



**EVALUACIÓN HISTÓRICA DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OCURRIDOS
DESDE LA CARA DE FORMACIÓN A CABEZA DE POZO EN LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO ANDALUCÍA SUR
ECOPETROL S.A.**



**DIEGO MAURICIO SANMIGUEL PASCUAS
2001201602
ADRIÁN ZAMBRANO MURCIA
2002200825**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA - HUILA
2009**



**EVALUACIÓN HISTÓRICA DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OCURRIDOS
DESDE LA CARA DE FORMACIÓN A CABEZA DE POZO EN LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO ANDALUCÍA SUR
ECOPETROL S.A.**

**DIEGO MAURICIO SANMIGUEL PASCUAS
2001201602
ADRIÁN ZAMBRANO MURCIA
2002200825**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Director:
Ing. WILSON ALEXANDER MARTINEZ ARDILA
Ingeniero de Producción Ecopetrol SOH.**

**Codirectora:
Ing. HAYDEÉ MORALES
Profesora de planta**

**Evaluadores:
Ing. ERVIN ARANDA ARANDA
Profesor de planta**

**Ing. RICARDO PARRA PINZÓN
Profesor de planta**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETROLEOS
NEIVA - HUILA
2009**



Nota de aceptación

Presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, 9 de Octubre 2009



AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos, a:

Nuestro maravilloso Dios.

El Director de la Investigación, Ingeniero Wilson Alexander Martínez Ardila,
Ingeniero de Producción ECOPETROL S.A. - SOH.

La Codirectora de la investigación, Ingeniera Hayddé Morales,
Profesora de planta de la universidad Surcolombiana.

Los Evaluadores de la investigación:

Los ingenieros Ervin Aranda Aranda y Ricardo Parra Pinzón,
Profesores de planta de la universidad Surcolombiana.

El ingeniero Luis Bernardo Carrera,
Jefe departamento de Producción, ECOPETROL S.A. - SOH

El ingeniero Julio Mario Rueda Celis,
Coordinador de Producción Campo Tello, ECOPETROL S.A. - SOH

El ingeniero José Miguel Galindo Sanchez,
Coordinador de Producción Campo Orito, ECOPETROL S.A. - SOR

El ingeniero Celiar Sánchez Vargas,
Supervisor de Producción Campo Andalucía MECÁNICOS ASOCIADOS S.A.

El ingeniero Gerson Saúl Pérez Mora,
Ingeniería Andalucía, ECOPETROL S.A. - SOH

Facultativos y Docentes de la Universidad Surcolombiana. De manera especial a los de la Facultad de Ingeniería.

El personal operativo del Campo Andalucía Sur de Ecopetrol S.A.

Las demás personas que brindaron sus aportes a este proyecto.



DEDICATORIA

Se dedica este proyecto de grado:

Al sabio de sabios, Dios que ha guiado paso a paso mi vida, con su bendición me permitió alcanzar este sueño, a mis padres Talo y Leonor, a mi novia Yina Paola y a todas las personas que directa e indirectamente me colaboraron e hicieron que mereciera obtener este sueño.

Diego Mauricio.

A Dios que me ilumina en el camino de la vida y me permitió cumplir este gran sueño, a mi familia en general, pero en especial a mis adorados padres Adriano y Vilma por el infinito esfuerzo, sacrificio y voluntad que me han brindado desde siempre, a Carolina por el apoyo y la compañía incondicional, a mis amigos, compañeros, profesores y a todas aquellas personas que de alguna u otra manera contribuyeron para que este gran logro y éxito sea alcanzado.

Adrián



CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. GENERALIDADES	17
1.1 CAMPO ANDALUCÍA SUR	17
1.1.1 Ubicación del Campo Andalucía Sur	17
1.1.2 Modelo geológico	18
1.1.2.1 Estratigrafía	18
1.1.2.2 Sísmica	22
1.1.2.3 Modelo estructural	24
1.1.2.4 Modelo estratigráfico	25
1.1.3 Características de la roca y fluidos del yacimiento	26
1.1.3.1 Porosidad y permeabilidad	27
1.1.3.2 Propiedades del petróleo	29
1.1.3.3 Propiedades del agua	31
1.1.3.4 Compresibilidad de la roca	31
1.1.4 Comportamiento de producción e inyección del Campo Andalucía Sur	31
1.1.5 Extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, fiscalización y venta de petróleo	33
1.1.6 Sistema o planta de Inyección de Agua (PIA)	34
1.1.7 Tratamiento de aguas residuales	34
1.2 GENERALIDADES TÉCNICAS	35
1.2.1 PARAFINAS Y ASFALTENOS	35
1.2.1.1 Características generales de las parafinas	36
1.2.1.2 Características generales de los asfaltenos	37
1.2.1.3 Parafinas y asfaltenos en los yacimientos	39
1.2.2 BOMBA DE SUBSUELO	40
1.2.2.1 Generalidades de las bombas de subsuelo	40
1.2.2.2 Componentes de las bombas de subsuelo	42
1.2.2.3 Funcionamiento de las bombas de subsuelo	45
1.2.3 CONTROL DE ARENAS	46
2. EVALUACIÓN HISTÓRICA DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OCURRIDOS DESDE LA CARA DE FORMACIÓN A CABEZA DE POZO EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO ANDALUCÍA SUR ECOPEPETROL S.A.	50
2.1 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS	50
2.1.1 Pozos productores	50
2.1.1.1 Pozo Andalucía Sur 1 (AS-1)	50
2.1.1.2 Pozo Andalucía Sur 2 (AS-2)	52
2.1.1.3 Pozo Andalucía Sur 10 (AS-10)	54
2.1.1.4 Pozo Andalucía Sur 11 (AS-11)	56



2.1.1.5 Pozo Andalucía Sur 16 (AS-16)	57
2.1.1.6 Pozo Andalucía Sur 22 (AS-22)	57
2.1.1.7 Pozo Andalucía Sur 25 (AS-25)	60
2.1.1.8 Pozo Andalucía Sur 26 (AS-26)	61
2.1.1.9 Pozo Andalucía Sur 35 (AS-35)	62
2.1.2 Pozos inyectores	64
2.1.2.1 Pozo Andalucía Sur 7 (AS-7)	64
2.1.2.2 Pozo Andalucía Sur 8 (AS-8)	65
2.1.2.3 Pozo Andalucía Sur 14 (AS-14)	66
2.1.2.4 Pozo Andalucía Sur 16 (AS-16)	67
2.1.2.5 Pozo Andalucía Sur 18 (AS-18)	67
2.1.2.6 Pozo Andalucía Sur 19 (AS-19)	69
2.1.2.7 Pozo Andalucía Sur 33 (AS-33)	69
2.1.2.8 Pozo Andalucía Sur 36 (AS-36)	70
2.2 SERVICIOS REALIZADOS DESDE LA CARA DE FORMACIÓN A CABEZA DE POZO	71
2.2.1 Servicios a pozos productores	72
2.2.2 Servicios a pozos inyectores	85
2.3 RESULTADOS PROMEDIOS DE SERVICIOS	94
2.3.1 Promedios para pozos productores	94
2.3.2 Promedios para pozos inyectores	94
2.4 ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES FALLAS	96
2.4.1 Obstrucción por parafina	97
2.4.2 Varilla partida	97
2.4.3 Cambio de bomba	99
CONCLUSIONES	106
RECOMENDACIONES	108
BIBLIOGRAFÍA	111
INFOGRAFÍA	112
ANEXOS	113



LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Coordenadas Gauss (Bog) del Campo Andalucía Sur	18
Tabla 2. Parámetros básicos del yacimiento Campo Andalucía Sur	26
Tabla 3. Valores de porosidad estimados por pozo	27
Tabla 4. Propiedades PVT de los fluidos Campo Andalucía Sur	30
Tabla 5. Composición del aceite, Campo Andalucía Sur	30
Tabla 6. Servicios realizados al pozo productor AS – 1	76
Tabla 7. Servicios realizados al pozo productor AS – 2	77
Tabla 8. Servicios realizados al pozo productor AS – 10	78
Tabla 9. Servicios realizados al pozo productor AS – 11	79
Tabla 10. Servicios realizados al pozo productor AS – 16	80
Tabla 11. Servicios realizados al pozo productor AS – 22	80
Tabla 12. Servicios realizados al pozo productor AS – 25	82
Tabla 13. Servicios realizados al pozo productor AS – 26	83
Tabla 14. Servicios realizados al pozo productor AS – 35	84
Tabla 15. Servicios realizados al pozo inyector AS – 7	86
Tabla 16. Servicios realizados al pozo inyector AS – 8	87
Tabla 17. Servicios realizados al pozo inyector AS – 14	88
Tabla 18. Servicios realizados al pozo inyector AS – 16	89
Tabla 19. Servicios realizados al pozo inyector AS – 18	90
Tabla 20. Servicios realizados al pozo inyector AS – 19	91
Tabla 21. Servicios realizados al pozo inyector AS – 33	92
Tabla 22. Servicios realizados al pozo inyector AS – 36	93
Tabla 23. Listado de servicios realizados a pozos productores	96
Tabla 24. Listado de servicios realizados a pozos inyectores	96
Tabla 25. Total de servicios realizados a pozos productores	104
Tabla 26. Total de servicios realizados a pozos inyectores	105



LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura. 1. Ubicación del Campo Andalucía Sur	17
Figura 2. Coordenadas y área del polígono	18
Figura 3. Columna Generalizada para Formación Doima en Campo Andalucía Sur	19
Figura 4. Columna Generalizada de la cuenca del valle superior del Magdalena	20
Figura 5. Diagrama estructural bloque I y II Campo Andalucía Sur	21
Figura 6. Líneas sísmicas con las que se contaron para la evaluación	22
Figura 7. Líneas sísmicas SI-97-17 de I extensión del Campo Andalucía	23
Figura 8. Mapa estructural en profundidad al tope de la arena D de la Formación Doima	24
Figura 9. Mapa estructural en profundidad al tope de la arena T de la Formación Doima	25
Figura 10. Bloque diagrama del modelo de depositación de la Formación Doima	26
Figura 11. Permeabilidad relativa, Pruebas de corazones arenas T y D, pozo AS- 22	28
Figura 12. Flujo fraccional arenas superiores e inferiores	29
Figura 13. Historia de producción e inyección campo Andalucía sur	32
Figura 14. Acumulado de producción e inyección	32
Figura 15. Estructura general de las parafinas	36
Figura 16. Estructura general de los asfaltenos	39
Figura 17. Componentes del sistema de bombeo mecánico	42
Figura 18. Partes de la bomba de subsuelo	44
Figura 19. Funcionamiento de bomba de subsuelo	46
Figura 20. Limpieza arena por circulación	48
Figura 21. Pozo Andalucía Sur 1	51
Figura 22. Pozo Andalucía Sur 2	53
Figura 23. Pozo Andalucía Sur 10	54
Figura 24. Pozo Andalucía Sur 11	56
Figura 25. Pozo Andalucía Sur 16	58
Figura 26. Pozo Andalucía Sur 22	59
Figura 27. Pozo Andalucía Sur 25	61
Figura 28. Pozo Andalucía Sur 26	62



LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Servicios realizados al pozo productor AS-1	76
Gráfica 2. Servicios realizados al pozo productor AS-2	77
Gráfica 3. Servicios realizados al pozo productor AS-10	78
Gráfica 4. Servicios realizados al pozo productor AS-11	79
Gráfica 5. Servicios realizados al pozo productor AS-16	80
Gráfica 6. Servicios realizados al pozo productor AS-22	81
Gráfica 7. Servicios realizados al pozo productor AS-25	82
Gráfica 8. Servicios realizados al pozo productor AS-26	83
Gráfica 9. Servicios realizados al pozo productor AS-35	84
Gráfica 10. Servicios realizados al pozo inyector AS-7	86
Gráfica 11. Servicios realizados al pozo inyector AS-8	87
Gráfica 12. Servicios realizados al pozo inyector AS-14	88
Gráfica 13. Servicios realizados al pozo inyector AS-16	89
Gráfica 14. Servicios realizados al pozo inyector AS-18	90
Gráfica 15. Servicios realizados al pozo inyector AS-19	91
Gráfica 16. Servicios realizados al pozo inyector AS-33	92
Gráfica 17. Servicios realizados al pozo inyector AS- 36	93
Gráfica 18. Servicios más frecuentes de pozos productores	102
Gráfica 19. Servicios más frecuentes de pozos productores	103
Gráfica 20. Total de servicios realizados a pozos productores	104
Gráfica 21. Total de servicios realizados a pozos inyectores	105



LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Estado mecánico pozo productor AS-1	114
Anexo B. Estado mecánico pozo productor AS-2	115
Anexo C. Estado mecánico pozo productor AS-10	116
Anexo D. Estado mecánico pozo productor AS-11	117
Anexo E. Estado mecánico pozo productor AS-16	118
Anexo F. Estado mecánico pozo productor AS-22	119
Anexo G. Estado mecánico pozo productor AS-25	120
Anexo H. Estado mecánico pozo productor AS-26	121
Anexo I. Estado mecánico pozo productor AS-35	122
Anexo J. Estado mecánico pozo inyector AS-7	123
Anexo K. Estado mecánico pozo inyector AS-8	124
Anexo L. Estado mecánico pozo inyector AS-14	125
Anexo M. Estado mecánico pozo inyector AS-16	126
Anexo N. Estado mecánico pozo inyector AS-18	127
Anexo O. Estado mecánico pozo inyector AS-19	128
Anexo P. Estado mecánico pozo inyector AS-33	129
Anexo Q. Estado mecánico pozo inyector AS-36	130



GLOSARIO

A: Área

Acre: Medida tradicional inglesa de superficie equivalente a 43.560 pies cuadrados.

BFPD.: Barriles de fluido por día.

Bo: Factor volumétrico del petróleo.

BOPD: Barriles de petróleo por día.

Bw: Factor volumétrico del agua.

BWPD: Barriles de agua por día.

Co: Compresibilidad del petróleo.

Ct : Compresibilidad total de roca

Cw: Compresibilidad del agua.

ESP: Sistema de levantamiento artificial con bombas electrosumergibles.

h: Altura promedio de formación productora.

K: Permeabilidad.

Kh: Permeabilidad horizontal.

KH: Transmisibilidad.

Ko: Permeabilidad del petróleo.

Kro: Permeabilidad relativa del petróleo.

Krw: Permeabilidad relativa del agua.

Kw: Permeabilidad del agua.

Kv: Permeabilidad vertical.

LKO: Lowest known occurrence

md: Milidarcys.

MD: Profundidad medida.

μ : Viscosidad del petróleo.

μ_w : Viscosidad del agua.

Normas API: Normatividad establecida por el American Petroleum Institute.

Φ : Porosidad.

PCP: Sistema de levantamiento artificial con bombas de cavidades progresivas.

P.I: Índice de productividad.

PSIA: Pounds Square Inch Absolut, Unidad inglesa de presión.

PSIG: Pounds per square inch gauge

Pwf: Presión de pozo fluyente.

P_o: Presión promedio del yacimiento.

P_s: Presión estática de fondo.

rw: Radio de pozo.

SL: Stroke long

Sor: Saturación residual de petróleo.

SPM: Strokes por minutos.

Swi: Saturación de agua inicial.

TPP: Tiros por pie



TVDSS: True vertical depth subsea.

RESUMEN

El Campo Andalucía Sur se encuentra ubicado a 12 Km. del casco urbano del municipio de Baraya en el departamento del Huila. El área del contrato de asociación Huila es de 8.121 hectáreas. El ambiente de depositación de la formación Doima, hace que la roca posea propiedades heterogéneas en todo el campo. Se presentan valores de porosidad que no son tan variables con respecto a los valores de permeabilidad, que pueden variar de 90 a 800 md en rangos pequeños de porosidad. La calidad de la roca disminuye hacia los límites del yacimiento, en cercanía de fallas y al basamento.

Con la presente investigación, se llevó a cabo una evaluación histórica de los principales problemas ocurridos desde la cara de formación a cabeza de pozo en la producción de petróleo en el Campo Andalucía Sur Ecopetrol S.A, tanto de sus pozos productores como inyectores.

El conocer la historia del Campo Andalucía Sur Ecopetrol S.A, se convierte en una herramienta de suma importancia y utilidad, ya que ella es fiel testigo de lo que realmente ha ocurrido y que se ha hecho en el pasado, de modo que se puedan sustraer aspectos importantes que permitan tomar medidas preventivas y/o correctivas, con el ánimo de aumentar la producción y por consiguiente la rentabilidad del campo en el futuro.

La presente investigación facilitó conocer y evaluar históricamente los principales problemas sucedidos en los pozos del campo, que generaron interrupciones en la producción de petróleo ameritando la intervención de los mismos. De manera que una vez clasificados e identificados se pueda plantear algunas recomendaciones, formas o acciones más viables para corregir o prevenir los inconvenientes presentados en la producción de petróleo desde la cara de formación a cabeza de pozo.

Esta evaluación permitió además de visualizar los principales problemas a combatir, contar con un soporte o documento pertinente para realizar de una manera más eficaz, las futuras inversiones en el Campo Andalucía Sur dentro del presupuesto de Ecopetrol para el año 2010 y facilitar la operación y mantenimiento del Campo, si así lo considera necesario.

La evaluación histórica del Campo Andalucía Sur incluye aspectos generales, técnicos, tablas, fotos y gráficos, así como una sistematización de los principales y servicios realizados y las posibles soluciones que se podrían dar o llevar a cabo en los pozos productores e inyectores.



ABSTRACT

The Andalusia South Field is located to 12 km. of the urban helmet of the municipality of Baraya in the department of the Huila. The area of the contract of Huila association is of 8,121 hectares. The atmosphere of location of the Doima formation, causes that the rock has heterogenous properties in all the field. Values of porosity appear that are not so variable with respect to the values of permeability, which they can vary from 90 to 800 Md in small ranks of porosity. The quality of the rock diminishes towards the limits of the deposit, in proximity of faults and to the plinth.

With the present investigation, an historical evaluation of the main problems happened from the face of formation to well head was carried out as much in the petroleum production in Campo Andalucía Sur Ecopetrol S.A. of its producing wells as injectors.

Knowing history the Andalusia South Field Ecopetrol S.A. one becomes a tool of extreme importance and utility, since it is faithful witness of which really it has happened and that has become in the past, so that aspects important that they allow to take preventive measures and corrective, with the spirit can be removed to increase the production and therefore the yield of the field in the future.

The accomplishment of this evaluation facilitated knowing history, the present state and therefore, raising some recommendations that of which it would be possible to be hoped the future in the Andalusia South Field and the more viable forms or actions to correct or to prevent disadvantages presented/displayed from the face of formation to well head.

This evaluation allowed besides to visualize the main problems to fight, to count on a support or pertinent document stops to make of one more a more effective way, the future investments in South the Andalusia Field within the budget of Ecopetrol for year 2009 and to facilitate the operation and maintenance of the Field, if therefore it considers it necessary.

The historical evaluation of South the Andalusia Field includes general, technical aspects, tables, photos and graphs, as well as a systematization of main and the made services and the possible solutions that could be given or be carried out in producing wells and injectors.

Key words: Andalusia field, face of formation, well head, producing well, well injector, services, technical information.



INTRODUCCIÓN

El Campo Andalucía Sur forma parte de los yacimientos petrolíferos del terciario, presentes en la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Constituye uno de los yacimientos petrolíferos más importantes en dicha cuenca, no tanto por su magnitud sino por la calidad de sus hidrocarburos (31 -33° API), así como por la poca profundidad del yacimiento y su ubicación geográfica.

El campo está localizado al oeste del municipio de Baraya en el departamento del Huila y fue descubierto en el año de 1980, mediante la perforación del pozo AS-1 por parte de la compañía Petróleos Colombianos Ltd, bajo el contrato denominado asociación Huila No. 34 con Ecopetrol S.A.

La acumulación de hidrocarburos en este Campo está relacionada con el patrón estructural del área y la especial situación estratigráfica de las arenas basales de la Formación Doima, de la cual se obtiene la producción. La estructura corresponde a un paleoalto que forma en las arenas de la formación Doima anticlinales muy sutiles; el campo limita al oriente por el thrust de Andalucía. Estratigráficamente, las arenas de la formación Doima presentan un acuñamiento contra el basamento del Juratriásico, dándole al yacimiento un carácter predominante de trampa estratigráfica.

Hasta septiembre de 2009 en el Campo Andalucía Sur se tienen perforados 42 pozos en el área del contrato que corresponden actualmente a 9 pozos productores (AS-1, AS-2, AS-10, AS-11, AS-16, AS-22, AS-25, AS-26 y AS-35), 10 pozos inyectores (AS-7, AS-8, AS-14, AS-16, AS-18, AS-19, AS-33, AS-36, AS-37 y AS-38) y 23 pozos abandonados.

El Campo alcanzó un pico de producción en el mes de septiembre de 1981 con un caudal de 3555 BOPD y una calidad de aceite de 33° API.

Según cálculos volumétricos de dominio de ECOPETROL S.A el yacimiento del Campo tiene un volumen poroso de 80,768,479 de barriles y hasta junio de 2009 se tenía una producción acumulada de petróleo de más de 11 Millones de barriles de aceite con un factor de recobro de 25.4%.

La recuperación secundaria mediante el sistema de inyección de agua, se inicia en el año 1985 con pozos periféricos al extremo sur del Campo con objetivo las arenas inferiores, obteniendo buena respuesta de producción, por lo cual se realizan conversiones de pozos productores a inyectores y se extiende la inyección al norte del Campo en las arenas superiores, observando igualmente buena respuesta en niveles de presión y producción.



El Campo presenta dos grupos de arenas productoras de la Formación Doima, que están representadas por las arenas superiores denominadas R, S, T, U y las arenas inferiores denominadas las arenas D, ubicadas a profundidad media de 1900 pies con espesor variado de 10 a 40 pies.

El sistema de levantamiento del Campo es de bombeo mecánico. La saturación inicial de agua promedio es de 40% en la zona de petróleo, la porosidad efectiva tiene valores promedio de 24%, la permeabilidad tiene rangos entre 90 – 800 md, la presión inicial de yacimiento al Datum de -400 (TVDss) es de 800 psia y la presión de burbuja es de 68 psia, por tal motivo, no habrá gas libre en el yacimiento. La temperatura del yacimiento es de 114 °F y la viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento es de 3.2 cp.

