto.

Con el fin de determinar si es viable la instalación del sistema de levantamiento artificial VSH2 en el campo Sardinata para la producción de gas, se realiza este análisis para los pozos que técnicamente son viables de acuerdo con los capítulos 3 y 4, numeral 4.1. Este análisis financiero se realizó con base en el uso del método del valor presente neto.

4.2.1 Conceptos Financieros.

Método del valor presente neto (VPN). Arroja una cifra monetaria que resulta de comparar el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos, en términos concretos, permite que los ingresos y egresos futuros se transformen a pesos de hoy y así poder ver fácilmente si los ingresos son mayores que los egresos. Esto ayuda a determinar si un proyecto presenta pérdidas o ganancias a una tasa de interés dada.

$$VPN(TO) = -P + \left(\frac{FNE}{1 + TO^1}\right) + \dots + \left(\frac{FNE}{1 + TO^n}\right) \quad (1)$$

Dónde:

P= Valor de los egresos

FNE= Ingresos futuros

TO= Tasa de descuento

Según el resultado del VPN:

VPN > 0, el proyecto es rentable.

VPN = 0, el proyecto es indiferente

VPN < 0, el proyecto no es rentable

Para llevar a cabo el análisis financiero de los 8 pozos a los cuales se les va a realizar el estudio para la implementación del sistema de levantamiento artificial VSH2 en campo Sardinata, se realizó un flujo de caja con los egresos e ingresos que se van a obtener.

El flujo de caja. Es un informe financiero que presenta un detalle de los flujos de ingresos y egresos de dinero del proyecto en un periodo dado. La diferencia entre los ingresos y egresos se conoce como saldo o flujo neto. En su estimación se consideran factores como los ingresos provenientes de la operación del proyecto,

los gastos generales por la inversión, los costos de operación y los impuestos en que se incurren por el desarrollo del proyecto.

Otro concepto financiero que se tuvo en cuenta para hacer el estudio fue el concepto de TIR.

Tasa interna de retorno (TIR). Conocida también como la tasa de rentabilidad, se define como aquella tasa de descuento que iguala el VPN a cero. Matemáticamente, se determina hallando la tasa de interés, a la que la suma del valor presente de los flujos de caja es igual a la inversión social. La ecuación que la representa es la siguiente:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1 + TIR)^t} - I = 0 \quad (2)$$

Dónde:

Ft= flujo de caja en el periodo t

n= número de periodos

I= valor de la inversión inicial

Para saber si un proyecto es rentable o no utilizando la TIR se sigue el siguiente criterio:

- Si $TIR \geq r \rightarrow$ Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).
- Si $TIR < r \rightarrow$ Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.
- r, representa el costo de oportunidad

Tiempo de recuperación de la inversión o Payback time. El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como payback time, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la siguiente:

$$Payback = \frac{Inversión Inicial}{Flujo de Efectivo Anual} \quad (3)$$

4.2.2 Flujo de caja

Para realizar el flujo de caja se deben conocer los egresos y los ingresos a obtener en la instalación del sistema VSH2. Para determinar los egresos se tuvo en cuenta los costos operativos o de subsuelo para cada instalación y los costos de superficie, los primeros incluyen las horas activas e inactivas de las cuadrillas, movilización del equipo de reacondicionamiento entre pozos, unidad de slick line, cañoneo, registros, herramientas, carrotanques y demás costos que intervienen en la operación. Los costos de superficie incluyen cambios en secciones de cabezal, líneas de producción y el sistema de levantamiento artificial VSH2.

De acuerdo con los análisis realizados en el capítulo de este documento se tienen que los pozos que técnicamente cumplirían para la instalación del sistema de levantamiento artificial VSH2 son los siguientes Sardinata 12K; Sardinata 16K, Sardinata 28K, Sardinata 29K, Sardinata 32K, Sardinata 36K y Sardinata 37K.

En la tabla 42 se presentan los costos (Capex) de los trabajos a realizar para cada pozo tanto el trabajo de reacondicionamiento como el costo de la unidad de bombeo mecánico VSH2.

Tabla 42. Capex trabajos de Workover – Instalación SistemaVSH2 Campo Sardinata.⁶²

POZO	SERVICIOS	COMPRAS	FACILIDADES Y CONTRUCCION	GERENCIAMIENTO	Total (US\$)
Sardinata-28	775.066,00	288.725	368.872	23.701	1.456.364
Sardinata-16	829.480,00	288.066	271.458	23.701	1.412.705
Sardinata-29	759.136,00	288.725	368.872	23.701	1.440.434
Sardinata-12	99.618,00	219.232		2500	321.350
Sardinata-32	99.618,00	219.232		2500	321.350
Sardinata-36	99.618,00	219.232		2500	321.350
Sardinata-37	99.618,00	219.232		2500	321.350

Nota: Los detalles de estos costos se presentan en el anexo 4.

Aunque los gastos de capital representan gran parte de los egresos, existen otros factores económicos que intervienen en el flujo de caja y por ende en el análisis financiero, entre estos se encuentran los costos de levantamiento, depreciaciones,

⁶² Betancur, Jorge, 2015.

impuestos e intereses entre otros. Estos factores económicos se muestran en la tabla 43.

Tabla 43. Factores Económicos Campo Sardinata⁶³.

VARIABLES ECONÓMICAS	Unidad	valor
Tasa de Cambio	Pesos (\$)/US\$	2.400
Tasa de Impuestos	%	33%
Precio Crudo	US\$/bbl	53
Precio Gas	US\$/KPC	3,6
Tasa Descuento	%	11.1%
Lifting cost	US\$/bbl	24
Regalías	%	20%

Fuente: Ecopetrol S.A.

Los resultados de las corridas financieras se presentan en la tabla 44.

Tabla 44. Resultados financieros de la implementación del sistema VSH2 en los pozos del Campo Sardinata que fueron seleccionados.⁶⁴

	Sardinata 12K	Sardinata -16K	Sardinata 28K	Sardinata- 29K	Sardinata- 32K	Sardinata- 36K	Sardinata- 37K
Capex US\$	321.350	1.412.705	1.456.364	1.440.434	321.350	321.350	321.350
Lifting Cost US\$/BI	24	24	24	24	24	24	24
Costo transporte y calidad US\$/Barri l	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
Pay back (Meses)	22	57	49	49	13	38	16
VPN US\$	71.682	-667156	-569.696	-705.803	314.722	-128.927	203.843
TIR %	22,8	-15,4	-10,4	-16,3	60,3	-13,5	44

De acuerdo con los resultados de las corridas financieras realizadas para los pozos que fueron técnicamente seleccionados para instalar el sistema de levantamiento artificial VSH2 en el Campo Sardinata, encontramos lo siguiente:

⁶³ Ecopetrol S.A.

⁶⁴ Betancur, Jorge, 2015

- Pozo Sardinata 12K: Se obtuvo un VPN de US\$ 71.682 y una TIR de 22,8%, por lo cual de acuerdo con los criterios financieros de un VPN mayor que cero y una TIR mayor o igual a la tasa de descuento (11,1%) encontramos que el sistema de levantamiento artificial VSH2 cumple tanto los criterios técnicos como financieros para su implementación.
- Pozo Sardinata 16K; Los resultados financieros para este pozo indican que se tiene tanto la TIR como el VPN negativos, razón por la cual en este pozo del campo Sardinata no se recomienda su implementación. Los valores negativos se deben principalmente a que para poder instalar este sistema se requiere reactivar primero el pozo, con un alto costo. Así mismo, el potencial esperado no es muy alto.
- Pozo Sardinata 28K: Los resultados financieros indican VPN y TIR negativos razón por la cual no se recomienda la implementación del sistema en este pozo. Las razones principalmente son por la inactividad del pozo que hace que la reactivación sea muy costosa y el perfil de producción esperado no compensan los costos.
- Pozo Sardinata 29K. Al igual que en los pozos Sardinata 16K y Sardinata 28K, este pozo se encuentra inactivo y su reactivación tiene un costo muy elevado motivo por el cual, los resultados financieros arrojan valores negativos tanto en la TIR como en el VPN. , razón por la cual este pozo no es candidato para implementar el sistema de levantamiento artificial VSH2.
- Pozo Sardinata 32K Este pozo se encuentra activo y los resultados financieros arrojan un VPN de US\$ 314.722 y una TIR de 60,3% los cuales satisfacen los criterios de rentabilidad establecidos, por lo cual se recomienda realizar la implementación de este sistema de levantamiento artificial en este pozo
- Pozo Sardinata 36K: A pesar de que el pozo Sardinata 36K se encuentra activo el potencial de producción que tiene tanto en gas como en petróleo es muy bajo, lo cual hace que las corridas financieras den valores negativos tanto en su VPN (-KUS\$128.927) como en la TIR (-13.5%), razón por la cual no se recomienda implementar este sistema de levantamiento artificial VSH2 en el pozo Sardinata 36K.
- Pozo Sardinata 37K: Los resultados de las corridas financieras indican un valor en el VPN de US\$ 203.843 y una TIR de 44%, lo cual satisface los criterios financieros, razón por la cual se recomienda la implementación del sistema de levantamiento artificial VSH2 en este pozo del Campo Sardinata.

En resumen de los 16 pozos con potencial de gas para el Campo Sardinata, sólo es viable la implementación del Sistema de levantamiento artificial VSH2 en los pozos

Sardinata 12K, Sardinata 32K y Sardinata 33K, bajo el escenario de precios actuales y el estado mecánico en el que se encuentran los pozos. Estos pozos se encuentran activos, lo cual favorece la rentabilidad.

5. CONCLUSIONES

- El sistema de bombeo mecánico VSH2 se ajusta a disminución y cambios de presión de yacimientos, disminuyendo su velocidad y longitud de recorrido y trabajando con sumergencia casi nula, con una eficiencia superior al 80% convirtiéndose en una excelente opción para la explotación de los pozos con bajo caudal.
- El sistema de levantamiento artificial VSH2, desde el punto de vista técnico, se adapta a las condiciones de productividad de los pozos del Campo Sardinata con potencial para producir gas. Estos pozos tienen un bajo índice de productividad por las malas condiciones de flujo y la baja porosidad del medio.
- El sistema VSH2 se ha probado como un sistema de “dewatering” en pozos de producción de gas con muy buenos resultados, campo Sardinata, se probó en un pozo con buenos resultados.
- El largo recorrido de las unidades VSH2 también ofrece ventajas en el manejo de gas, pues la relación de compresibilidad adentro de la bomba aumenta, permitiendo que el gas pase a través de la válvula viajera.
- De los sistemas de levantamiento artificial que se han usado en el campo Sardinata (Plunger Lift, bombeo mecánico convencional y VSH2) el que mejor ha dado resultados en cuanto a productividad y suministro de gas en forma continua hacia la planta de gas de Sardinata es el sistema VSH2.
- El sistema VSH2 es un sistema que tiene muchas ventajas sobre el bombeo mecánico convencional, como son: manejo de mayores cargas con mejor potencia, solo tiene tres partes móviles susceptibles a desgaste, el cambio de SPM se hace muy fácil desde el panel de control, el recorrido también se cambia en forma muy sencilla solo ajustado distancia entre los sensores de carrera, no tiene poleas, ni correas, son unidades ligeras y compactas, posee versatilidad para acomodarse a una amplia variedad de pozos, además de su alta flexibilidad operativa que es dirigida por un control de variador.
- De los 15 pozos que tiene el campo Sardinata con potencial para producir el gas, bajo el escenario de precios actuales del petróleo, solo tres pozos que se encuentran activos son viables para implementar el sistema de levantamiento artificial VSH2 (Sardinata 12K, Sardinata 32K y Sardinata 37K).

- A los pozos que se encuentran inactivos y que requieren fuertes inversiones para activarlos, no es viable financieramente la implementación del sistema de levantamiento VSH2; sin embargo, si el escenario de precios de hidrocarburos cambia se debe realizar una nueva corrida financiera y verificar si se pueden implementar.

6. RECOMENDACIONES

- Implementar el sistema de levantamiento artificial VSH2 en los pozos Sardinata 12K, Sardinata 32K y Sardinata 36K del Campo Sardinata, con el fin de mejorar la producción de gas de este campo y garantizar el suministro a la planta de gas.
- Para los pozos inactivos del campo Sadinata se recomienda revisar los programas conceptuales existentes, de tal forma que se puedan optimizar costos y/o mejorar perfiles de producción y realizar nuevas corridas financieras y ver si se pueden reactivar usando como sistema de levantamiento artificial el VSH2.
- Hacer seguimiento al sistema de levantamiento VSH2 que se tiene instalado en el pozo Sardinata 33K, a través de toma de niveles, dinagramas, que permitan optimizar la producción de este pozo y tener diseños óptimos de operación para los sistemas que se instalarán en los pozos Sardinata 12K, Sardinata 32K y Sardinata 37K.
- Se debe monitorear constantemente el funcionamiento de la unidad VSH2, identificando problemas como es el caso de desbalanceo, para poder optimizar su desempeño y evitar ineficiencias operacionales y mejorar costos de levantamiento.
- Identificar la metalurgia de fondo adecuada para minimizar fallas de bombas de subsuelo considerando la composición de los fluidos de producción, con ello se puede extender el tiempo productivo del sistema de levantamiento instalado y reducir los costos operativos por servicios de mantenimiento a subsuelo.
- Verificar que otras unidades de bombeo mecánico hidráulicas se encuentran disponibles en el mercado y compararlas con las unidades VSH2, identificando mejores ventajas tecnológicas y menores costos de tal forma que puedan implementarse en el Campo Sardinata.

BIBLIOGRAFIA

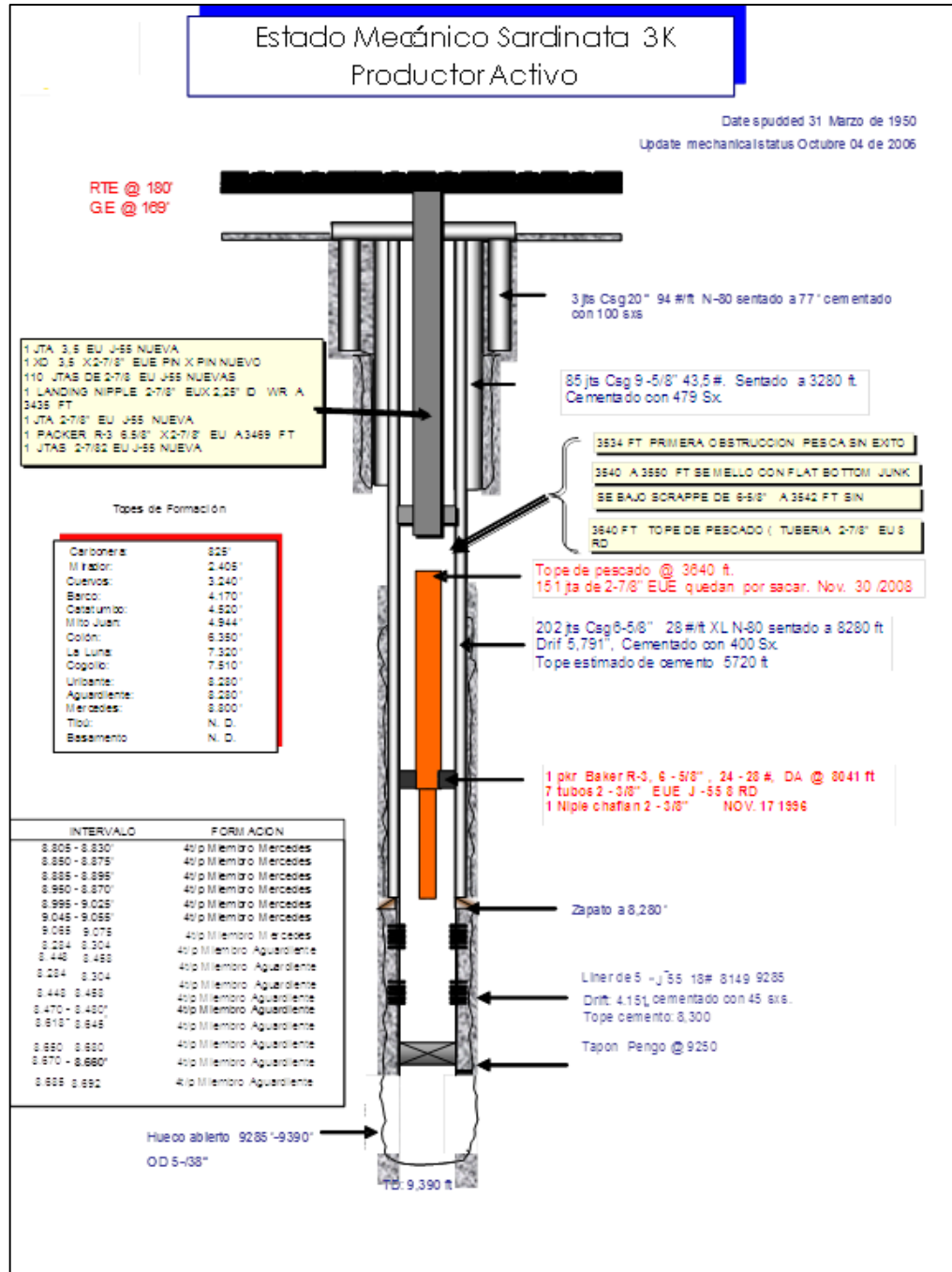
1. BARRETO, Adriana Carolina. Estudio técnico y financiero de la implementación del sistema de levantamiento plunger lift en pozos de los campos Tibu y Sardinata de Ecopetrol S. A. Trabajo de grado para Ingeniera de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander UIS. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2007. 168 p.
2. BYLIN, Carey. PLAUCHÚ, Jorge. Reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y del gas. Petrotecnia, Febrero, 2009.
3. COLEMAN, Steve B. "A new look at predicting Gas-Well Load-Up", JPT March 1991.
4. DIAZ, Jorge Antonio y LOPEZ, Juan Enrique. Análisis y mejoramiento de la producción de pozos en bombeo mecánico con alta relación gas aceite. Aplicación Campo Payoa. Trabajo de grado para Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander UIS. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2007. 178 p.
5. ECOPETROL S.A. Plan de Desarrollo Campo Sardinata. Año 2014. Diciembre 2014. p. 92
6. ESTEVEZ, David Yoobany y OLARTE, Luis Alexander. Evaluación de tecnologías y metodologías utilizadas para efectuar la deshidratación (*dewatering*) en pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano. Trabajo de Grado Ingeniera de Petróleos Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander UIS. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. 2012. 169 p.
7. FLOREZ, Jesus Salvador. Macroperas autosustentables en campos del proyecto aceite terciario del Golfo "Chicontepec". Tesis para Ingeniero Petrolero. México D.F: Universidad Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ciencias de la Tierra. 2012. 217 p.
8. LAGRENADE, Enrique. Aplicación del Método de extracción de agua (*dewatering*) para incrementar el factor de recuperación del Gas en la Formación Huamampampa del Yacimiento Aguaragüe. En Contacto SPE. Noviembre de 2003. No. 19. p 5.

9. LEA, James. NICKENS, Henry, WELLS, Michael: "Gas Well Deliquification Book-Solutions to Gas Well Liquid Loading Problems". Elsevier INC. 2008. Pag (123-192).
10. MACHETE, Eliana Yaira. Análisis del desempeño de dos sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo mecánico VSH2 en el Campo Caño limón. Trabajo de Grado Ingeniera de Petróleos Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2007. 193 p.
11. MAGGARD, J.B. WATTENBARGER. R.A. S.L. Scott, Texas A&M University. Modeling plunger Lift for water removal from Tight Gas Wells. SPE/CERI Gas Technology Symposium, 3-5 April 2000, Alberta Canada.
12. MATEUS, Cristian. Reciprocating Rod Lift Systems Unidades VSH2-150 Casabe Sur. Weatherford. Julio 2012. p. 16.
13. MUÑOZ, Álvaro. Y TORRES, Edgar. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros. Diseño de una herramienta software de selección. Tesis de grado. UIS. 2007
14. TURNER, R. G., HUBBARD, M. G. and DUKLER A. E.: "Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells" Journal of Petroleum Technology.
15. WEATHERFORD. Optimización de la producción para sistemas de levantamiento artificial. Weatherford. 2012.
16. WEATHERFORD. Instructivo de instalación de unidad hidráulica de velocidad variable 2 - VSH2. Marzo 2012. p. 20.
17. WEATHERFORD. Reciprocating Rod Lift Systems Selected in a Coal Bed Methane Project for Dewatering Process Increases Average Time to Failure, 2013. p. 2.
18. WEATHERFORD. VSH2 Versatilidad en Sistemas de Bombeo Mecánico. Enero de 2011. p. 17.
19. YPF. Desarrollo Convencional del Yacimiento Loma La lata mediante nuevas tecnologías. Agosto 2011. p 16.

ANEXOS

ANEXO A. ESTADOS MECÁNICOS POZOS CAMPO SARDINATA

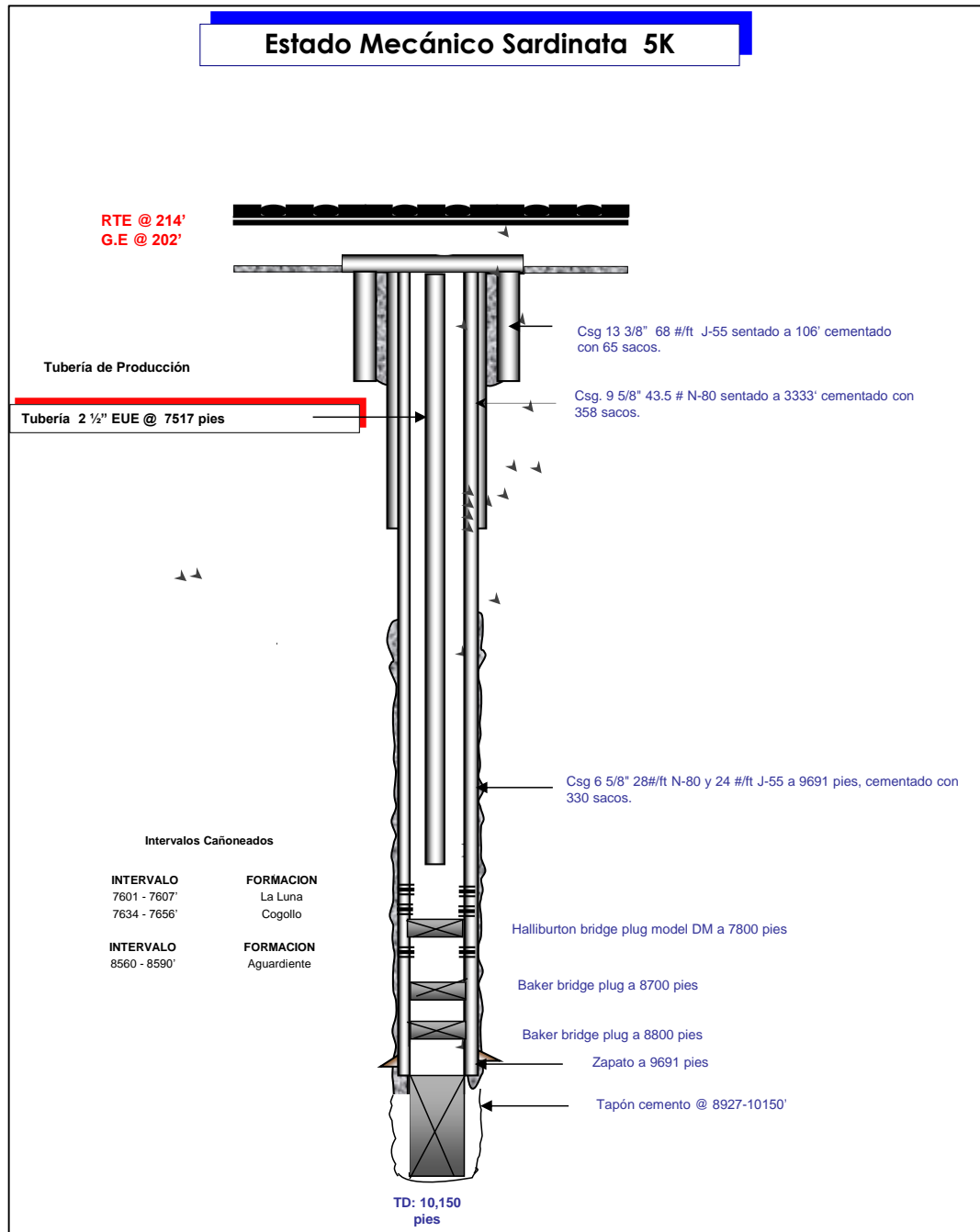
Figura 30. Estado Mecánico Pozo Sardinata – 3K⁶⁵



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁶⁵ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 3K