Con la descripción y análisis estadístico de la evaluación histórica de los principales problemas ocurridos desde la cara de formación a cabeza de pozo en la producción de petróleo del Campo Andalucía Sur, se logrará visualizar los principales problemas a combatir y a la vez, los resultados servirán como soporte para realizar de una manera más eficaz la inversión en el Campo Andalucía Sur dentro del presupuesto de Ecopetrol para los futuros años y facilitar por ende, la operación y mantenimiento del Campo.



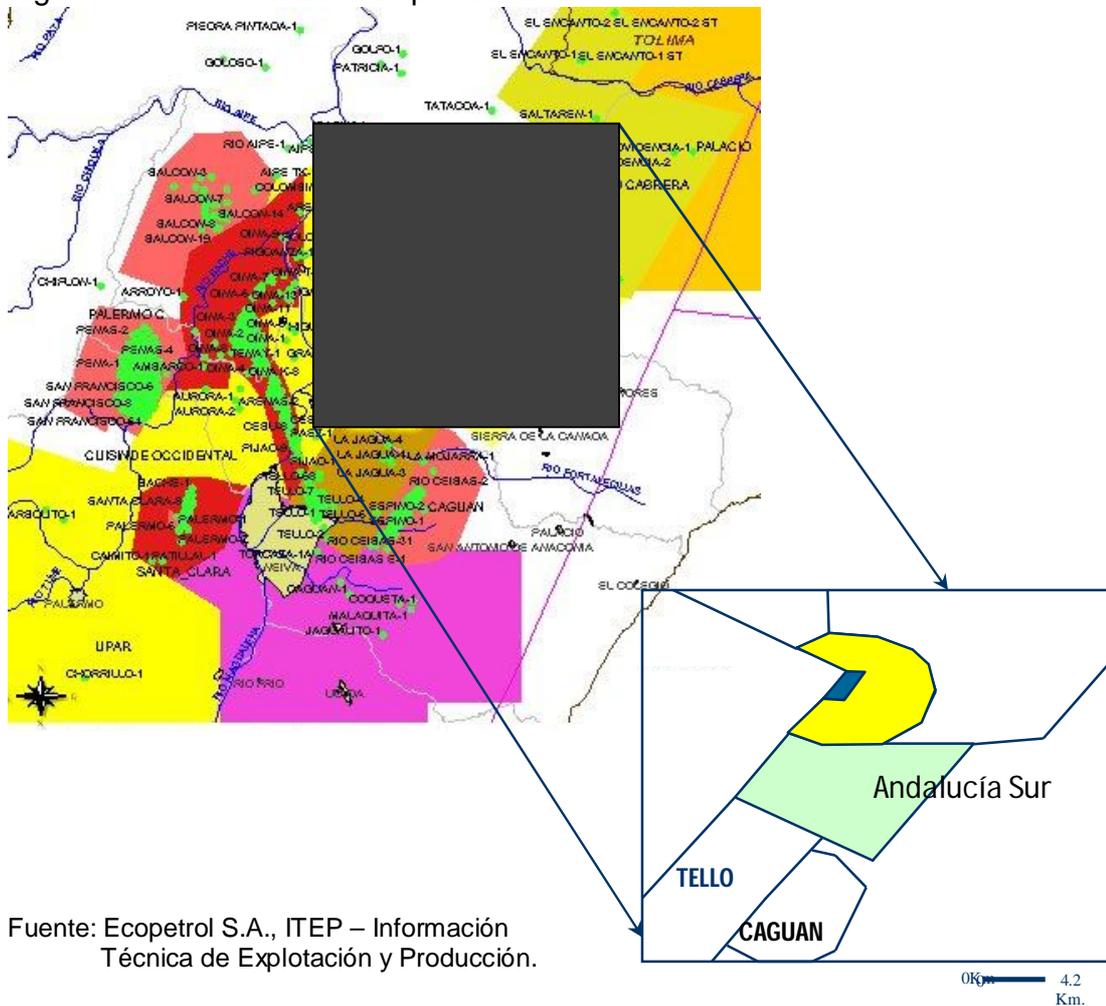
1. GENERALIDADES

1.1 CAMPO ANDALUCIA SUR¹

1.1.1 Ubicación del Campo Andalucía Sur

El campo Andalucía Sur se encuentra ubicado a 12 Km. del casco urbano del municipio de Baraya en el departamento del Huila. El área del contrato de asociación Huila es de 8.121 hectáreas.

Figura. 1. Ubicación del Campo Andalucía Sur



Fuente: Ecopetrol S.A., ITEP – Información Técnica de Explotación y Producción.

¹ Sánchez, Ana María y León, Juan Manuel., Informe de Evaluación del Campo Andalucía Sur Valle Superior del Magdalena, SOH, Gerencia Técnica de Producción, Ecopetrol S.A, Bogotá, 2006, 44 p.

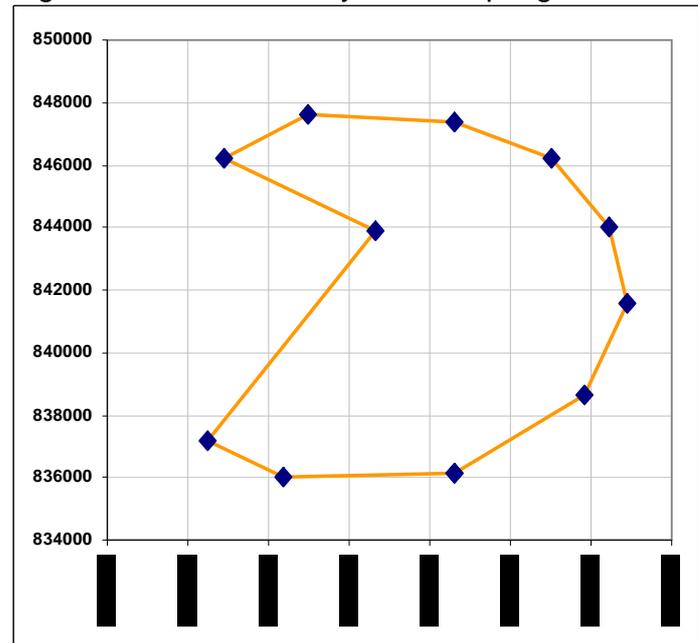


En la siguiente tabla y figura, se describen y visualizan las coordenadas y el área que conforma el Campo Andalucía Sur.

Tabla 1. Coordenadas Gauss (Bog) del Campo

Norte	Este
836160	884620
836000	880350
837198	878478
843872	882649
846203	878917
847620	880980
847400	884600
846200	887000
844000	888450
841600	888900
838650	887850
836160	884620

Figura 2. Coordenadas y área del polígono



Fuente: Sánchez, Ana María y León, Juan Manuel., Informe de Evaluación del Campo Andalucía Sur Valle Superior del Magdalena, SOH, Gerencia Técnica de Producción, Ecopetrol S.A, Bogotá, 2006, p. 9.

1.1.2 Modelo geológico

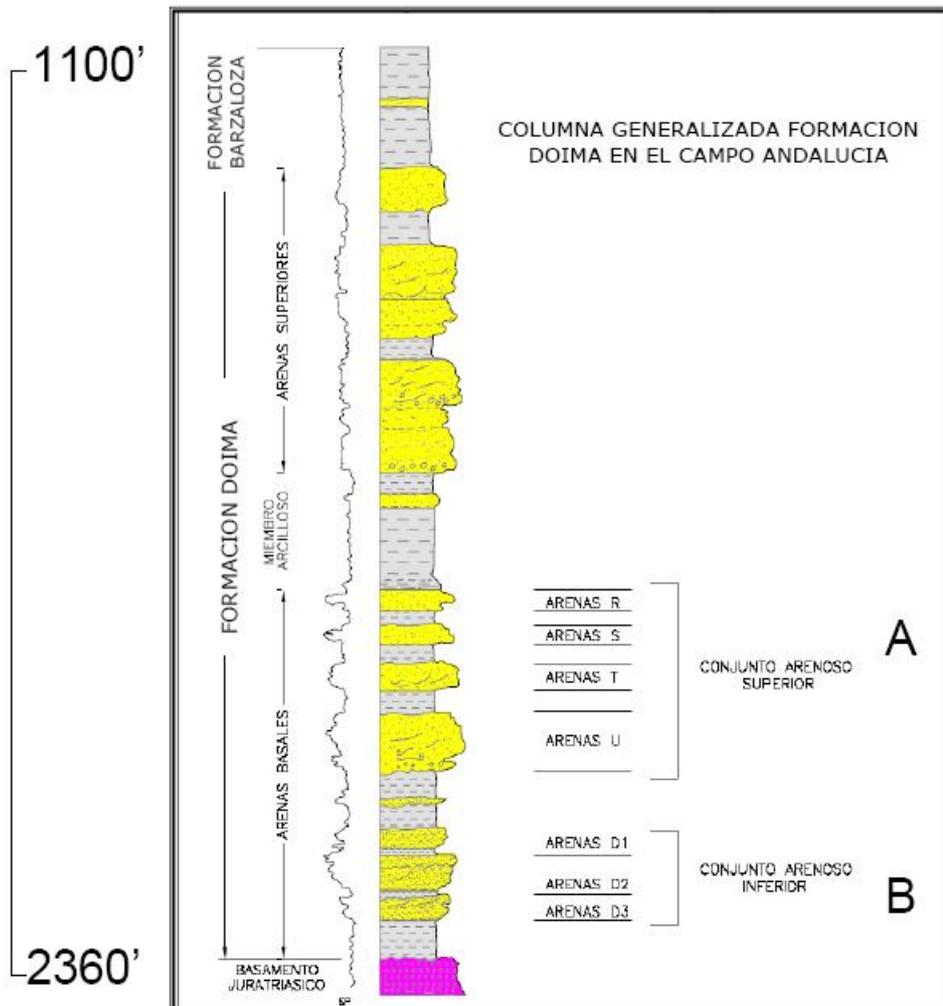
1.1.2.1 Estratigrafía. Con base en la información recolectada de las columnas perforadas en los pozos del campo Andalucía y el conocimiento geológico que se tiene de la cuenca, a continuación se resume una descripción litológica de las formaciones terciarias presentes en al campo Andalucía Sur:

- Formación Honda (Mioceno): la perforación de esta formación comienza desde superficie y se caracteriza por estar constituida principalmente de arcillolitas rojizas, verde clara a grisácea y escasas intercalaciones de arenisca verdosa, cuarzosa y lítica de grano grueso a muy grueso. Hacia la base predominan las areniscas verdosas, con intercalaciones delgadas de arcillolitas rojizas, verdosas y amarillentas.
- Formación Barzalosa (Oligoceno): se caracteriza por bancos de arcillolita color pardo rojizo, pardo amarillento, verdosa, crema y ocasionalmente púrpura, blocosa, muy blanda a firme, localmente pegajosa y muy soluble.



- Formación Doima (Oligoceno): el tope de la Formación Doima se define por la aparición de un paquete conglomerático, el cual es continuo en la estratigrafía definida para el campo Andalucía Sur, está compuesta por una secuencia monótona de arcillolita parda rojiza, rosada y localmente gris, con niveles de arena, siendo las de mayor interés las presentes en la parte media e inferior ya que son las productoras del campo Andalucía Sur. En la siguiente figura, se presenta la columna estratigráfica generalizada para la Formación Doima.

Figura 3. Columna Generalizada para Formación Doima en Campo Andalucía Sur.