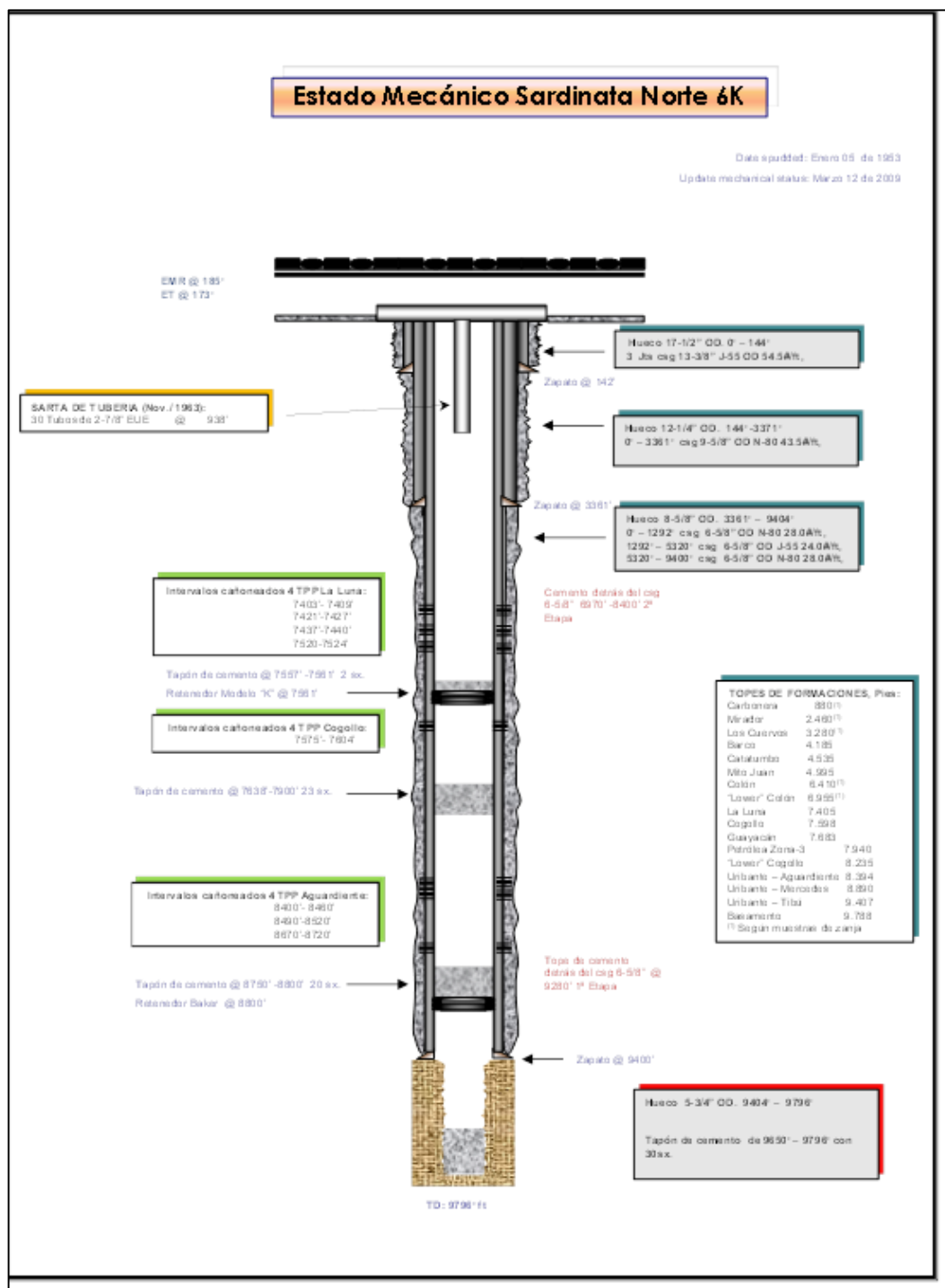
Figura 31. EM pozo Sardinata Sur 5K⁶⁶



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁶⁶ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 5K

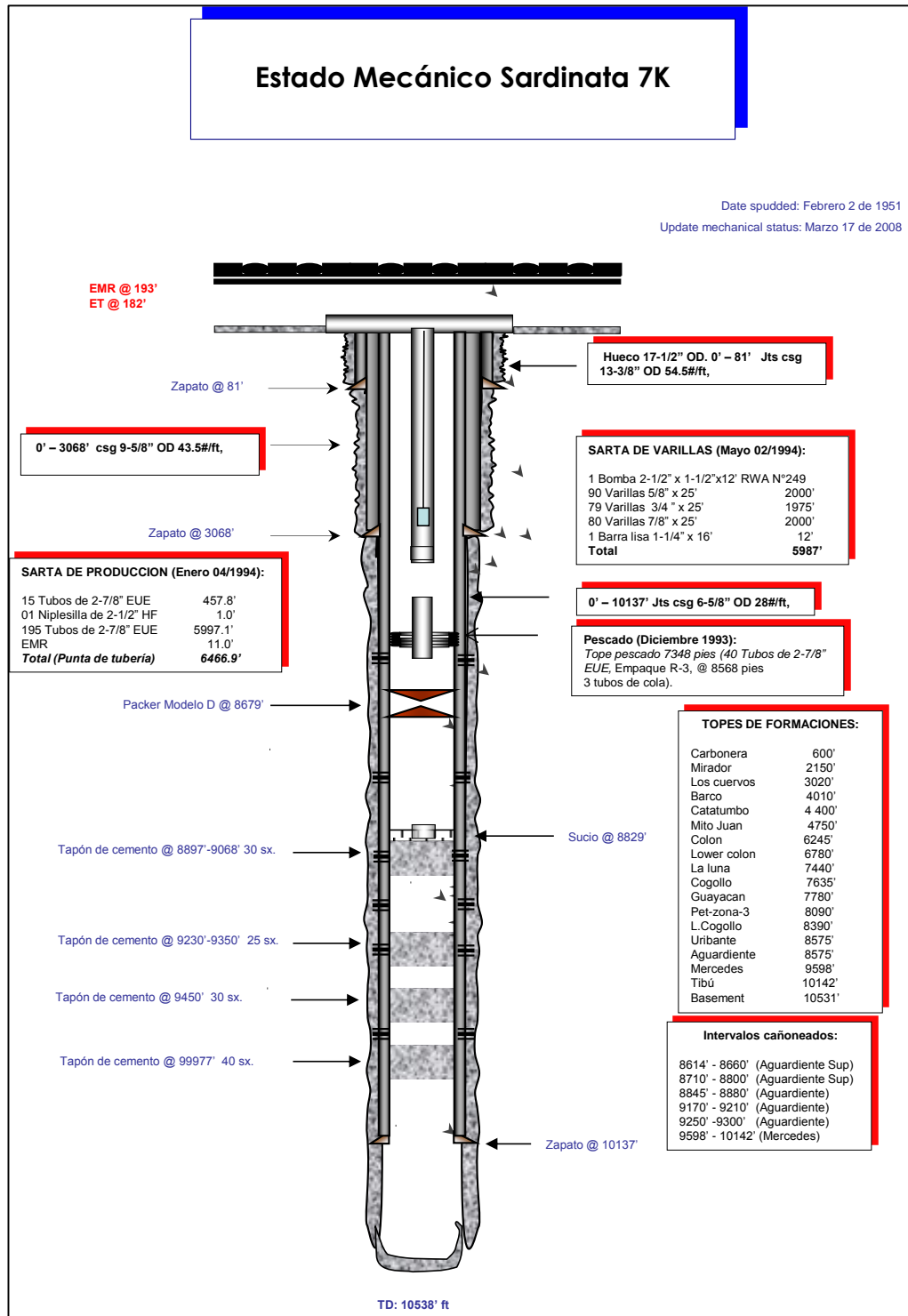
Figura 32. Estado Mecánico Pozo Sardinata 6K⁶⁷



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁶⁷ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 6K

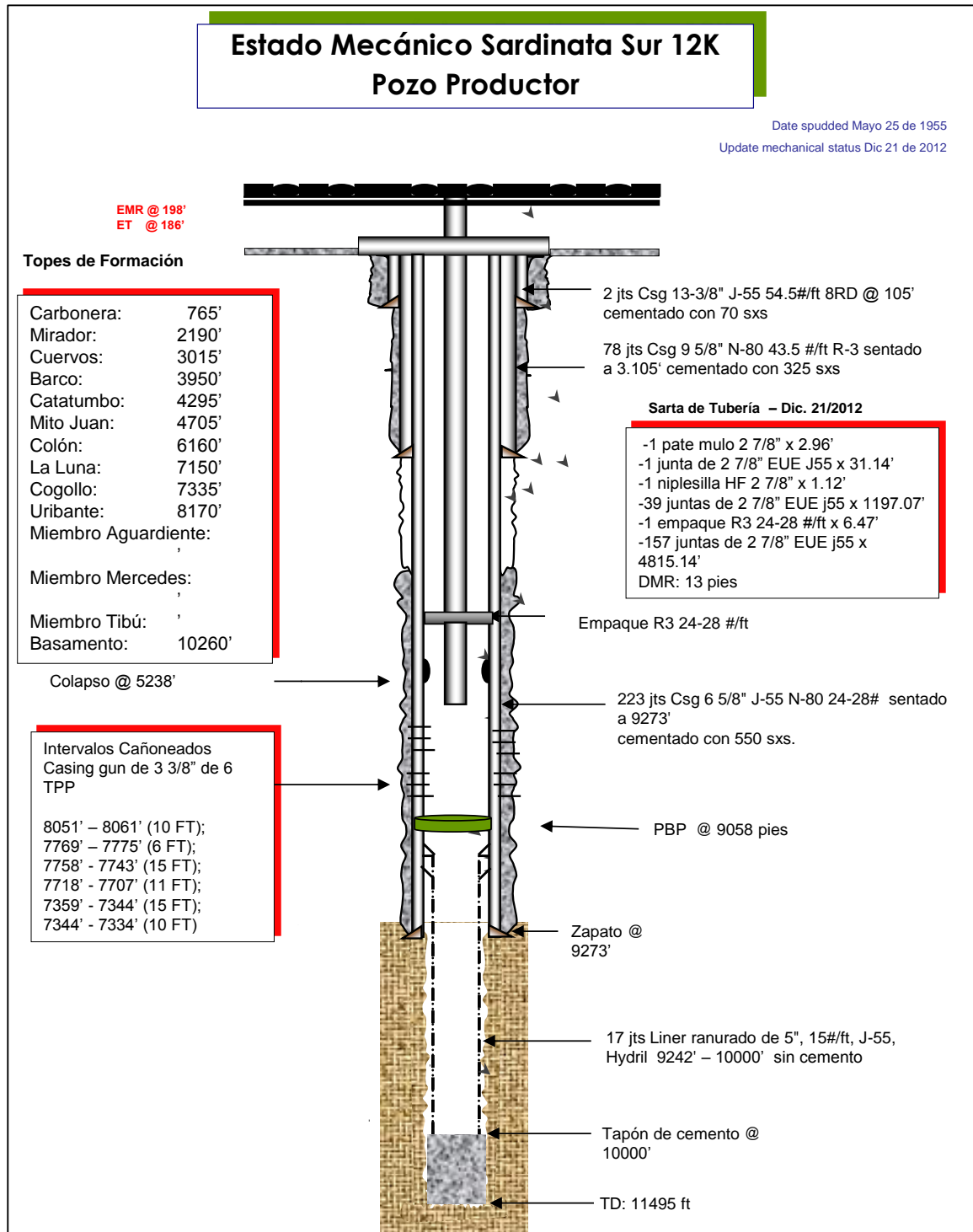
Figura 33. Estado Mecánico pozo Sardinata 7K⁶⁸



Fuente: Ecopetrol S.A.

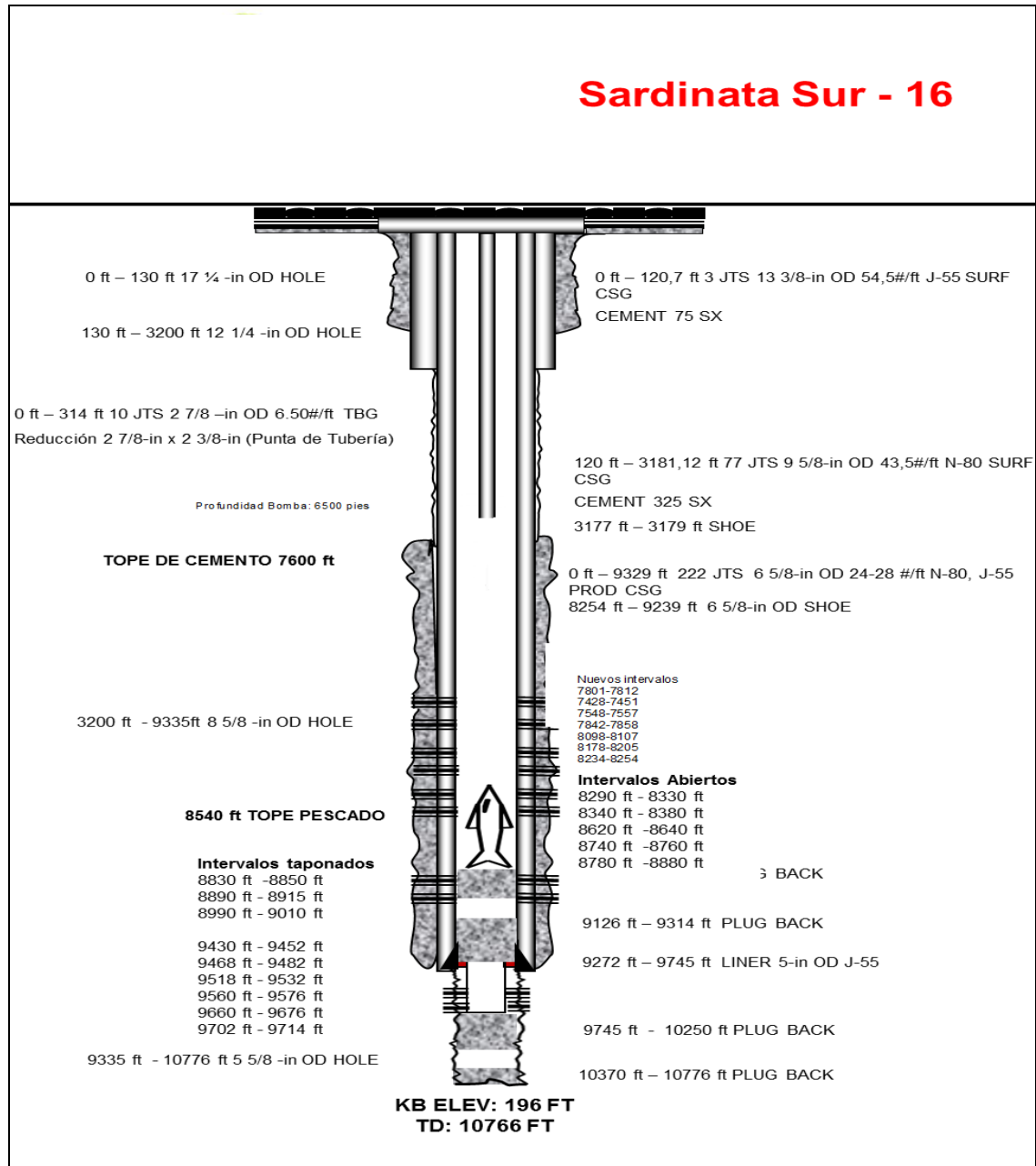
⁶⁸ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 7K

Figura 34. Estado Mecánico Pozo Sardinata 12K.⁶⁹



⁶⁹ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 12K

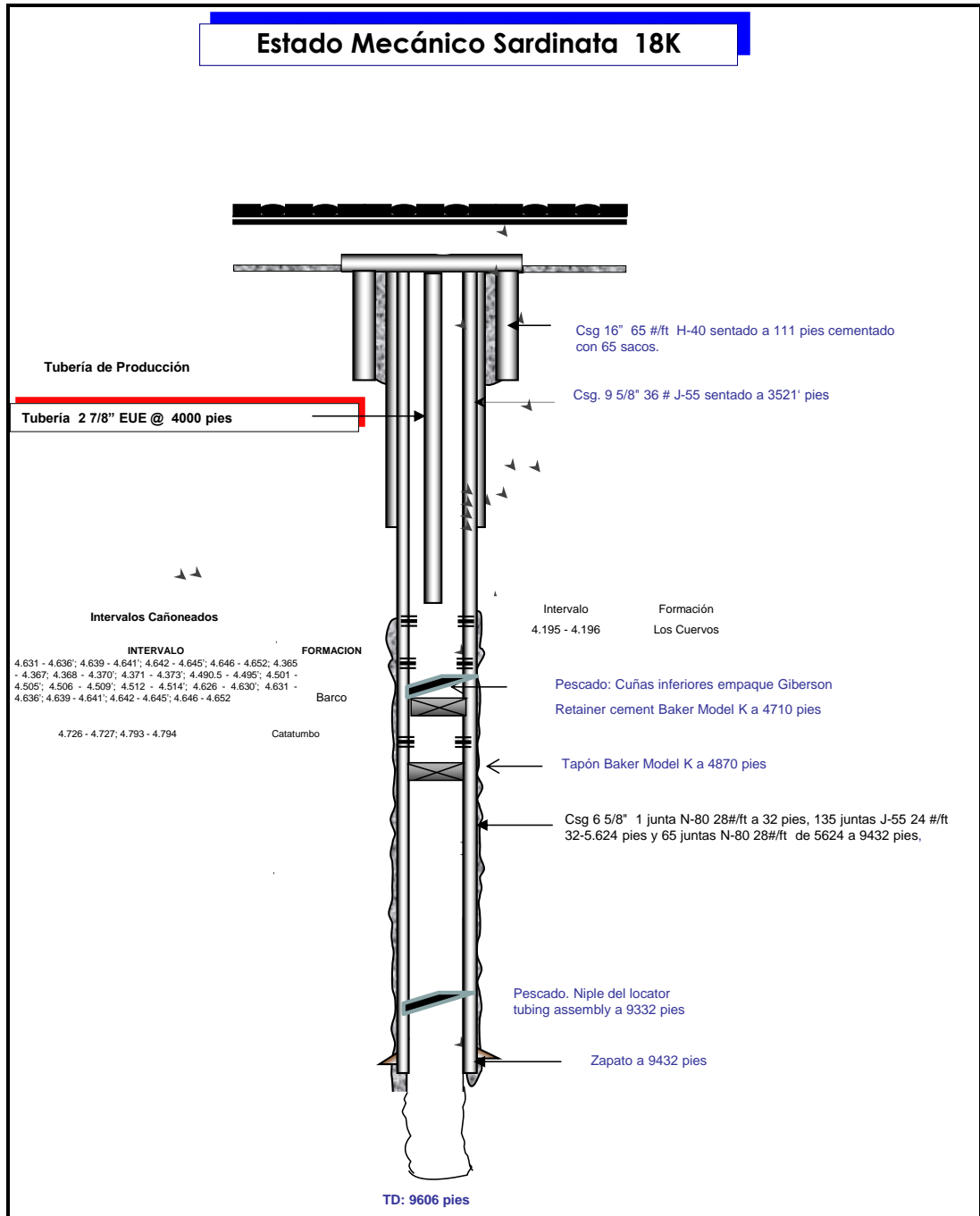
Figura 35. Estado mecánico Pozo Sardinata 16K⁷⁰



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷⁰ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 16K

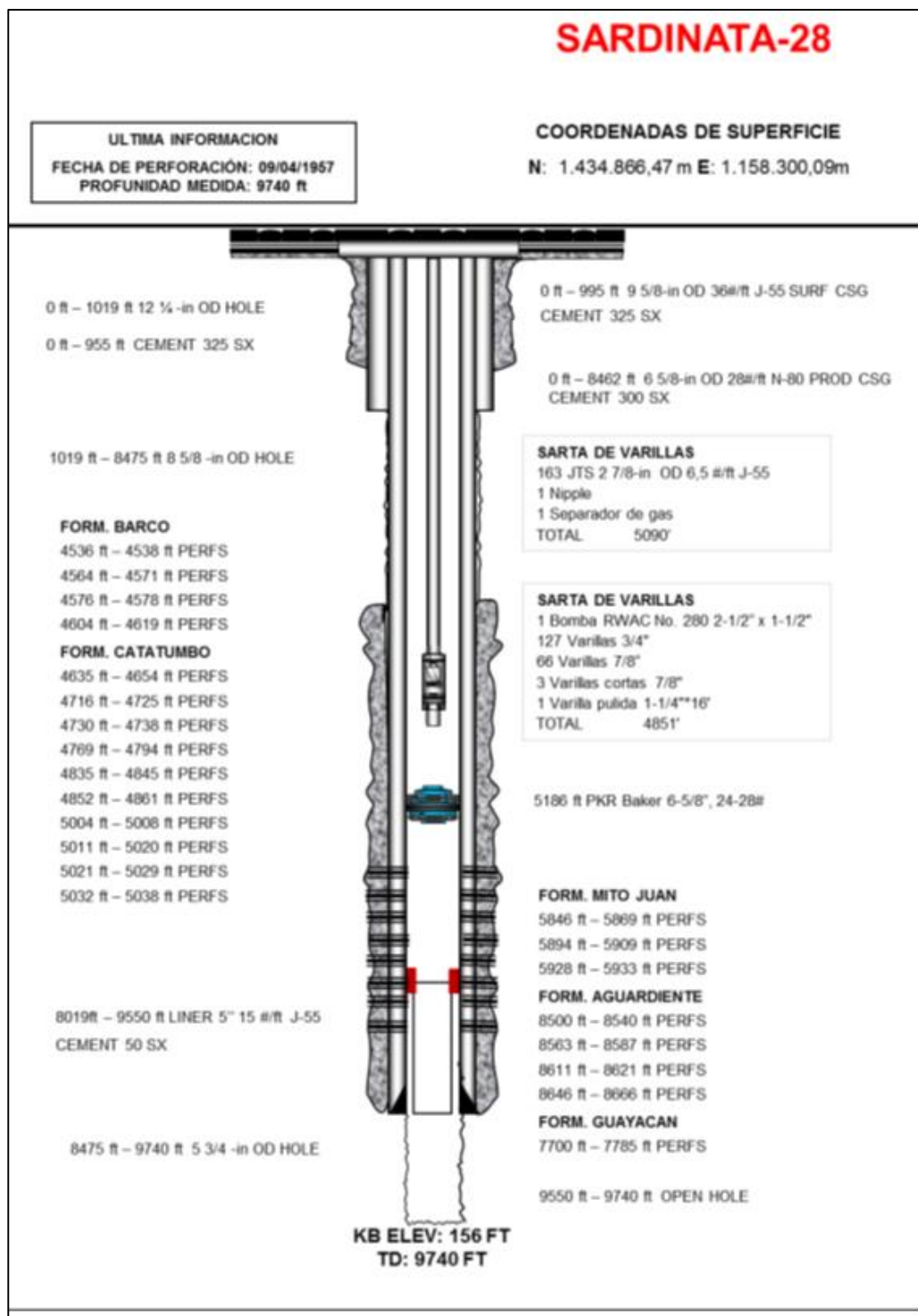
Figura 36. Estado Mecánico Pozo Sardinata 18K⁷¹



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷¹ Ecopetrol S.A., Historia Pozo 18K.

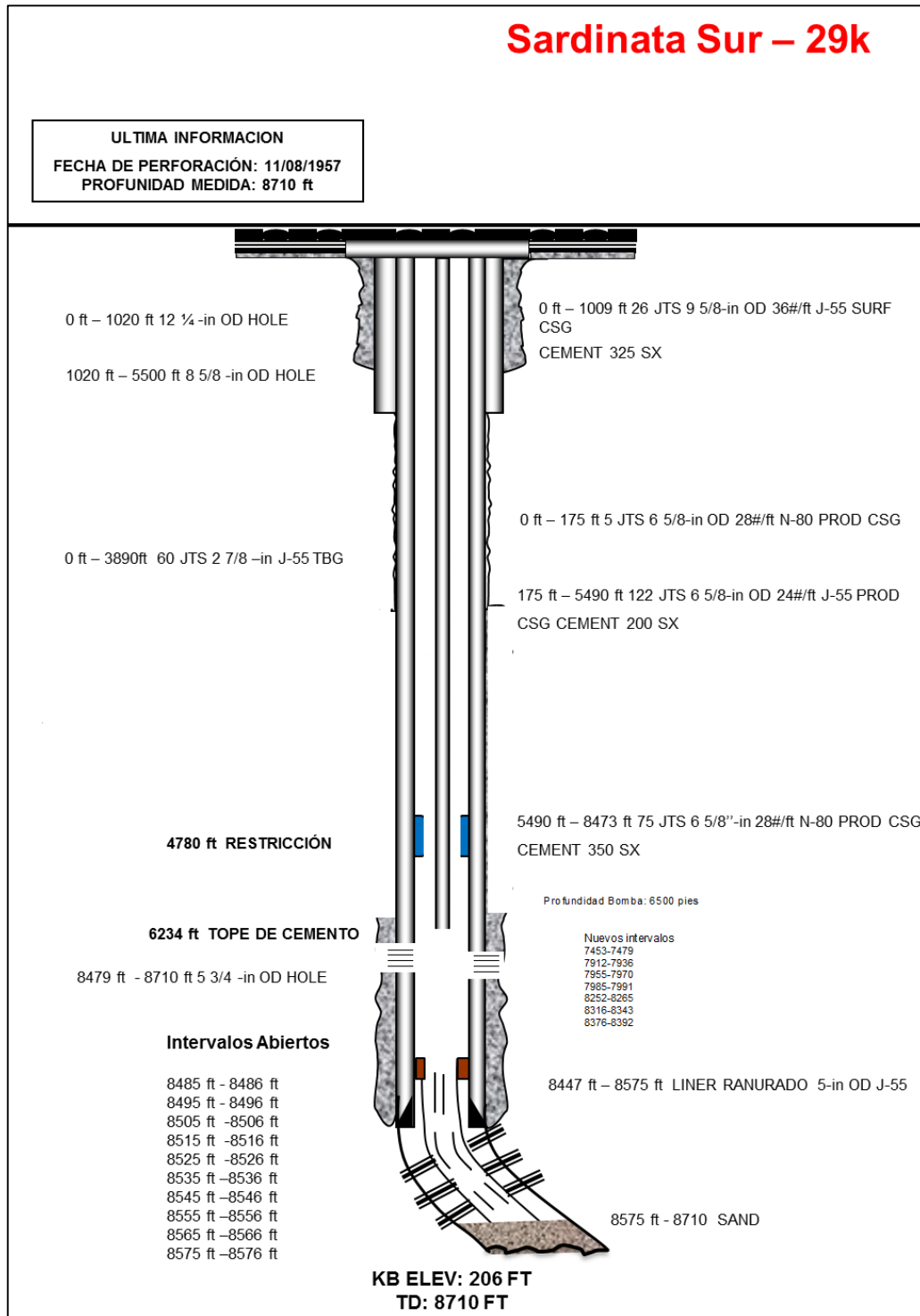
Figura 37. Estado Mecánico Pozo Sardinata 28K⁷²