Fuente: Sánchez, Ana María y León, Juan Manuel., op. cit., p. 11.

A continuación se presenta una breve descripción de las principales características de la litología encontrada en la formación Doima:

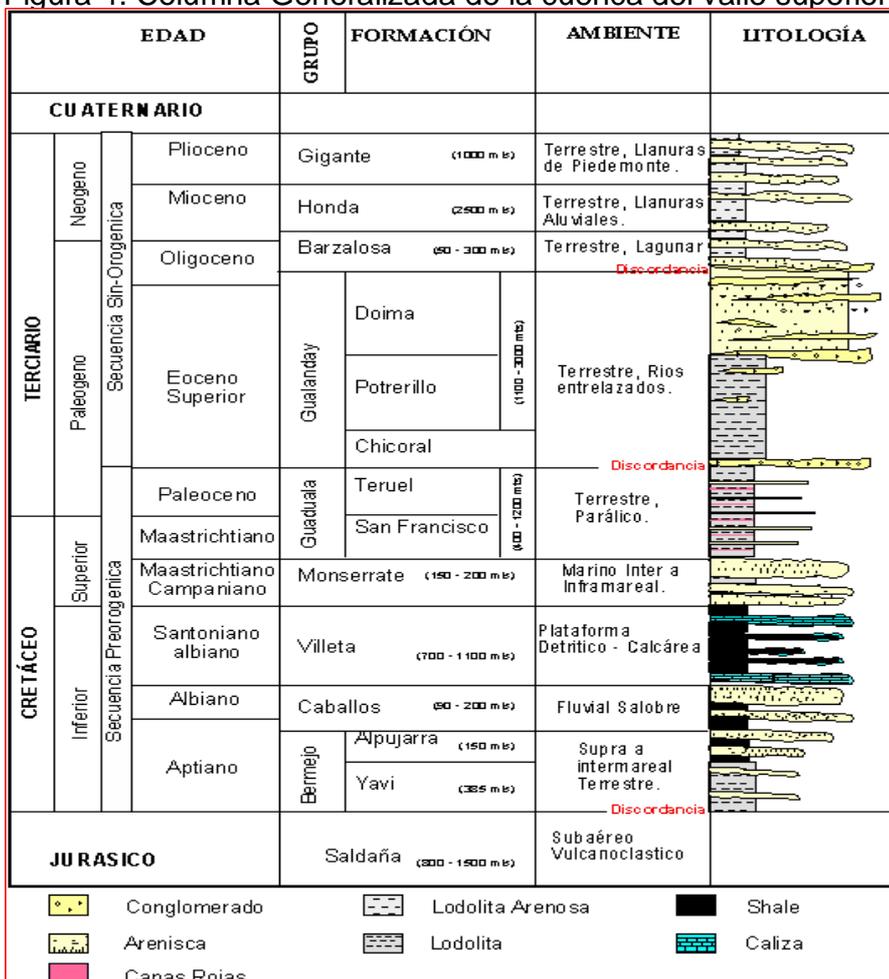
- Las arcillolitas, predominantemente en toda la secuencia, son de color rojo, pardas, amarillentas amorfas a blocosas, blandas a muy blandas, solubles, gomosas, localmente limosas.



- Las areniscas de la parte superior son de color gris claro, blanco, translúcidas, hialinas, de grano medio a grueso, subangulares, en las cuales no se observa manifestación de hidrocarburos.
 - Los niveles correspondientes a la parte media e inferior de la formación, constituyen la zona de mayor interés y se caracteriza por ser de color gris, verdoso, blando, translucido, grano fino a medio. Las arenas correspondientes a estos niveles han sido denominadas las arenas R, S, T, U y D, las cuales son productoras dentro del campo.
- Formación Saldaña (Triásico-Jurásico): Se define como el basamento para la cuenca, la cual es una secuencia volcánico-clástica, compuesta por tobas y riolitas.

En la siguiente figura, se presenta la columna generalizada del Valle Superior del Magdalena.

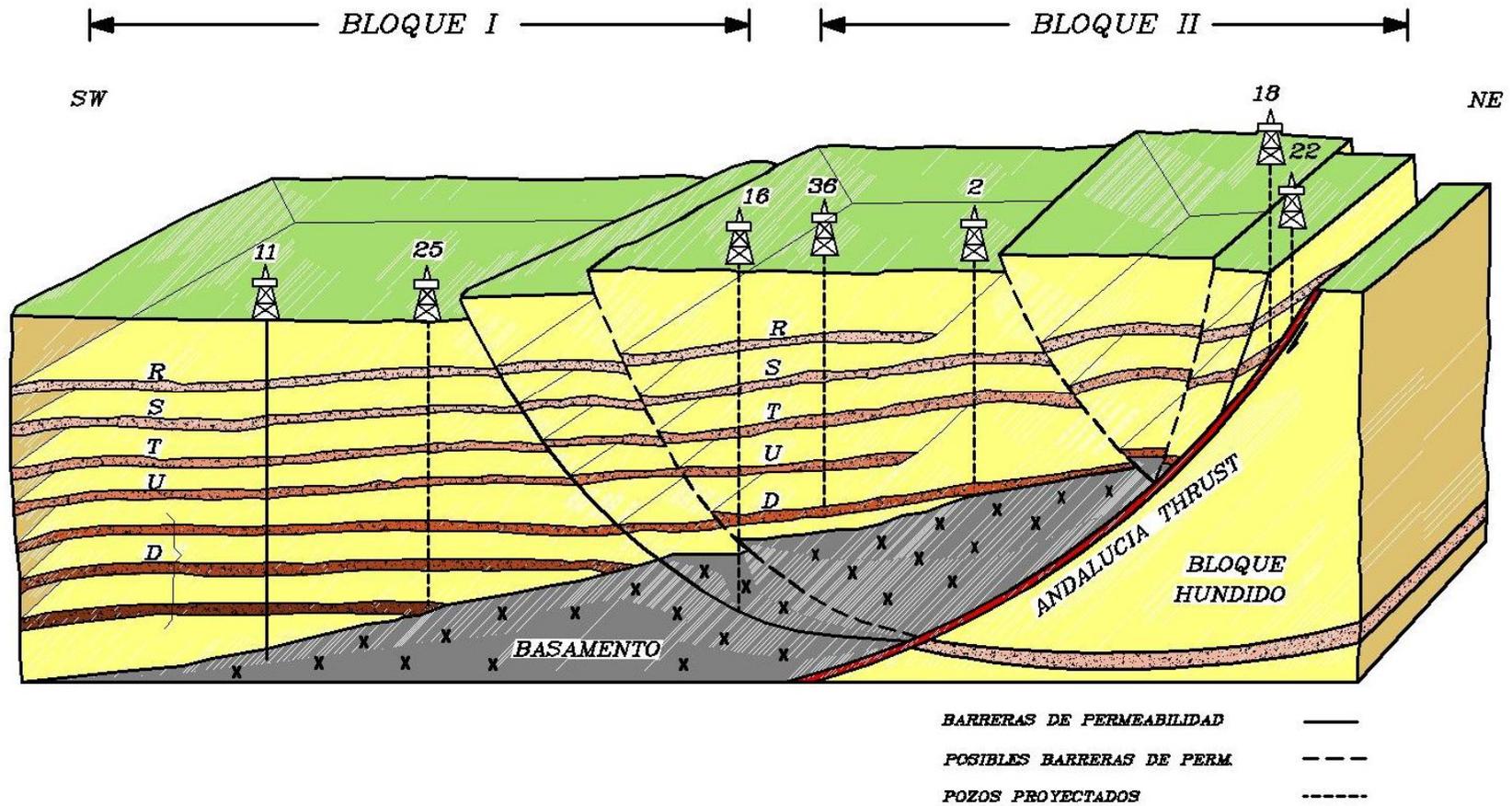
Figura 4. Columna Generalizada de la cuenca del valle superior del Magdalena.



Fuente: Ingeominas.



Figura 5. Diagrama estructural bloque I y II Campo Andalucía Sur

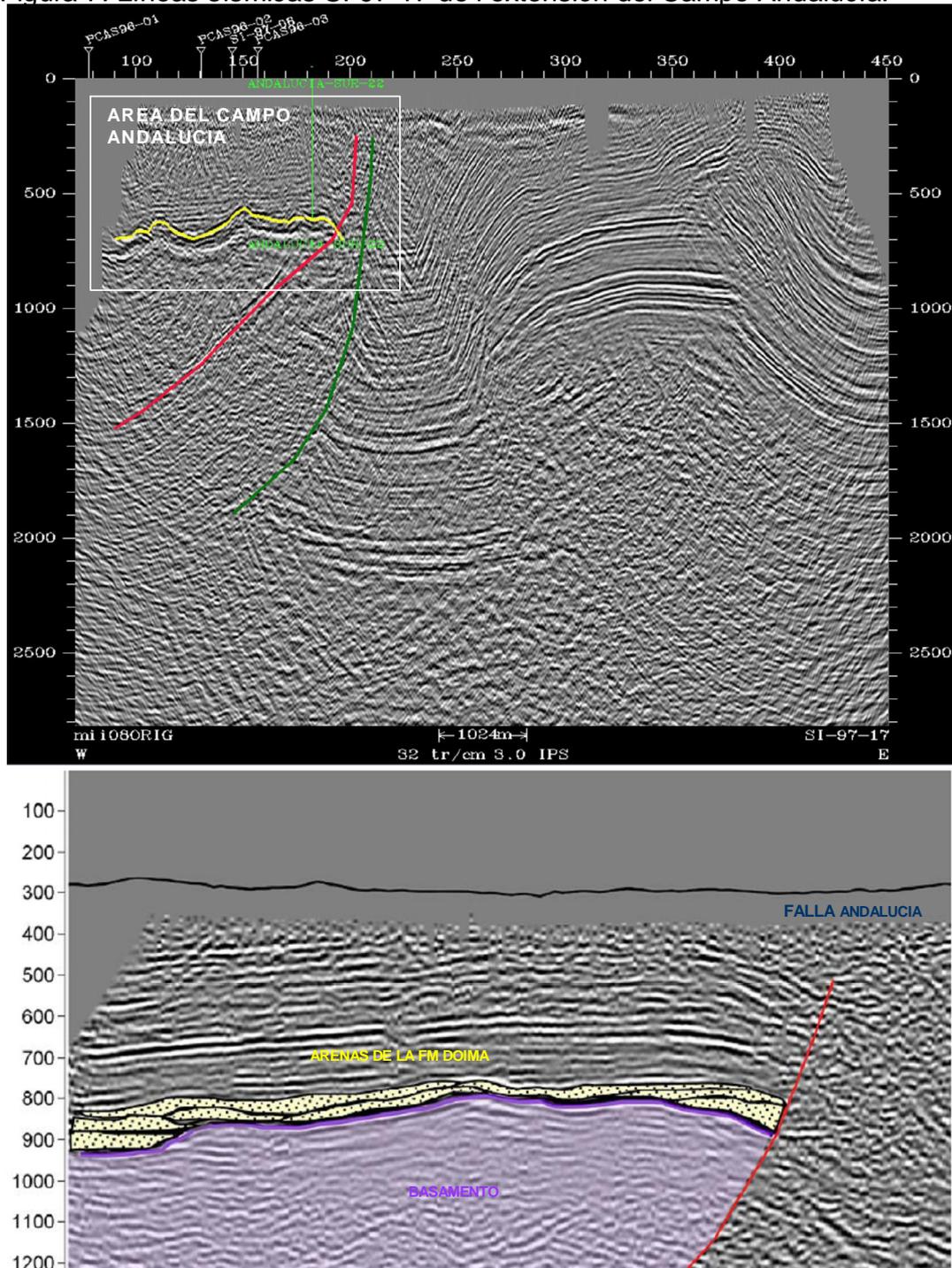


Fuente: Catálogo de mapas Petrocol.



En los programas sísmicos se puede determinar la poca extensión de este Campo, que tan solo alcanza los 2500 mt, como lo muestra la figura siguiente.

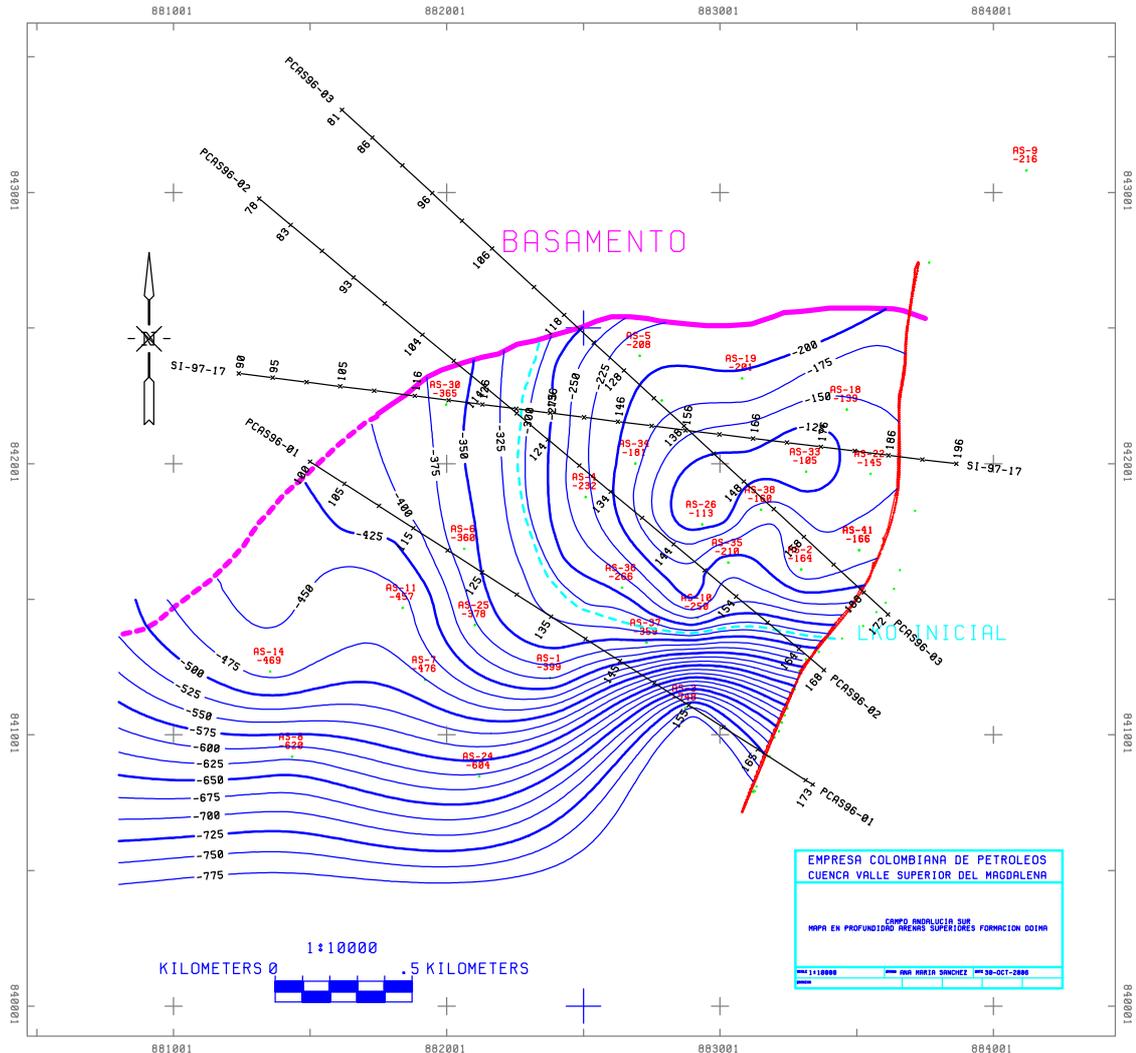
Figura 7. Líneas sísmicas SI-97-17 de l extensión del Campo Andalucía.



Fuente: Sánchez, Ana María y León, Juan Manuel., op. cit., p. 14.



Figura 9. Mapa estructural en profundidad al tope de la arena T de la Formación Doima.

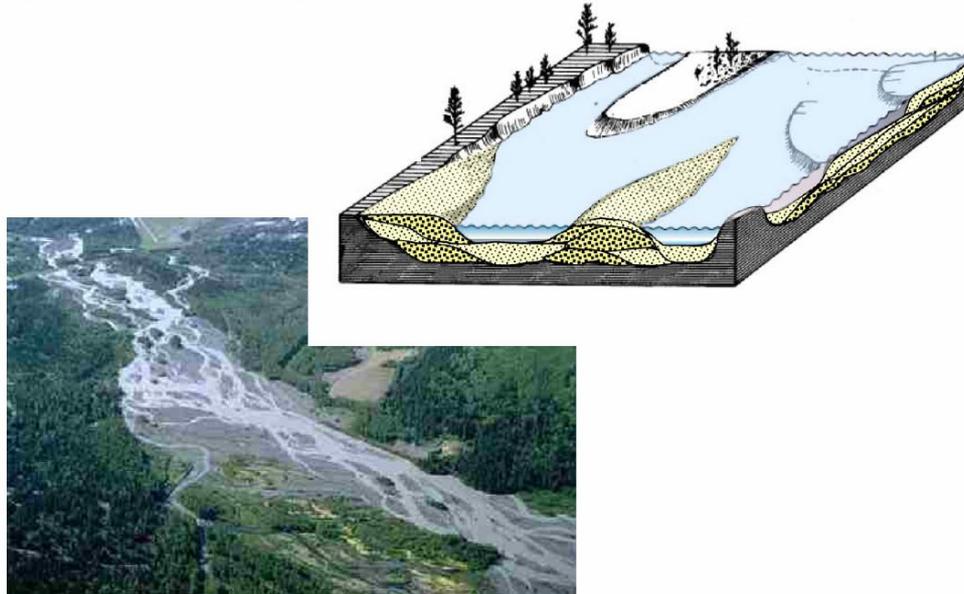


Fuente: Sánchez, Ana María y León, Juan Manuel., op. cit., p. 16.

1.1.2.4 Modelo estratigráfico. La deposición de la Formación Doima fue sobre extensas superficies con moderada pendiente, por grandes corrientes entrecruzadas con baja sinuosidad, capaces de mover clásticos gruesos (arenas y conglomerados pobremente sorteados, erráticos, de espesor variable). Estas corrientes entrecruzadas tienden a desarrollar barras longitudinales y amplios canales trenzados. Esta manera errática de desarrollo de canales, hace que en el campo Andalucía Sur, la trampa tenga un componente básicamente estratigráfico causado por el acuñamiento de las arenas sobre el basamento jurasico o sobre otra arena. En el bloque diagrama de la figura 10, ubicada en la siguiente gráfica, muestra el tipo de ambiente de deposición de la Formación Doima.



Figura 10. Bloque diagrama del modelo de deposición de la Formación Doima.



Fuente: Sánchez, Ana María y León, Juan Manuel., op. cit., p. 19.

1.1.3 Características de la roca y fluidos del yacimiento. El ambiente de deposición de la formación Doima, hace que la roca posea propiedades heterogéneas en todo el campo. Se presentan valores de porosidad que no son tan variables con respecto a los valores de permeabilidad, que pueden variar de 90 a 800 md en rangos pequeños de porosidad. La calidad de la roca disminuye hacia los límites del yacimiento, en cercanía de fallas y al basamento.

Tabla 2. Parámetros básicos del yacimiento Campo Andalucía Sur

Característica del parámetro	Valor
Porosidad promedio	24%
Permeabilidad	90 – 800 md
Saturación de agua inicial	40%
Saturación residual de aceite	60%
Saturación residual de aceite	30%
Presión inicial @ -400 pies	800 psi
Presión de burbuja @ 114° f	68
Temperatura de yacimiento @ 2200 pies	114°f
°Api	33
Factor volumétrico del petróleo @ 68 psi	1.065 RB/STB
Viscosidad del petróleo	32 CP
Comprensibilidad de la roca	$20 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Comprensibilidad del petróleo	$1.6 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$
Comprensibilidad del agua	$3.4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
Salinidad del agua de formación	1200 ppm CL ⁻

Fuente: Puertas y Amézquita, C., Evaluación eficiencia de inyección, Petrocol, 1991.



1.1.3.1 Porosidad y permeabilidad. La porosidad se obtuvo de los análisis de corazones realizados a los pozos AS-8, AS-11, AS-23, AS-22, AS-25 y AS-31 además de los registros densidad – neutrón disponibles en varios pozos.

Los valores obtenidos en el análisis indican un valor de porosidad promedio de 23% para las arenas productoras R, S, T, U y D como se observa en la tabla 3. Los valores de permeabilidad absoluta fueron obtenidos con el análisis de corazones de los mismos pozos mencionados anteriormente. Al realizar la correlación de porosidad y permeabilidad, se puede observar la gran variación de permeabilidad en rangos pequeños de porosidad.

Tabla 3. Valores de porosidad estimados por pozo.

Pozo \ Arena	D4	D3	D2	D1	D0	DX	U	T	S	R
AS-1			0.23				0.22	0.22	0.22	0.22
AS-2			0.24			0.23		0.23	0.25	
AS-3										
AS-4							0.25	0.25	0.24	
AS-5							0.23	0.24	0.24	
AS-6		0.22	0.24		0.23		0.24	0.27	0.23	0.23
AS-7		0.24	0.21	0.22	0.23		0.22	0.23	0.22	0.21
AS-8		0.23	0.24	0.22	0.24		0.23	0.26	0.23	0.2
AS-9										
AS-10			0.24				0.24	0.26	0.21	
AS-11		0.24	0.23	0.24			0.25	0.24		0.23
AS-12							0.23	0.26	0.22	
AS-13								0.23	0.24	
AS-14		0.22		0.23			0.22	0.24		0.22
AS-15							0.22	0.22		0.23
AS-16		0.23	0.24		0.22	0.22	0.24	0.23	0.22	0.24
AS-17							0.26	0.3	0.22	
AS-18								0.3	0.24	
AS-19								0.23	0.24	
AS-20								0.24	0.22	
AS-22			0.24	0.22	0.22			0.23	0.23	
AS-23										
AS-24		0.23		0.21	0.23		0.23	0.25	0.22	
AS-25		0.24	0.23		0.23		0.22	0.22	0.21	0.23
AS-26			0.24		0.23	0.24		0.27	0.24	
AS-28									0.21	
AS-30							0.23	0.23		
AS-31							0.23	0.2	0.24	
AS-36					0.21		0.23	0.25	0.23	0.24
AS-37		0.24	0.24		0.24			0.23	0.2	

Fuente: Puertas y Amézquita, C., op. cit.