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷² Ecopetrol S.A., Historia Pozo Sardinata – 28K

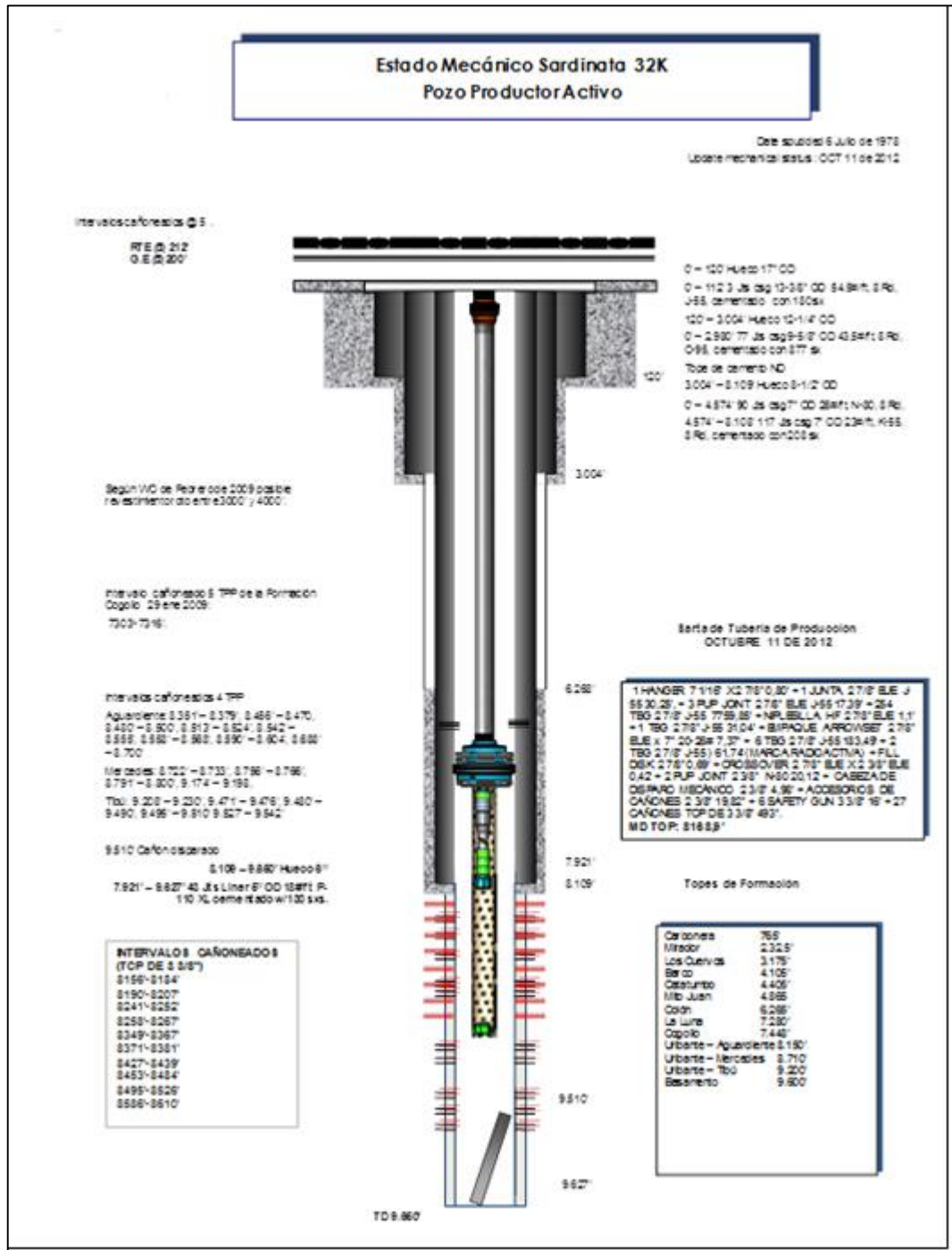
Figura 38. Estado Mecánico pozo Sardinata 29K⁷³



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷³ Ecopetrol S.A., Historia Pozo Sardinata – 29K

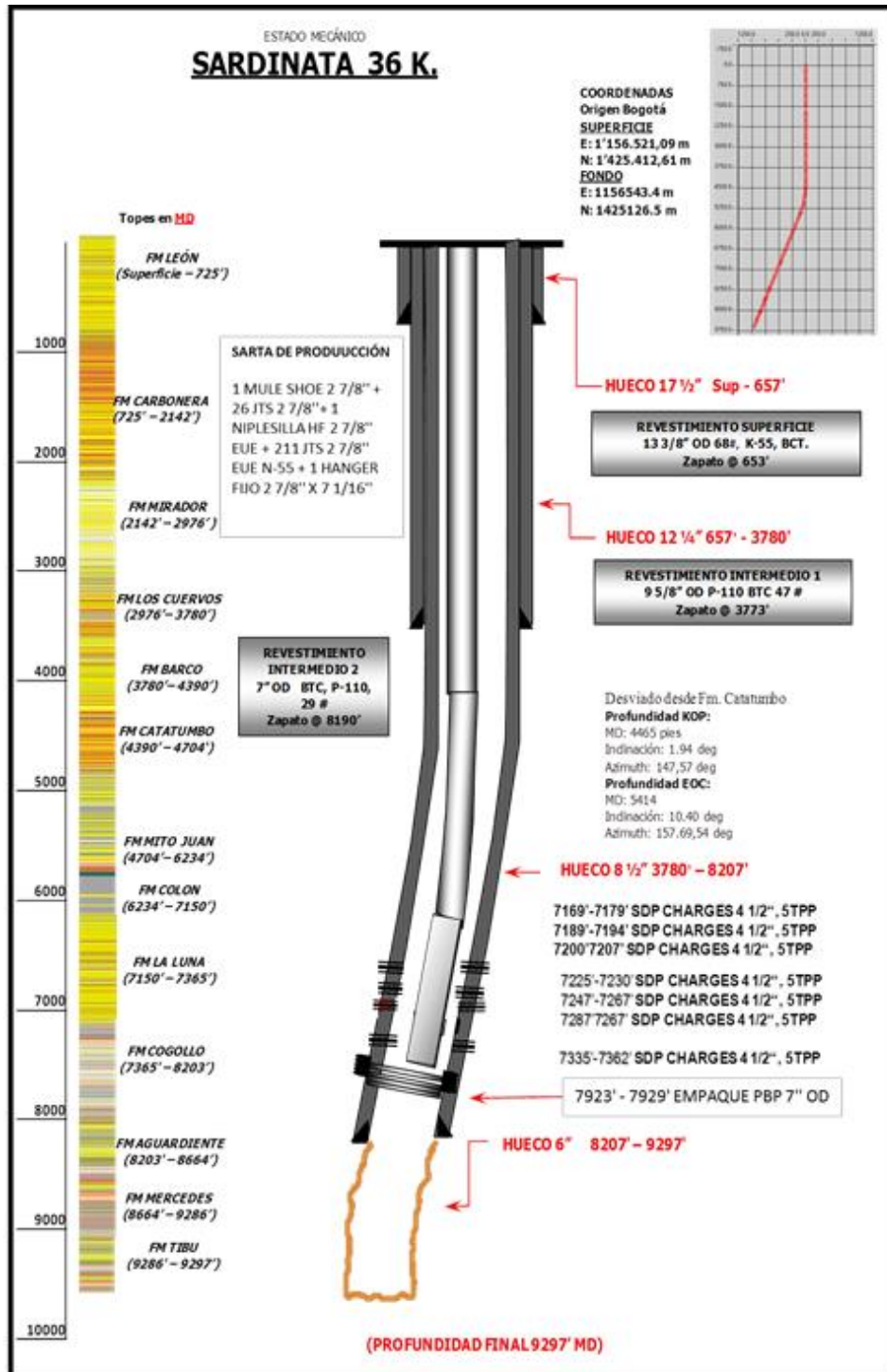
Figura 39. Estado Mecánico pozo Sardinata 32K.⁷⁴



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷⁴ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 32K.

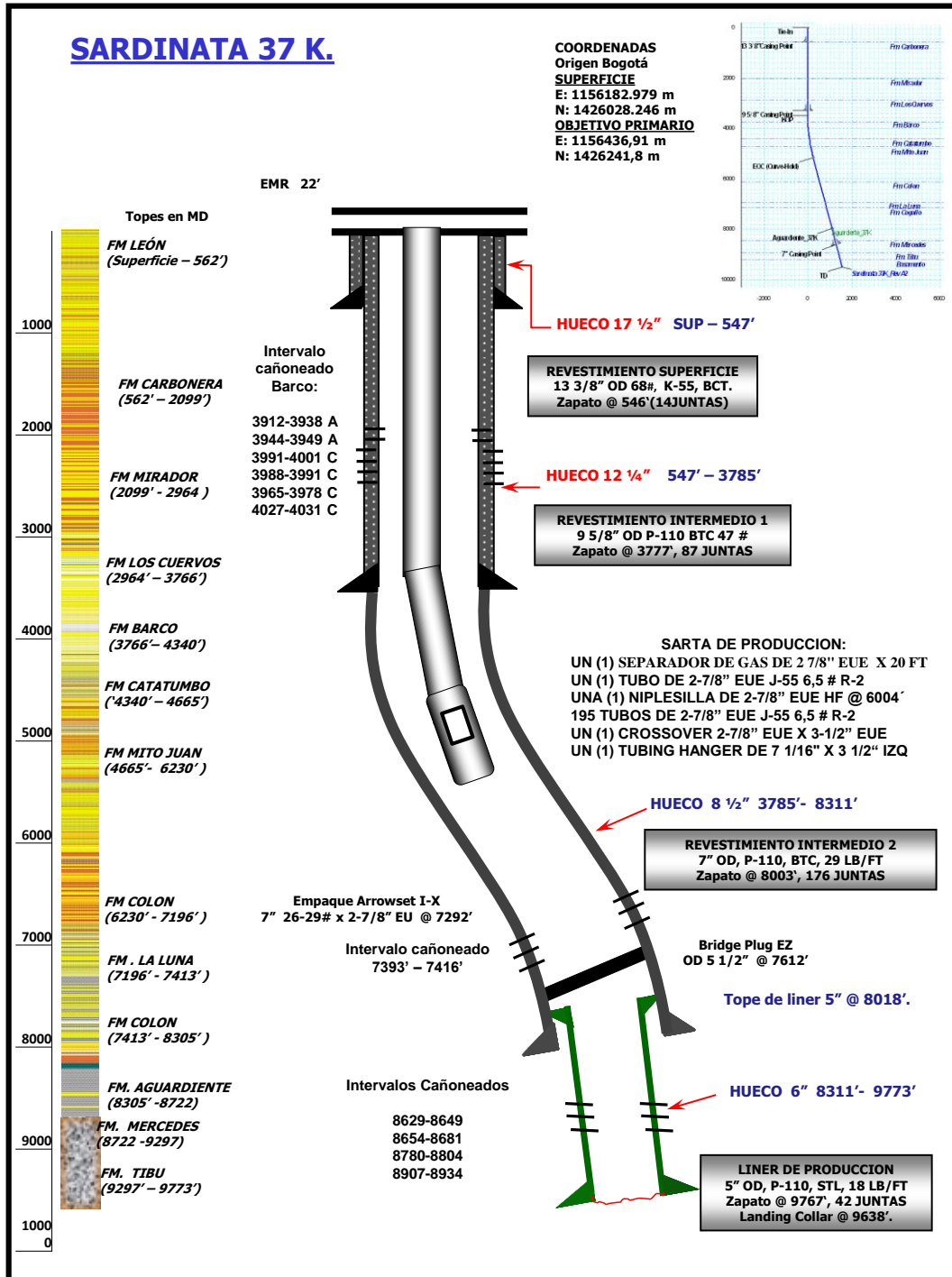
Figura 40. Estado Mecánico Pozo Sardinata 36K⁷⁵



Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷⁵ Ecopetrol S.A., Historia Pozo Sardinata 37K.

Figura 41. Estado Mecánico Pozo Sardinata 37K⁷⁶.

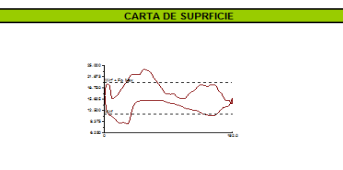
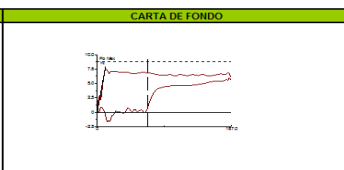


Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷⁶ Ecopetrol S.A., Historia Pozo Sardinata 37K.