Las arenas superiores presentan menores rangos de permeabilidad que el paquete de las inferiores, en donde se encuentran valores entre 200 y 800 md, mientras que en las superiores de 90 a 400 md. La permeabilidad vertical se obtiene a partir de los valores Kv/Kh obtenidos en el análisis de corazones realizados al pozo AS-22 y que presenta un valor promedio de 0.5, es decir, $K_v = 0.5 K_h$.

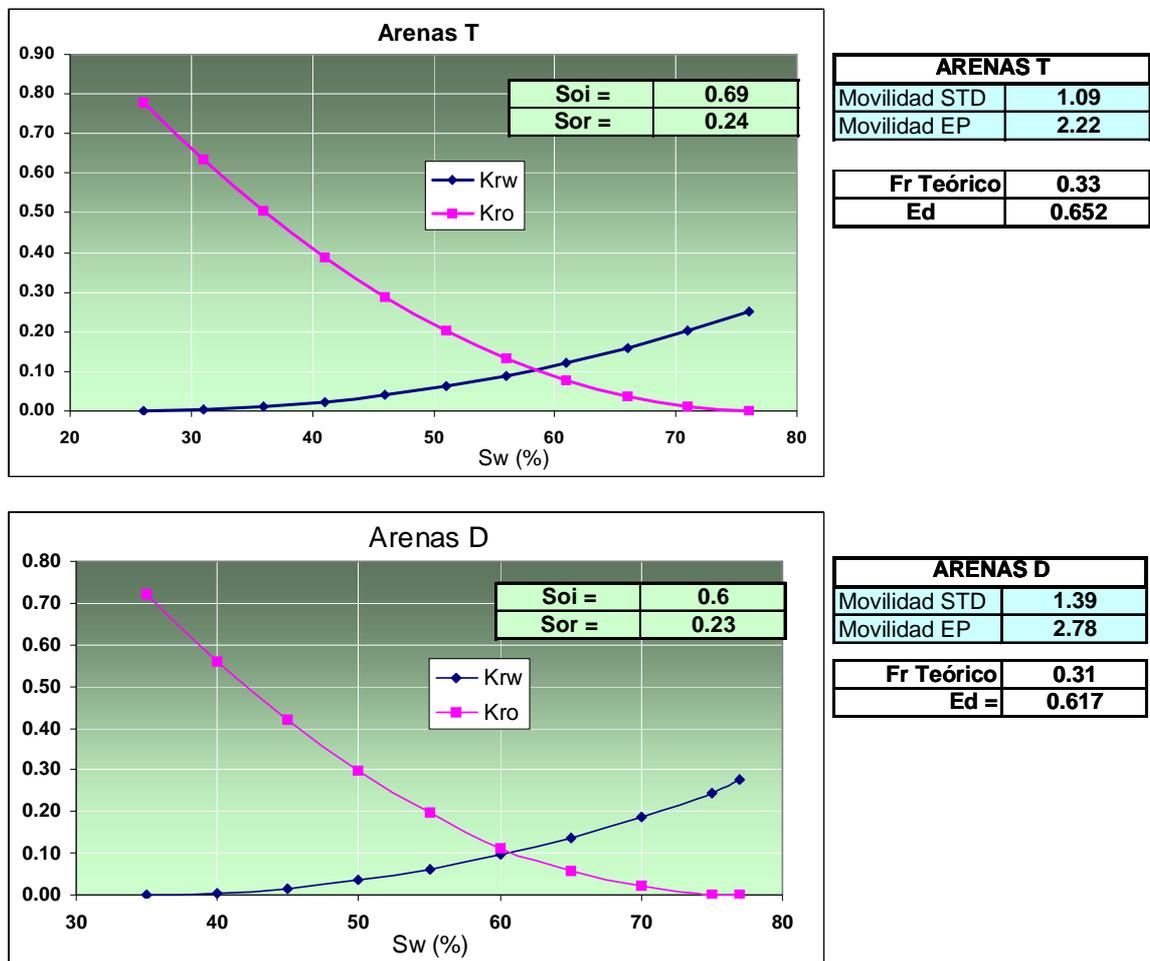


Las curvas de permeabilidad relativa para los pozos AS-23, AS-22, AS-25 y AS-31 indican una saturación de agua inicial promedio de 43%. La figura 11 muestra el resultado de las pruebas de permeabilidad relativa realizadas en muestras del pozo AS-22 en donde S_{wi} está entre 26 y 35%. La forma general de la curva indica una mojabilidad preferencial al agua.

Los valores promedio para los parámetros obtenidos de los estudios de corazones para permeabilidad relativa y presión capilar en los pozos AS-22, AS-23, AS-25 y AS-31 son:

- Saturación de Agua inicial (S_{wi}): 0.43
- Saturación residual de Petróleo (S_{or}): 0.23 - 0.25
- Permeabilidad relativa del Petróleo @ S_{wi} (K_{ro}): 0.8 - 1.0
- Permeabilidad relativa del Agua @ S_{or} (K_{rw}): 0.35 - 0.6

Figura 11. Permeabilidad relativa, Pruebas de corazones arenas T y D, pozo AS-22

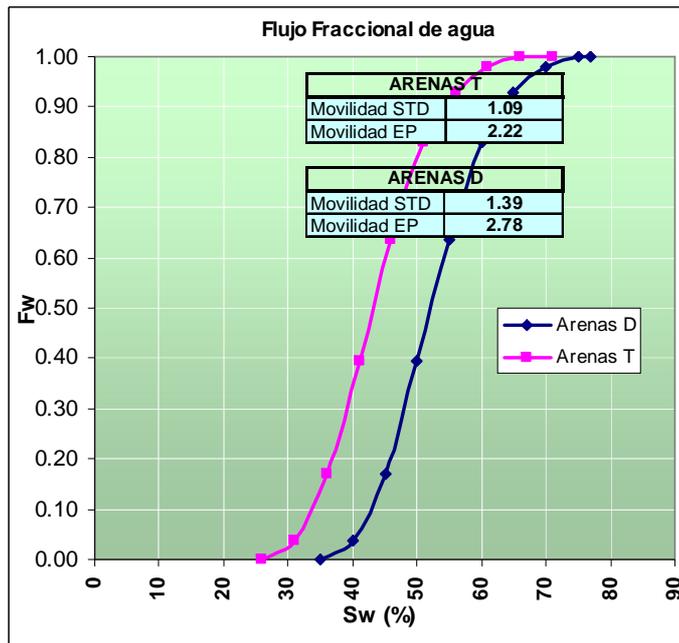


Fuente. Análisis de corazones pozo AS-22



La curva de flujo fraccional según pruebas de corazones, permite evaluar la sensibilidad a la inyección para las arenas superiores e inferiores como se aprecia en la figura 12, la movilidad *Standard* agua/aceite es 1.39 y 1.09, así como para el *end point* es de 2.22 y 2.78 respectivamente, lo cual indica que se presenta una relación favorable para el proceso de desplazamiento con agua.

Figura 12. Flujo fraccional arenas superiores e inferiores.



Fuente. Análisis de corazones pozo AS-22

Se observa además, la intrusión de agua temprana alrededor de $Sw @ 60\%$ en donde la movilidad comienza a ser desfavorable, hecho que podría representar el aumento drástico en la declinación luego de la intrusión de agua en los pozos afectados por la inyección.

Otro factor importante es el hecho de que el yacimiento presente un alto contenido de arcillas, por lo cual al estar invadiendo el yacimiento con agua de salinidades bajas, las arcillas presentes han venido produciendo un daño a la formación taponando las gargantas de poros, reduciendo la capacidad de flujo por hinchamiento de esmectitas, hecho que también podría correlacionarse con la producción.

1.1.3.2 Propiedades del petróleo. El crudo producido en la formación Doima, es un crudo con una gravedad API promedio de 33°. Se presenta un yacimiento subsaturado, con presión inicial de 800 psi a -400 pies, una solubilidad inicial de 58 pcs/bl, y una presión de burbuja de 68 psig. Las propiedades PVT fueron adquiridas a partir del análisis PVT hecho a una muestra tomada en superficie en



el pozo AS-1. Las propiedades PVT están consignadas en la tabla 4. La composición del gas del separador es propano y nitrógeno principalmente, como se determina en la tabla 5.

Tabla 4. Propiedades PVT de los fluidos, campo Andalucía Sur

Presión (Psig)	Bo (RB/ST B)	Rs (SCF/STB)	μ_o (cp)	μ_g (cp)	Bg (SCF/CF)
5000	1.0357	58	4.1		
4000	1.0409	58	-		
3000	1.0465	58	-		
2000	1.0553	58	-		
1500	1.0555	58	-		
1000	1.0586	58	-		
900	1.0594	58	-		
700	1.0605	58	3.36		
500	1.0618	58	3.31		
300	1.0632	58	3.27		
200	1.0638	58	3.25		
100	1.0647	58	3.23		
68	1.065	58	3.22	0.0105	5.24
37	1.05	36	4.25	0.0105	3.56
0	1.025	0	5.54	0.0105	

Fuente: Puertas y Amézquita, C., op. cit.

Tabla 5. Composición del aceite, campo Andalucía Sur

Componente	Porcentaje Molar	
	Líquido del separador	Gas del separador
C ₀₂	0.01	0.08
N ₂	0.25	20.39
C ₁	0.52	7.68
C ₂	1.14	12.32
C ₃	6.48	38.23
i-C ₄	2.13	5.91
n-C ₄	6.75	11
i-C ₅	3.39	2.24
n-C ₅	4.19	1.94
C ₆	6.23	0.09
C ₇₊	68.91	0.12

Fuente. Muñoz, S. Reevaluación de reservas Campo Andalucía Sur. 1996.

Los fluidos producidos en el campo presentan alta tendencia a precipitar parafinas y minerales en tubería y cara de formación, por las bajas presiones y temperaturas de yacimiento. Esto se puede evidenciar en los reportes de intervenciones a pozos, en donde los equipos de subsuelo y facilidades de producción se han encontrado obstruidos y/o dañados por estos depósitos.



1.1.3.3 Propiedades del agua. El agua del yacimiento presenta salinidades muy bajas (<1500 ppm Cloruros) haciéndola muy similar a un agua fresca. Por lo cual, la diferenciación de zonas saturadas de agua y aceite utilizando registros eléctricos no es concluyente.

A continuación se muestran las propiedades del agua de formación utilizadas en estudios anteriores.

- *Densidad* = 1.01 g/cc
- *C_w* = $3.4 * 10^{-06} \text{ psi}^{-1}$
- *Viscosidad* = 0.52 cp
- *B_w* = 1.012 BY/BS

1.1.3.4 Compresibilidad de la roca. Los resultados de los análisis de corazones de los pozos AS-22 y AS-23 evidencian un alto grado de compresibilidad, el cual se relaciona con un bajo grado de compactación reflejado en lecturas muy altas del registro sínico.

La compresibilidad promedio de la roca del yacimiento según estudios previos de simulación es de $20.36 * 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

1.1.4 Comportamiento de producción e inyección del Campo Andalucía Sur. La producción en el campo se inició en mayo de 1981 con el pozo AS-1, el cual aportó inicialmente 336 BOPD con 0% de BSW, una relación gas aceite < 8 SCF/STB y una presión promedio de 714 psia referida al nivel del mar. El pico de producción del campo se alcanza en septiembre de 1981, con un caudal de 3560 BOPD y 12 pozos productores activos.

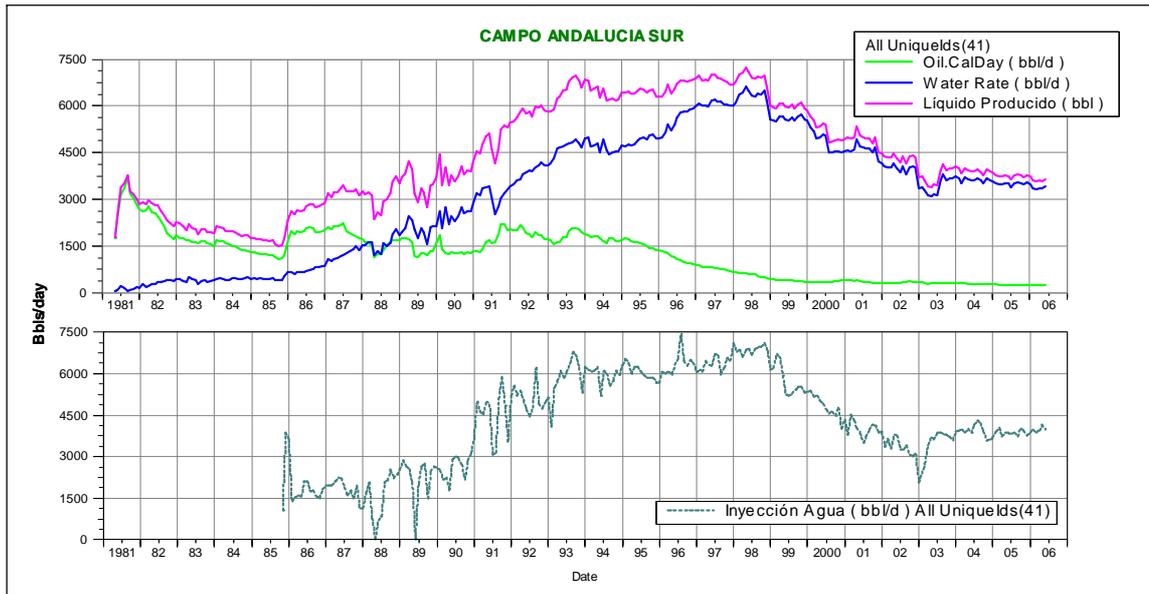
El crudo extraído del campo Andalucía es un aceite negro con 33° API y presencia débil de gas en solución, evidenciado en la caída drástica de presión y producción en los primeros años de producción primaria.

El campo Andalucía Sur cuenta en la actualidad con nueve pozos productores; AS-1, AS-2, AS-10, AS-11, AS-16, AS-22, AS-25, AS-26, y, AS-35 que sumados a los pozos que se han cerrado, convertido y que fueron productores en algún momento, han producido más de 11.011.436 BO.

En las figuras 13 y 14, ubicadas en la siguiente página se muestran la historia de producción e inyección del campo Andalucía Sur.

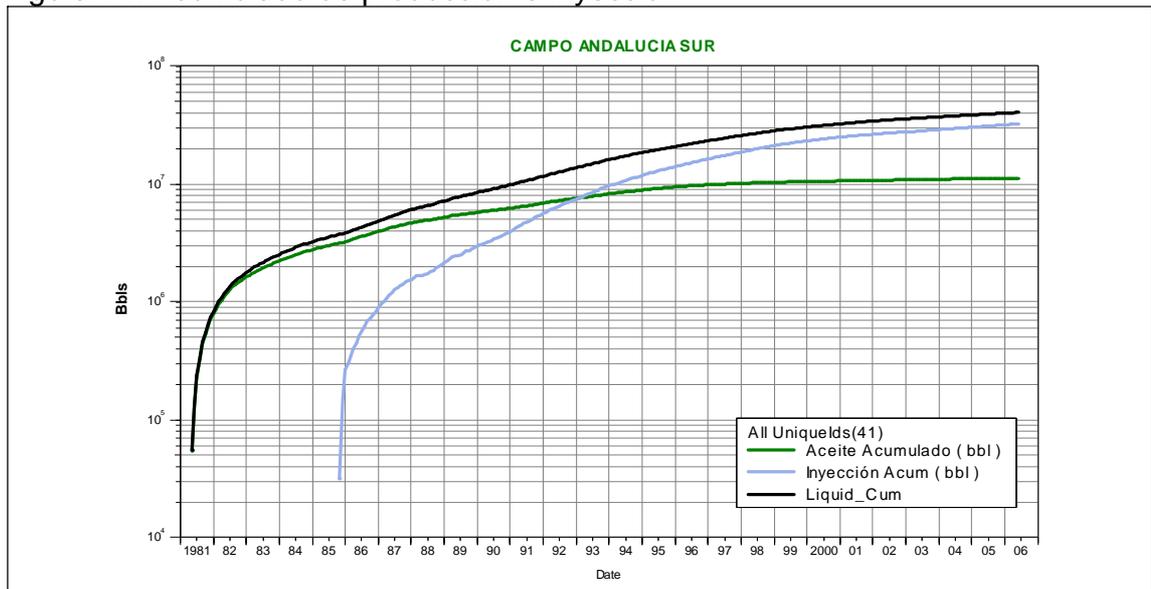


Figura 13. Historia de producción e inyección campo Andalucía sur.



Fuente: Sánchez, Ana María y León, Juan Manuel., op. cit., p. 28.

Figura 14. Acumulado de producción e inyección



Fuente: Sánchez, Ana María y León, Juan Manuel., op. cit., p. 29.

El principal mecanismo de producción natural del yacimiento ha sido el empuje por gas en solución y la expansión natural del fluido debida al cambio de presión. La presión del yacimiento declinó rápidamente, alrededor de 183 psia en un año, por lo cual se hizo necesaria la implementación de inyección de agua a finales del año



de 1985. El agua de inyección ha sido captada de los cuatro pozos de agua llamados Cartujos. En la actualidad se tiene la facilidad de captación de agua de los pozos Cartujo 2 y 4.

Todos los pozos productores del campo producen a través de bombeo mecánico, incluso uno de ellos con completamiento dual, produciendo por tubing e inyectando por casing como es el caso del AS-16. La producción del campo se distribuye por las arenas productoras inferiores, es decir, las arenas "D" que se encuentran mayormente desarrolladas al sur del campo y por otro lado, las arenas superiores "R, S, T, U" que se desarrollan al norte del campo.

El esquema de inyección de agua en el campo Andalucía Sur es periférico, actualmente se tienen 10 pozos inyectoros, con potencial promedio de inyección diario de 4500 BIs/día. Se estima que a la fecha se ha inyectado un total de 37,429,286 barriles de agua.

Según cálculos volumétricos y utilizando los parámetros promedio del campo para este estudio, el yacimiento tiene un volumen poroso de 80,768,479 de barriles. Con lo cual ya se habría inyectado cerca de 0.463 volúmenes porosos.

La relación de inyección de fluidos inyectados a fluidos producidos presenta valores cercanos a 1, lo que indica junto con las pruebas de laboratorio que el agua se mueve más rápido que el aceite debido a que las relaciones de movilidad actualmente son desfavorables, lo que hace que el aceite se recobre después de recircular grandes volúmenes de agua y por consiguiente, el proceso de inyección de agua ha aumentado el Corte de Agua (BSW) hasta valores superiores al 93%.

La respuesta de inyección en el campo en general, ha sido buena y se observa que la intrusión de agua en muchos de los pozos se da en periodos entre 1 a 2 años. Los fluidos producidos en el campo presentan alta tendencia a precipitar parafinas y minerales en tubería y cara de formación, por las bajas presiones y temperaturas de yacimiento así como la composición del crudo. Esto se puede evidenciar en los reportes de intervenciones a pozos, en donde los equipos de subsuelo se han encontrado obstruidos y/o dañados por estos depósitos en repetidas ocasiones.

1.1.5 Extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento, fiscalización y venta de Petróleo. En el campo Andalucía Sur se tienen actualmente 9 pozos productores de los cuales se extraen los fluidos de producción (crudo y agua) con unidades de bombeo mecánico movidas con motores eléctricos.

Estos fluidos se transportan de cabeza de pozo al manifold de la batería "JOSE GUTIERREZ GOMEZ", por líneas de 2 ½". Para lograr la separación, al pasar la producción general por el manifold se inyecta clarificador y desemulsificante a un caudal promedio de 4.1 y 4 galones/día respectivamente.



Los fluidos producidos pasan directamente a los tanques de almacenamiento por línea de 6". La batería de producción cuenta con una capacidad de almacenamiento de 21000 BLS; un tanque de 1000 bls para las pruebas de pozos y tres tanques de recibo de producción general diaria, dos de 5000 Bls y uno de 10000 Bls.

La producción queda en reposo por tres horas en los tanques y por segregación gravitacional se logra la separación. El agua libre es drenada y dirigida por los canales de drenaje al sistema de tratamiento de aguas residuales. El crudo limpio es liquidado y transferido diariamente por el oleoducto de 6" y 18 km hasta el cargadero ubicado en el municipio de Aipe.

En el cargadero de Aipe se cuenta con una capacidad de almacenamiento de 16.000 bls; un tanque de 6000 bls y un tanque de 10.000 bls. Se tiene un cargadero donde se despacha el crudo a ECO PETROL – DINA para la venta.

1.1.6 Sistema o planta de Inyección de Agua (PIA). El campo Andalucía Sur cuenta con dos pozos productores de agua (Cartujos 2 y 4), tienen instalados sistemas de bombeo electrosumergible; por líneas de 6" (C4) y de 4" (C2) conducen el agua a la planta de inyección; a la entrada se inyecta 0.3 galones/día de secuestrante de oxígeno. Actualmente la inyección está suspendida por problemas en los equipos de fondo de los pozos cartujo 2 y 4.

En la planta de inyección se encuentran tres bombas horizontales de 79, 71 y 63 etapas con motor eléctrico cada uno. El agua entra a 170 psi y se descarga a 1460 psi.

El agua es inyectada como recobro secundario a través de 10 pozos de inyector, en los cuales se tienen medidores de desplazamiento positivo, choque y un manómetro para medir y controlar la cantidad de agua inyectada y las presiones de inyección.

1.1.7 Tratamiento de aguas residuales. El agua de producción es drenada de los tanques de almacenamiento de batería, es conducida por los canales hacia el Skimmer o Separador API, donde se remueve la mayor cantidad de residuos aceitosos. De ahí pasan a la piscina 1 donde el tiempo de residencia facilita la separación de grasas y sólidos sedimentables y luego a la piscina 2 donde termina de separar grasas y se consume la materia orgánica.

Posteriormente pasa por dos trampas de grasas donde continua con el entrampamiento de las trazas de grasa, entra al laberinto el cual contiene filtros de heno que remueven las trazas mínimas que puede contener, en éste el agua gana oxígeno y pierde temperatura.



Al final del laberinto el agua pasa por una cajilla de inspección y una última trampa de grasas terminando en una escalera como vertedero final. Las aguas vertidas son conducidas por el canal natural hasta la quebrada chimbilá (fuente intermitente de época de invierno).