ANEXO B. DINAGRAMAS Y SONOLOGS TOMADOS EN POZOS SARDINATA 37K Y SARDINATA 33K


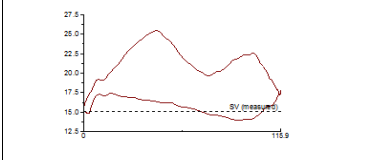
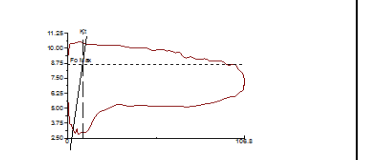
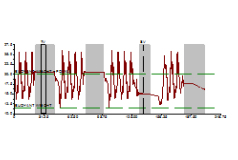
Figura 42. Dinagrama y Sonolog Pozo Sardinata 37K⁷⁷

		REPORTE DE DINAGRAMAS Y SONOLOGS		
		OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUBPROCESO DE RECOLECCIÓN		
POZO: SS-037		SECTOR: SARDINATA	Elaborado 26/07/2010	Versión: 1
TIPO DE REGISTRO:		CONJUNTO		
Datos Generales				
UNIDAD DE BOMBEO		CONTRAPESAS		
Marca y desc. API Carrera del Vástago (Pulg.) SPM Sentido de Giro Relación de transmisión (U.) Diámetro Polea Reductor (Pulg.)	↓ Lufkin C912D-305-192 9,05 N/A Hra: 04:00 PM, Feb.06/13 N/A	9,09	Distancia EM (cm) Tipo - Principal	
DESCRIPCION DE MOTOR				
Marca (U.) Potencia Nominal (HP) Diámetro de polea (Pulg.)	N/A	Tipo RPM (U.)	N/A	
SISTEMA DE FONDO		FLUIDO		
Bomba Marca Desc. API Diám. Pistón (Pulg.) Luz Pistón/Barril (Pulg.) Prof. De Bomba (FT) Diám. Tubing (Pulg.) Prof. Ancla/Packer (m) Disp. Especiales	↓ Tipo Inserta ↓ 25-200-RWBC-24.3-0-0 DVF Y VAG 2" Piston: -0.002 / Barril: +0.001 6033 2.778" PENDIENTE CONFIRMAR Separador Gas @	Producción Bruta (BDP) Viscosidad PO (cp) Densidad PO (g/cm3) Densidad Promedio (g/cm3) Densidad de Columna (g/cm3) Corte de Agua (%) Rel.Gas/PO		
Registros Sarta				
Número Tramo 1	Número de Varillas 240	Diámetro (Pulg.) 7/8"	Grado MMS	
OTROS DATOS				
Peso de la sarta en aire (Lbs.) Peso de la sarta sumergido (Lbs.) Estiramiento de varillas (Pulg.)	13272 11496			
RE RESULTADOS				
Carga máxima en superficie (Lbs.) Carga mínima en superficie (Lbs.) Carga máxima en fondo (Lbs.) Carga mínima en fondo (Lbs.) Peso Fluido (Lbs.) Carga sobre la estructura (%)	23974 8799 7567 -1685 8784 78,6			
RESULTADOS DE CAJA REDUCTORA				
Torque máximo reductor (Lbs./Pulg.) Distancia contrapeso (cm) Eficiencia Torsional (%) Torque disponible (Lbs./Pulg.) Régimen de Operación	21151 Torque Máximo Contrapeso (Lbs./Pulg.) Balanceo existente (Lbs./Pulg.) Diámetro de la Polea de la Caja (Pulg.)			
Rendimiento Sarta (DIAGRAMA DE GOODMAN)				
Diámetro varilla (Pulg.) 7/8"	Tensión máxima (PSI) 39859	Tensión mínima (PSI) 14633	% Stress Factor de Servicio = 1 79,7	% Stress Factor de Servicio = 0.85 93,8
RESULTADOS DE BOMBA				
Válvula fija Peso de varilla en fluido inicial (Lbs.) Peso de varilla en fluido final (Lbs.) Tiempo medido entre svi y svf (Sg) Pérdida de válvula fija (Lbs)	Válvula móvil 12751 12578 20 175 Peso de fluido + varillas inicial (Lbs.) Peso de fluido + varillas final (Lbs.) Tiempo medido entre tvf y tvf (Sg) Pérdida de válvula móvil (Lbs)			
Otros Datos				
Carrera Calculada (Pulg.) Carrera efectiva (Pulg.) Llenado de bomba (%) Eficiencia volumétrica (%) Caudal bruto calculado (bpd) Caudal bruto efectivo (bpd) Presión de fondo (psi) Presión de entrada a bomba (psi) Presión Tubing (psi)	187 70 37 62 13,1 19 295 175 298 50 Petróleo efectivo (bpd) Escrumbiento (bpd) Nivel medido (ft) Sumergencia Efectiva (ft) Sumergencia Total (ft) Presión Casing (psi) Flujo de Gas (Mscfd) Líquido en anular (%)			
COMENTARIOS				
UBM C-912D-305-192 THP= 50 PSI CIP=56 PSI SPM= 9.05 RECORRIDO=1/3 MANOMETRICA EN 180 SEG. LA PRESION SUBE A 65 PSI MUESTRA BACHES DE FLUIDO ACONDICIONAR CONEXION PARA TOMA DE NIVEL UBM SIN GUARDA CORREAS DEL MOTOR, CAJA MELECTRICA MUY RETIRADA, UBM DESBALANCEADA. MUESTRA UN GOLPE AL INICIO DE LA CARRERA A ASCENDENTE PERO DE SAPARECE AL MOMENTO.				
DIAGNOSTICO				
SUMERGENCIA INESTABLE POR ALTO FLUJO DE GAS EN EL ANULAR. EL FLUJO DE GAS SIEMPRE SIENDO MUY ALTO, AUMENTA 85 Mscf/d SEGUN REGISTRO ANTERIOR (ENE.23/13). REGISTRA ALTA INTERFERENCIA Y GOLPE DE GAS EN LA BOMBA. VALVULAS OPERANDO CORRECTAMENTE.				
RECOMENDACIONES				
DESCARGAR PRESIONES CONTINUAMENTE PARA EVITAR BLOQUEO POR GAS Y QUE PERMITA FLUIR EN SUPERFICIE. MONITOREAR Y EVALUAR EFICIENCIA DE BOMBEO CON PRUEBA DE PRODUCCION.				
CARTA DE SUPRIFICIE		CARTA DE FONDO		CARTA DE VALVULAS
				

Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷⁷ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 37K


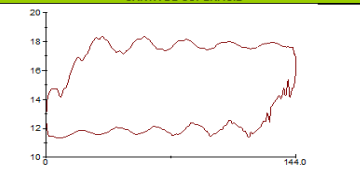
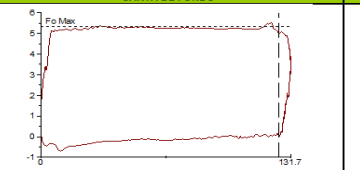
Figura 43. Dinagrama y Sonolog Pozo Sardinata 37K⁷⁸

		REPORTE DE DINAGRAMAS Y SONOLOGS OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUBPROCESO DE RECOLECCIÓN			
		GCO-GCO-F-056	Elaborado 26/07/2010	Versión: 1	
POZO:	SS-037	SECTOR:	SARDINATA	Fecha Toma de Registro: DIC-20-2012	
TIPO DE REGISTRO		NIVEL			
Datos Generales					
UNIDAD DE BOMBEO		CONTRAPESAS			
Marca y desc. API	Lufkin A912D-305-144	FLUJO NATURAL	Distancia EM (cm)		
Carrera del Vástago (Pulg.)	8,96		Tipo - Principal		
SPM	N/A		Cantidad (U.)		
Sentido de Giro			Tipo - Secundario		
Relación de transmisión (U.)			Cantidad (U.)		
Diámetro Polea Reductor (Pulg.)	N/A				
DESCRIPCIÓN DE MOTOR					
Marca (U.)			Tipo		
Potencia Nominal (HP)			RPM (U.)	N/A	
Diámetro de polea (Pulg.)	N/A				
SISTEMA DE FONDO		FLUIDO			
Bomba	Tipo Inserta		Producción Bruta (BDP)		
Marca Desc. API	25-200-RWBC-24-3-0-0 DVF Y VAG		Viscosidad PO (cp)		
Diám. Pistón (Pulg.)	2"		Densidad PO (g/cm3)		
Luz Pistón/Barril (Pulg.)	Piston: -0.002 / Barril: +0.001		Densidad Promedio (g/cm3)		
Prof. De Bomba (FT)	6033		Densidad de Columna (g/cm3)		
Diám. Tubing (Pulg.)	2 7/8"		Corte de Agua (%)		
Prof. Ancla/Packer (m)	PENDIENTE CONFIRMAR		Rel.Gas/PO		
Disp. Especiales	Separador Gas @				
Registros Sarta					
Número Tramo	Número de Varillas	Diámetro (Pulg.)	Grado		
1	240	7/8"	MMS		
OTROS DATOS					
Peso de la sarta en aire (Lbs.)		13272			
Peso de la sarta sumergido (Lbs.)					
Estiramiento de varillas (Pulg.)					
RESULTADOS					
Carga máxima en superficie (Lbs.)					
Carga mínima en superficie (Lbs.)					
Carga máxima en fondo (Lbs.)					
Carga mínima en fondo (Lbs.)					
Peso Fluido (Lbs.)					
Carga sobre la estructura (%)					
RESULTADOS DE CAJA REDUCTORA					
Torque máximo reductor (Lbs./Pulg.)			Porcentaje (%)		
Distancia contrapeso (cm)			Efecto de contrapeso (Lbs.)		
Eficiencia Torsional (%)			Torque Máximo Contrapeso (Lbs./Pulg.)		
Torque disponible (Lbs./Pulg.)			Balanceo existente (Lbs./Pulg.)		
Régimen de Operación			Diámetro de la Polea de la Caja (Pulg.)		
Rendimiento Sarta (DIAGRAMA DE GOODMAN)					
Diámetro varilla (Pulg.)	Tensión máxima (PSI)	Tensión mínima (PSI)	% Stress Factor de Servicio = 1	% Stress Factor de Servicio = 0.85	% Stress Factor de Servicio = 0.6
7/8"					
RESULTADOS DE BOMBA					
Válvula fija			Válvula móvil		
Peso de varilla en fluido inicial (Lbs.)		N/A	Peso de fluido + varillas inicial (Lbs.)	N/A	
Peso de varilla en fluido final (Lbs.)		N/A	Peso de fluido + varillas final (Lbs.)	N/A	
Tiempo medido entre svi y svf (Sg)		N/A	Tiempo medido entre tvf y tvf (Sg)	N/A	
Pérdida de válvula fija (Lbs)		N/A	Pérdida de válvula móvil (Lbs)	N/A	
Otros Datos					
Carrera Calculada (Pulg.)			Petróleo efectivo (bpd)		
Carrera efectiva (Pulg.)			Escurrecimiento (bpd)	N/A	
Llenado de bomba (%)			Nivel medido (ft)	4383,92	
Eficiencia volumétrica (%)				4383,92	
Caudal bruto calculado (bpd)			Sumergencia Efectiva (ft)	692	
Caudal bruto efectivo (bpd)			Sumergencia Total (ft)	1649	
Presión de fondo (psi)	1649	165	Presión Casing (psi)	40,9	
Presión de entrada a bomba (psi)	692	175	Flujo de Gas (Mscfd)	159	
Presión Tubing (psi)	45		Líquido en anular (%)	25	
COMENTARIOS					
UBM C-912D-305-144					
THP=45					
CHP=40					
SPM=8,96					
ACONDICIONAR CONEXION PARA TOMA DE NIVEL UBM SIN GUARDA CORREAS DEL MOTOR, CAJA MELECTRICA MUY RETIRADA, UBM DESBALASCEADA.					
MANOMETRICA EN 180 SEG. LA PRESION NO INCREMENTA					
DIAGNOSTICO					
EL NIVEL SE ENCUENTRA A 4383 FT DESDE SUPERFICIE, REGISTRANDO UNA SUMERGENCIA EQUIVALENTE DE 692 FT. LA BOMBA PRESENTA GOLPE DE FLUIDO, INTERFERENCIA POR GAS Y LEVE FRICCIÓN POR SOLIDOS.					
RECOMENDACIONES					
REALIZAR SEGUIMIENTO DEL NIVEL PARA OPTIMIZAR SISTEMA. LA BOMBA PRESENTA GOLPE DE FLUIDO, LEVE FRICCIÓN POR SOLIDOS, INTERFERENCIA POR GAS. SE RECOMIENDA BAJAR SPM PARA OPTIMIZAR EL LLENADO DE LA BOMBA.					
CARTA DE SUPRIFICIE		CARTA DE FONDO		CARTA DE VALVULAS	
					

Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷⁸ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 37K


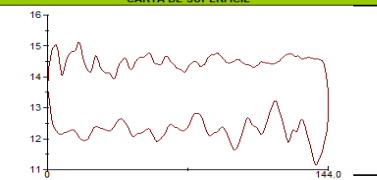
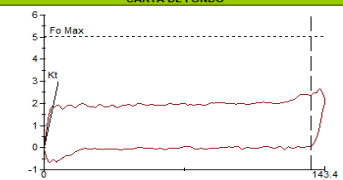
Figura 44. Dinagrama y Sonolog Pozo Sardinata 33K⁷⁹

		REPORTE DE DINAGRAMAS Y SONOLOGS OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUBPROCESO DE RECOLECCIÓN			
		GCO-GCO-F-056	Elaborado 26/07/2010	Versión: 1	
		POZO: SS-36K	SECTOR: SARDINATA	Fecha Toma de Registro: NOV.22.2013	
TIPO DE REGISTRO		CONJUNTO			
Datos Generales					
UNIDAD DE BOMBEO		CONTRAPESAS			
Marca y desc. API	VSH2 (UNIDAD HIDRONEUMÁTICA)	Distancia EM (cm)			
Carrera del Vástago (Pulg.)	144	Tipo - Principal			
SPM	2,899	2,908	Tipo - Secundario		
Sentido de Giro		Cantidad (U.)			
Relación de transmisión (U.)					
Diámetro Polea Reductor (Pulg.)					
DESCRIPCIÓN DE MOTOR					
Marca (U.)		Tipo			
Potencia Nominal (HP)		RPM (U.)			
Diámetro de polea (Pulg.)					
SISTEMA DE FONDO		FLUIDO			
Bomba	TIPO INSERTA	Producción Bruta (BDP)			
Marca Desc. API	25-150-RHAC-20-3-2-1 DVF y VAG	Viscosidad PO (cp)			
Díam. Pistón (Pulg.)	1,5"	Densidad PO (g/cm ³)			
Luz Pistón/Barril (Pulg.)		Densidad Promedio (g/cm ³)			
Prof. De Bomba (FT)	6502	Densidad de Columna (g/cm ³)			
Díam. Tubing (Pulg.)	2 7/8"	Corte de Agua (%)			
Prof. Ancla/Packer (m)	N/A	Rel.Gas/PO			
Disp. Especiales	VAG	Separador @ 6540			
Registros Sarta					
Número Tramo	Número de Varillas	Diámetro (Pulg.)	Grado		
1	257+ 12 ft ponys	7/8"	XD HS		
OTROS DATOS					
Peso de la sarta en aire (Lbs.)	14239				
Peso de la sarta sumergido (Lbs.)					
Estiramiento de varillas (Pulg.)					
Carga máxima en superficie (Lbs.)	18363	18281			
Carga mínima en superficie (Lbs.)	11330	11437			
Carga máxima en fondo (Lbs.)	5512	5575			
Carga mínima en fondo (Lbs.)	-504	-454			
Peso Fluido (Lbs.)	5316	5325			
Carga sobre la estructura (%)	NA	NA			
RESULTADOS DE CAJA REDUCTORA					
Torque máximo reductor (Lbs./Pulg.)			Porcentaje (%)		
Distancia contrapeso (cm)			Efecto de contrapeso (Lbs.)		
Eficiencia Torsional (%)			Torque Máximo Contrapeso (Lbs./Pulg.)		
Torque disponible (Lbs./Pulg.)			Balanceo existente (Lbs./Pulg.)		
Régimen de Operación			Diámetro de la Polea de la Caja (Pulg.)		
Rendimiento Sarta (DIAGRAMA DE GOODMAN)					
Diámetro varilla (Pulg.)	Tensión máxima (PSI)	Tensión mínima (PSI)	% Stress Factor de Servicio = 1	% Stress Factor de Servicio = 0,85	% Stress Factor de Servicio = 0,6
7/8"	30537	18841	29,1	34,2	48,5
RESULTADOS DE BOMBA					
Válvula fija		Válvula móvil			
Peso de varilla en fluido inicial (Lbs.)			Peso de fluido + varillas inicial (Lbs.)		
Peso de varilla en fluido final (Lbs.)			Peso de fluido + varillas final (Lbs.)		
Tiempo medido entre svf y svf (Sg)			Tiempo medido entre tvf y tvf (Sg)		
Pérdida de válvula fija (Lbs.)			Pérdida de válvula móvil (Lbs.)		
Otros Datos					
Carrera Calculada (Pulg.)	144	141	Petróleo efectivo (bdp)		
Carrera efectiva (Pulg.)	131,7	131,1	Escurrecimiento (bpd)		
Llenado de bomba (%)	95,31	97,7	Nivel medido (ft)		
Eficiencia volumétrica (%)			6658,26		
Caudal bruto calculado (bpd)			6658,26		
Caudal bruto efectivo (bdp)	95,4	97,1	Sumergencia Efectiva (ft)		
Presión de fondo (psi)	63,6	76,1	Sumergencia Total (ft)		
Presión de entrada a bomba (psi)	65,6	141	0		
Presión Tubing (psi)	50	50	Presión Casing (psi)		
			52,7		
			Flujo de Gas (Mscfd)		
			0		
			Líquido en anular (%)		
			100		
COMENTARIOS					
Cambio de FN a Sistema con UBM VSH2-150 (I)					
THP= 50 PSI					
CHP= 52 PSI					
RECORRIDO 144 III.					
SPM= 3.00.....					
PS=559 PSI					
PB= 800 PSI					
AC= 1400 PSI					
TA=130					
FLUYENDO OK					
PRESENTA VIBRACION AL INICIO DE LA CARRERA DESCENDENTE EN LA PLATINA DE SEGURIDAD DEL ESPACIAMIENTO					
DIAGNOSTICO					
BUEN LLENADO DE LA BOMBA. EMPAQUES DEL STUFFIN BOX AJUSTADOS. PRESENCIA DE SOLIDOS EN LA BOMBA.					
RECOMENDACIONES					
DISMINUIR LEVEMENTE VELOCIDAD DE BOMBEO HASTA RECUPERAR NIVEL DE SUMERGENCIA.					
CARTA DE SUPERFICIE		CARTA DE FONDO		CARTA DE VALVULAS	
				NR	

Fuente: Ecopetrol S.A.

⁷⁹ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 33K

Figura 45. Dinagrama y Sonolog Pozo Sardinata 33K⁸⁰

		REPORTE DE DINAGRAMAS Y SONOLOGS OPERACIÓN Y ENTREGA DE HIDROCARBUROS SUBPROCESO DE RECOLECCIÓN			
		GCO-GCO-F-056	Elaborado 26/07/2010	Versión: 1	
		POZO: SS-33K	SECTOR: SARDINATA	Fecha Toma de Registro: MAY.06 2014	
TIPO DE REGISTRO		CONJUNTO			
Datos Generales					
UNIDAD DE BOMBEO		CONTRAPESAS			
Marca y desc. API	VSH2 (UNIDAD HIDRONEUMÁTICA)	Distancia EM (cm)			
Carrera del Vástago (Pulg.)	144	Tipo - Principal			
SPM	4,545	Tipo - Secundario			
Sentido de Giro		Cantidad (U.)			
Relación de transmisión (U.)					
Diámetro Polea Reductor (Pulg.)					
DESCRIPCIÓN DE MOTOR					
Marca (U.)		Tipo			
Potencia Nominal (HP)		RPM (U.)			
Diámetro de polea (Pulg.)					
SISTEMA DE FONDO		FLUIDO			
Bomba	TIPO INSERTA	Producción Bruta (BDP)			
Marca Desc. API	25-150-RHAC-20-3-2-2 DVF y VAG	68			
Diám. Pistón (Pulg.)	1,5"	Viscosidad PO (cp)			
Luz Pistón/Barril (Pulg.)	Piston: -0.002 / Barril: +0.001	Densidad PO (g/cm ³)			
Prof. De Bomba (FT)	6543	Densidad Promedio (g/cm ³)			
Diám. Tubing (Pulg.)	2 7/8"	Densidad de Columna (g/cm ³)			
Prof. Ancla/Packer (m)	N/A	Corte de Agua (%)			
Disp. Especiales	VAG	Rel.Gas/PO			
		Separador @ 6558			
Registros Sarta					
Número Tramo	Número de Varillas	Diámetro (Pulg.)	Grado		
1	258+ 22 ft pony	7/8"	XD HS		
OTROS DATOS					
Peso de la sarta en aire (Lbs.)	14316				
Peso de la sarta sumergido (Lbs.)					
Estiramiento de varillas (Pulg.)					
Larga máxima en superficie (Lbs.)	15138	15236			
Larga mínima en superficie (Lbs.)	11155	12191			
Larga máxima en fondo (Lbs.)	2662	2595			
Larga mínima en fondo (Lbs.)	569	427			
Peso Fluido (Lbs.)	5911	4993			
Larga sobre la estructura (%)	NA	NA			
RESULTADOS DE CAJA REDUCTORA					
Torque máximo reductor (Lbs./Pulg.)			Porcentaje (%)		
Distancia contrapeso (cm)			Efecto de contrapeso (Lbs.)		
eficiencia Torsional (%)			Torque Máximo Contrapeso (Lbs./Pulg.)		
Torque disponible (Lbs./Pulg.)			Balanceo existente (Lbs./Pulg.)		
Régimen de Operación			Diámetro de la Polea de la Caja (Pulg.)		
Rendimiento Sarta (DIAGRAMA DE GOODMAN)					
Diámetro varilla (Pulg.)	Tensión máxima (PSI)	Tensión mínima (PSI)	% Stress Factor de Servicio = 1	% Stress Factor de Servicio = 0,85	% Stress Factor de Servicio = 0,6
7/8"	25175	18551	16,4	19,3	27,3
RESULTADOS DE BOMBA					
Válvula fija	Válvula móvil				
Peso de varilla en fluido inicial (Lbs.)			Peso de fluido + varillas inicial (Lbs.)		
Peso de varilla en fluido final (Lbs.)			Peso de fluido + varillas final (Lbs.)		
Tiempo medido entre svi y svf (Sg)	20 Sg		Tiempo medido entre tvf y tvf (Sg)		
Pérdida de válvula fija (Lbs.)			Pérdida de válvula móvil (Lbs.)		
Otros Datos					
Carrera Calculada (Pulg.)	144	144	Petróleo efectivo (bdp)		
Carrera efectiva (Pulg.)	143,4	136,7	Escurrecimiento (bdp)		
Índice de bomba (%)	95,07	94,7	Nivel medido (ft)		
eficiencia volumétrica (%)			1658,47		
Caudal bruto calculado (bdp)			1658,47		
Caudal bruto efectivo (bdp)	162,6	56,7	Sumergencia Efectiva (ft)		
Presión de fondo (psi)	2505,1	2999	Sumergencia Total (ft)		
Presión de entrada a bomba (psi)	1436,2	1811,4	64,9		
Presión Tubing (psi)	60	50	Flujo de Gas (Mscfd)		
			6		
			Líquido en anular (%)		
			88		
COMENTARIOS					
Cambio de FI a Sistema con UBM VSH2-150 (Inicia 04:30 pm Oct.08/13)					
HP= 60 PSI -----					
CHP= 59 PSI					
RECORRIDO 144 IN.					
SPM= 4,55					
PS=1000 PSI					
PB=200 PSI					
AC= 800 PSI					
TA= 145 °F					
UBM DESBALANCIADA					
DIAGNOSTICO					
ALTA SUMERGENCIA. EFECTO DE ALTA PIP EN LA BOMBA. CHP ALTA.					
RECOMENDACIONES					
UNIDAD VSH2 DESBALANCIADA ES NECESARIO ADICIONAR N2 AL SISTEMA.					
CARTA DE SUPERFICIE		CARTA DE FONDO		CARTA DE VALVULAS	
				NR	

Fuente: Ecopetrol S.A.

⁸⁰ Ecopetrol S.A., Historia de Pozo Sardinata 33K

ANEXO C. COSTOS SISTEMA LEVANTAMIENTO VSH2

Tabla 45. Costos sistema levantamiento VSH2⁸¹

ITEM	QTY	DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO	PRICE EA (USD)	TOTAL (USD)
1	1	VSH2 Nitrogen - over - Hydraulic Pumping Unit, WFT PU VSH2 G POWER UNIT ASSYRX250CC 6X10, WFT PU. VSH2 MAST ASSY 150IN 1.5 ROD UPTO 4000LBS, ASSY, ENGINE 5.7L HDH GM VSH GAS TINNED ELC-GOV HT LF OD. ROF, STAND, GAS SCRUBBER VSH2 PWR UNIT, KIT, GAS SCRUBBER MINI-V RKSPRG, HEAT SHIELD, EXHAUST HEADER HUSKY 4.3L GAS POWDER CTED, EXHAUST, HEAT SHIELD ASSY 2.25-2.50IN OD PIPE, EAR, GUIDE LINE VSH2 1IN X 42IN POST 1.25IN HOLE DIA, SILENCER, EXHAUST 2.5IN INLETID, 2.5IN OUTLET OD, 51IN LG, CLAMP, MUFFLER 2.500 IN, BASE PLATE, MASTWELLHEAD VSH2 2-7/8 EUE BOX 30000LBS.□ 135 Amps Alternator.	\$ 124,655.00	\$ 124,655.00
2	1	ROD PUMP CONTROLLER.	\$ 8,012.00	\$ 8,012.00
3	1	BOP Composite, 7 1/16 X 3000 R45 X 3 1/8" X 3000	\$ 6,285.06	\$ 6,285.06
4	1	STUFFING BOX T DP5B1500 PSI 3-1/2" TBG1-1/2PR	\$ 867.09	\$ 867.09
5	1	CLAMP POLISHED ROD 1-1/2 BOLT DOUBLE 26MLBS	\$ 631.69	\$ 631.69
6	1	Polished rod (barra lisa) 1-1/2" x 30 ft 1" pin X pin alloy steel. grado 4140.	\$ 931.16	\$ 931.16
7	1	Pony rod 7/8"x2' grado High Strength Steel (AISI 4330). Con coupling Slim Hole	\$ 57.42	\$ 57.42
8	217	Sucker Rod 7/8", grade High Strength Steel (AISI 4330) with Slim Hole coupling class SH x25 ft.	\$ 125.45	\$ 27,222.65
9	2	SUBCOUPLING PR 7/8 BOX x 1 BOX CLASS T FS	\$ 11.80	\$ 23.60
10	1	LUBRICANT SUCKER ROD 2 LB BOTTLE	\$ 253.58	\$ 253.58
11	2	Pony rod 7/8"x2' grado High Strength Steel (AISI 4330). Con coupling Slim Hole	\$ 57.42	\$ 114.84
12	2	Pony rod 7/8"x4' grado High Strength Steel (AISI 4330). Con coupling Slim Hole	\$ 63.23	\$ 126.46
13	2	Pony rod 7/8"x6' grado High Strength Steel (AISI 4330). Con coupling Slim Hole	\$ 75.84	\$ 151.68
14	1	Beam Pum gas Separator 7" x 2-7/8" CS	\$ 6,505.30	\$ 6,505.30
TOTAL				\$ 175,837.53
Precios No incluyen IVA.				

Fuente: Ecopetrol S.A.

⁸¹ Weatherford. Propuesta Técnico Económica Instalación Sistema VSH2 Campo Sardinata.

ANEXO D. COSTOS TRABAJOS DE WORKOVER E INSTALACION SISTEMA LEVANTAMIENTO VSH2

Tabla 46. Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-16k⁸²

DESCRIPCION	INVERSIONES OPERACIÓN (US\$)
A. INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Equipo de workover	285.000
Servicio registros eléctricos	18.000
Cañoneo con cable	23.000
Servicio de fluidos de completamiento y workover	8.042
Servicio de tratamiento de cortes y fluidos residuales	11.500
Servicios de estimulación (orgánicas, ácidas, etc.)	183.062
Servicios profesionales de supervisión	30.206
Servicio de slick line	35.969
Herramientas especiales (tuberías, pesca, etc.)	3.985
INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	598.764
B. INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Cabezal de pozo	25.000
Tubería de producción, varillas y accesorios	44.108
Equipo de subsuelo (ancla, bomba de subsuelo, seating niple motor, sensor, etc).	15.000
Equipo de superficie (unidad de bombeo, variador, etc)	204.232
INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	288.340
C. TOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	887.104
INVERSIONES INDIRECTAS DE LA OPERACIÓN	
Mantenimiento localización	37.142,8
Ingeniería	13.209,1
Obras mecánicas - suministro de tubería	45.921,5
Obras mecánicas - instalación de tubería	119.084,4
Interventoría técnica obras civiles, mecánica y/o eléctricas	55.510,9
Otros costos	14.099,8
TOTAL EN INVERSIONES ASOCIADAS AL COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	284.968,50
D. GERENCIA DE PROYECTOS	
GERENCIA DE PROYECTOS	23.701,4
TOTAL EN INVERSIONES ASOCIADAS A CARGOS DIRECTOS DE ADMINISTRACION	23.701,4
TOTAL POZO	1.195.542,8

⁸² Betancur, Jorge, Año 2015

Tabla 47. Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-12k⁸³

DESCRIPCION	INVERSIONES OPERACIÓN (US\$)
A. INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Equipo de workover	69.538
Servicio de fluidos de completamiento y workover	3.480
Servicio de tratamiento de cortes y fluidos residuales	11.600
Servicios profesionales de supervisión	5.000
Servicio de slick line	10.000
INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	99.618
B. INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Equipo de subsuelo (ancla, bomba de subsuelo, seating niple motor, sensor, etc).	15.000
Equipo de superficie (unidad de bombeo)	204.232
INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	219.232,0
TOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	318.850,00
C. INVERSIONES INDIRECTAS DE LA OPERACIÓN	
Mantenimiento localización	0
Ingeniería	0
Obras mecánicas - suministro de tubería	0
Obras mecánicas - instalación de tubería	0
Interventoría técnica obras civiles, mecánica y/o eléctricas	0
TOTAL EN INVERSIONES ASOCIADAS AL COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	0
GERENCIA DE PROYECTOS	2.500,0
TOTAL EN INVERSIONES ASOCIADAS A CARGOS DIRECTOS DE ADMINISTRACION	2.500,0
TOTAL POZO	321.350

^{83 83} Betancur, Jorge, Año 2015

Tabla 48. Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-28k⁸⁴

DESCRIPCION	INVERSIONES OPERACIÓN (US\$)
A. INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Equipo de workover	346.243
Servicio registros eléctricos	50.410
Cañoneo con cable	100.803
Servicio de fluidos de completamiento y workover	8.042
Servicio de tratamiento de cortes y fluidos residuales	32.480
Servicio de cementación	38.280
Servicios de estimulación (rpm, orgánicas, ácidas, etc.)	183.062
Servicios profesionales de supervisión	30.206
Servicio de slick line	35.969
Herramientas especiales (tuberías, pesca, diverter, moledores, etc)	3.985
INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	829.480
B. INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Cabezal de pozo	25.000
Tubería de producción, varillas y accesorios	43.834
Equipo de subsuelo (ancla, bomba de subsuelo, seating nipple motor, sensor, etc).	15.000
Equipo de superficie (unidad de bombeo, variador, etc)	204.232
INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	288.066
TOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	1.117.546
INVERSIONES INDIRECTAS DE LA OPERACIÓN	
Mantenimiento localización	39.633,6
Ingeniería	13.209,1
Obras mecánicas - suministro de tubería	40.628,7
Obras mecánicas - instalación de tubería	105.052,4
Interventoría técnica obras civiles, mecánica y/o eléctricas	55.510,9
Otros costos	17.423,5
TOTAL EN INVERSIONES ASOCIADAS AL COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	271.458,20
CARGOS DIRECTOS DE ADMINISTRACION	
Gerencia de proyectos	23.701,4
TOTAL POZO	1.412.705,60

⁸⁴ Betancur, Jorge. Año 2015

Tabla 49. Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-29k⁸⁵

DESCRIPCION	INVERSIONES OPERACIÓN (US\$)
A. INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Equipo de workover	346.243
Servicio registros eléctricos	50.189
Cañoneo con cable	73.119
Servicio de fluidos de completamiento y workover	8.042
Servicio de tratamiento de cortes y fluidos residuales	32.480
Servicio de pruebas de presión y temperatura	11.771
Servicios de estimulación (rpm, orgánicas, ácidas, etc.)	183.062
Servicios profesionales de supervisión	30.206
Servicio de slick line	35.969
Herramientas especiales (tuberías, pesca, diverter, moledores, etc.)	3.985
INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	775.066
B. INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Cabezal de pozo	25.000
Tubería de producción, varillas y accesorios	44.493
Equipo de subsuelo (ancla, bomba de subsuelo, seating niple motor, sensor, etc).	15000
Equipo de superficie (unidad de bombeo)	204232
INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	288.725
TOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	1.063.791
INVERSIONES INDIRECTAS DE LA OPERACIÓN	
Mantenimiento localización	42.605,5
Ingeniería	13.209,1
Obras mecánicas - suministro de tubería	72.330,8
Obras mecánicas - instalación de tubería	171.063,5
Interventoría técnica obras civiles, mecánica y/o eléctricas	55.510,9
Otros costos	14.152,0
TOTAL EN INVERSIONES ASOCIADAS AL COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	368.871,80
CARGOS DIRECTOS DE ADMINISTRACION	
GERENCIA DE PROYECTOS	23.701,4
TOTAL POZO	1.456.364,20

⁸⁵ Betancur, Jorge. Año 2015

Tabla 50. Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-32k⁸⁶

DESCRIPCION	INVERSIONES OPERACIÓN (US\$)
A. INVERSIONES DE COMPLETAMIENTO Y WORZKOVER	
Equipo de workover	346.243
Servicio registros eléctricos	49.576
Cañoneo con cable	69.573
Servicio de fluidos de completamiento y workover	8.042
Servicio de tratamiento de cortes y fluidos residuales	32.480
Servicios de estimulación (rpm, orgánicas, ácidas, etc.)	183.062
Servicios profesionales de supervisión	30.206
Servicio de slick line	35.969
Herramientas especiales (tuberías, pesca, diverter, moledores, etc.)	3.985
INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	759.136
B. INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Cabezal de pozo	25.000
Tubería de producción, varillas y accesorios	44.493
Equipo de subsuelo (ancla, bomba de subsuelo, seating niple motor, sensor, etc).	15000
Equipo de superficie (unidad de bombeo, transformador, variador, etc)	204232
INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	288.725
TOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	1.047.861
INVERSIONES INDIRECTAS DE LA OPERACIÓN	
Mantenimiento localización	42.605,5
Ingeniería	13.209,1
Obras mecánicas - suministro de tubería	72.330,8
Obras mecánicas - instalación de tubería	171.063,5
Interventoría técnica obras civiles, mecánica y/o eléctricas	55.510,9
Otros costos	14.152,0
TOTAL EN INVERSIONES ASOCIADAS AL COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	368.871,80
CARGOS DIRECTOS DE ADMINISTRACION	
GERENCIA DE PROYECTOS	23.701,4
TOTAL EN INVERSIONES ASOCIADAS A CARGOS DIRECTOS DE ADMINISTRACION	23.701,4
TOTAL POZO	1.440.434,20

⁸⁶ Betancur, Jorge. Año 2015.

Tabla 51. Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata-36k⁸⁷

DESCRIPCION	INVERSIONES OPERACIÓN (US\$)
A. INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Equipo de workover	69.538
Servicio de fluidos de completamiento y workover	3.480
Servicio de tratamiento de cortes y fluidos residuales	11.600
Servicios profesionales de supervisión	5.000
Servicio de slick line	10.000
INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	99.618
B. INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Equipo de subsuelo (ancla, bomba de subsuelo, seating nipple motor, sensor, etc).	15.000
Equipo de superficie (unidad de bombeo)	204.232
INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	219.232,0
TOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	318.850,00
C. INVERSIONES INDIRECTAS DE LA OPERACIÓN	
Mantenimiento localización	0
Ingenieria	0
Obras mecánicas - suministro de tubería	0
Obras mecánicas - instalación de tubería	0
Interventoría técnica obras civiles, mecánica y/o eléctricas	0
TOTAL EN INVERSIONES ASOCIADAS AL COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	0
GERENCIA DE PROYECTOS	2.500,0
TOTAL POZO	321.350

⁸⁷ Betancur, Jorge. Año 2015.

Tabla 52. Costos trabajo de workover e instalación VSH2 pozo Sardinata -37k⁸⁸

DESCRIPCION	INVERSIONES OPERACIÓN (US\$)
A. INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Equipo de workover	69.538
Servicio de fluidos de completamiento y workover	3.480
Servicio de tratamiento de cortes y fluidos residuales	11.600
Servicios profesionales de supervisión	5.000
Servicio de slick line	10.000
INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	99.618
B. INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	
Equipo de subsuelo (ancla, bomba de subsuelo, seating nipple motor, sensor, etc).	15.000
Equipo de superficie (unidad de bombeo)	204.232
INVERSIONES EN MATERIALES DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	219.232,0
TOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	318.850,00
C. INVERSIONES INDIRECTAS DE LA OPERACIÓN	
Mantenimiento localización	0
Ingeniería	0
Obras mecánicas - suministro de tubería	0
Obras mecánicas - instalación de tubería	0
Interventoría técnica obras civiles, mecánica y/o eléctricas	0
TOTAL EN INVERSIONES ASOCIADAS AL COMPLETAMIENTO Y WORKOVER	0
GERENCIA DE PROYECTOS	2.500,0
TOTAL POZO	321.350

⁸⁸ Betancur, Jorge. Año 2015.