Los residuos aceitosos se almacenan en un Skimmer adicional donde se acumulan y luego son trasladados en el camión de vacío a una planta de tratamiento.

1.2 GENERALIDADES TÉCNICAS

1.2.1 PARAFINAS Y ASFALTENOS

Cuando los asfáltenos y las parafinas hacen parte de la composición del crudo, estos compuestos pueden salir de la solución y precipitarse posteriormente cuando se presentan determinadas condiciones (presión, temperatura, tipo de formación, calidad de tubería, etc.), que favorecen la depositación. La acumulación de depósitos de asfáltenos y parafinas en los sistemas de producción de un campo petrolero ocasionan problemas, tanto en el fondo de los pozos como en los equipos de superficie, causando una disminución en la productividad del campo.

Para solucionar los problemas ocasionados por la presencia de asfáltenos y parafinas, existen diversos métodos de prevención y control, tales como el método mecánico, el método químico, el método de inducción magnética y el método térmico; siendo el método químico uno de los más eficientes, con base en la experiencia, por su gran versatilidad en el tratamiento, los buenos resultados obtenidos y los bajos costos comparados con los otros métodos de control.

En el Campo Andalucía Sur, se han presentado durante toda la historia de producción, problemas ocasionados por la acumulación de depósitos de asfáltenos y parafinas en el sistema de producción, lo cual es un inconveniente desde el punto de vista económico, teniendo en cuenta que aumentan los costos operacionales y disminuye la producción.

Generalmente los depósitos orgánicos, acumulados en el sistema de producción, son una mezcla de asfáltenos, parafinas, agua y sustancias inorgánicas tales como arena, óxidos, sulfuro de hierro y otros depósitos (costras). De acuerdo a su apariencia física, los depósitos de asfáltenos y parafinas son similares, ambos son de color negro y de consistencia blanda, lo cual ha llevado a la confusión acerca del tipo de material que constituye el depósito y muchas veces, los dos términos

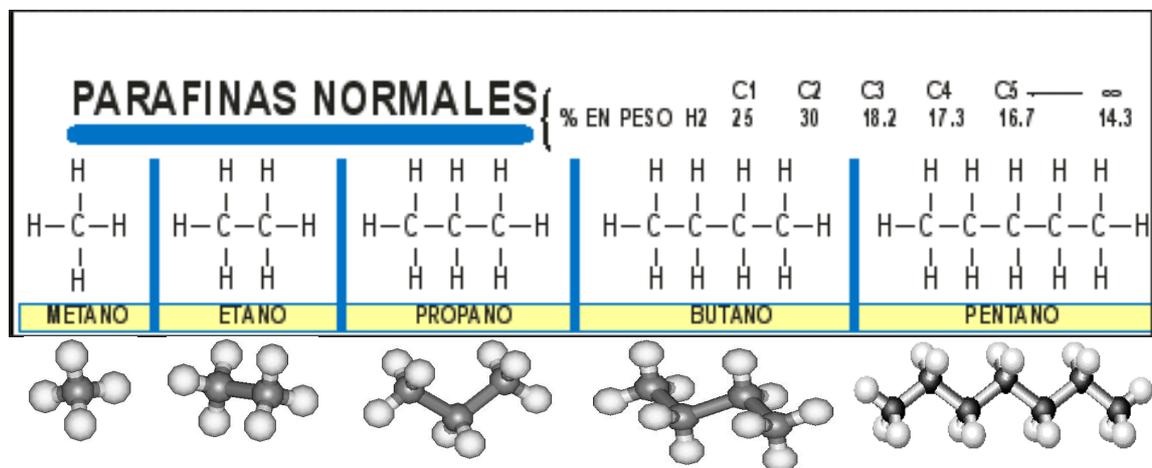


se intercambian para describir estas sustancias, a pesar que las parafinas y los asfáltenos presentan una estructura química diferente².

1.2.1.1 Características generales de las parafinas³. Las parafinas, constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos, ellas están compuestas en su mayor parte por hidrógeno y carbono y todos los enlaces en la cadena principal son simples, como se muestra en la figura 15, ubicada en la siguiente página. Si las cadenas de los enlaces sencillos son abiertas, constituyen la familia de las parafinas o hidrocarburos saturados de la serie del metano; si son de cadena cerrada, se forman las cicloparafinas (naftenos o aromáticos).

Las parafinas son bien alcanos normales o bien ramificados, de relativo alto peso molecular, los cuáles se representan por la fórmula general $C_n H_{2n+2}$. Los cuatro primeros términos de la serie son gaseosos; del C_5 al C_{16} son líquidos; los términos superiores son sólidos.

Figura 15. Estructura general de las parafinas.



Fuente: www.imp.mx/petroleo/?imp=comp

Las parafinas son menos densas que el agua e insolubles en ella, pero son solubles en los disolventes orgánicos (alcohol, éter, cloroformo, benceno, etc.). Las parafinas son estables y químicamente inertes, puesto que ni los ácidos ni las bases fuertes actúan sobre ella a la temperatura ambiente.

Las ceras del crudo pertenecen a la familia de las parafinas, así como el aceite mineral, kerosene, gasolina, éter del petróleo, gas licuado del petróleo (LPG) y el

² Mora Fierro, José Arcesio, y, Serrano Serrano, Eduardo, Estudio de depositación de asfaltenos y parafinas y selección de productos para su control en el Campo Andalucía Sur, Universidad Surcolombiana, trabajo de grado, Neiva, 1991.

³ Burder, E.D. y otros. Studies of wax deposition in the trans Alaska pipeline. En: Journal of Petroleum Technology, (Jun. 1981); p. 1075- 1079.



gas natural. Estos diversos productos se diferencian en su estructura química por el número de carbonos presentes en sus moléculas.

Las ceras parafínicas se inician con 18 carbonos por molécula y van hasta 60 carbonos, dependiendo de su distribución. A pesar de sus diferencias en las propiedades físicas y usos con los otros productos que pertenecen a la familia de las parafinas, todos son hidrocarburos saturados, comparten una química común y algunas propiedades físicas fundamentales tales como la constante dieléctrica, el Índice de refracción, y fuerzas intermoleculares relativamente bajas. Los depósitos de parafinas contienen alcanos con cadenas largas de carbonos desde C_{18} (punto de fusión $98\text{ }^{\circ}\text{F}$) a C_{60} (punto de fusión $215\text{ }^{\circ}\text{F}$).

Además de los cristales de cera, los depósitos de parafina también contienen gomas, resinas, material asfáltico, petróleo, cieno y en muchos ocasiones agua. Los depósitos varían en consistencia desde un líquido espeso a una cera dura y firme, dependiendo principalmente de la cantidad de crudo presente".

La composición de los depósitos de parafina puede variar en gran manera, aún en el mismo yacimiento. Las muestras de parafinas de diferentes profundidades, en el mismo pozo, tienen diferentes números máximos de carbonos en la cadena, lo cual indica una precipitación gradual.

Los problemas más comunes ocurridos en la producción de crudos parafínicos reflejados en las facilidades de producción, son los siguientes:

- Taponamiento de sartas de producción.
- Taponamiento de bombas de subsuelo.
- Taponamiento de facilidades de producción.
- Taponamiento de oleoductos.
- Altas presiones de bombeo.
- Formación de precipitados, compuestos por parafina, arena, arcilla, óxidos, etc.

1.2.1.2 Características generales de los asfaltenos⁴. Los asfaltenos provienen de la evolución del Kerógeno cuando se profundiza en las cuencas sedimentarias en forma tal que a cada tipo de Kerógeno corresponde un tipo de asfalteno. Los asfaltenos migran fuera de la roca madre o generadora más lentamente que los hidrocarburos líquidos y por esa razón son menos abundantes en los crudos madurados.

El problema de precipitación de asfaltenos está íntimamente asociado con la geoquímica de los crudos, más específicamente con su grado de maduración o degradación. Los asfaltenos comienzan a ocasionar problemas cuando se dan ciertas condiciones de presión y temperatura, tipo de formación, calidad de las tuberías, entre otros factores.

⁴ David, A. Asphaltene Flocculation During Solvent Stimulation of Heavy Oils. Texas: s.n., 1973, vol., 69. No. 127, p. 56-58.



Físicamente, los asfáltenos pertenecen al grupo denominado bitúmenes, dentro del cual también se encuentran los maltenos y las resinas. El bitumen está constituido por un grupo de materiales cuya estructura química exacta no es muy bien conocida y la cual varía según su localización. Los componentes de los bitúmenes se clasifican de acuerdo con el procedimiento de separación y no por su composición.

Los asfáltenos son constituyentes pesados del crudo, sólidos, no volátiles, que representan una compleja estructura química consistente de compuestos policíclicos, condensados, y compuestos de anillos aromáticos, con oxígeno, nitrógeno y azufre los cuales se presentan en cadenas laterales alquílicas. Los asfáltenos son solubles en disolventes orgánicos, tales como benceno y tetracloruro de carbono, pero son insolubles en destilados, tales como Kerosene, aceite diesel y en alcanos de bajo peso molecular, tales como propano, butano, pentano, hexano y heptano.

Los asfáltenos, los cuales tienen estructura amorfa, están presentes en el crudo en forma de partículas dispersas coloidalmente, que tienden a agruparse. La parte central de la miscela de los asfáltenos consta de compuestos de alto peso molecular y está peptizada por resinas neutras (maltenos) de menor peso molecular e hidrocarburos aromáticos⁵.

Los asfáltenos son liofóbicos con respecto a los hidrocarburos de bajo peso molecular y liofílicos con respecto a los aromáticos y resinas. Las partículas de asfáltenos, las cuales están cargadas eléctricamente, pueden asociarse con resinas o componentes de malteno del crudo a través de interacciones electrostáticas, polares e interacciones de dispersión.

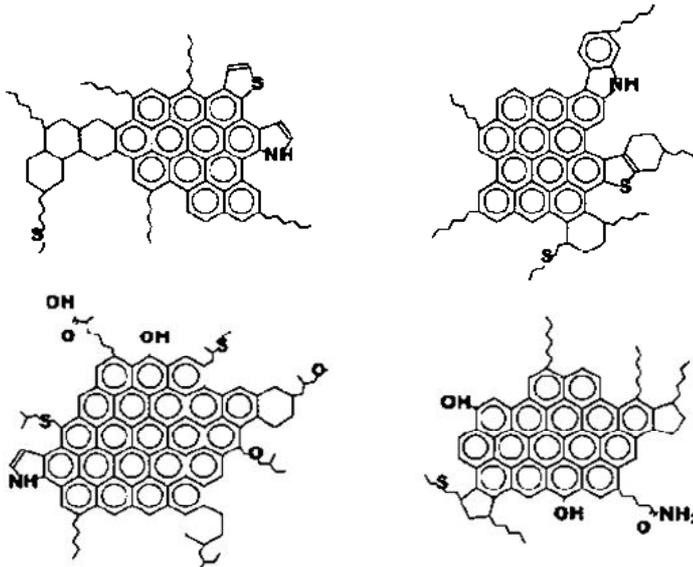
La porción aromática de la resina se absorbe sobre la superficie de los conjuntos de asfáltenos, mientras que la porción alifática se proyecta dentro de la fase aceite. Por unión entre el gran núcleo polar de la partícula de asfalto y el aceite no polar que lo rodea, las resinas estabilizan la dispersión de los asfáltenos.

La estructura de los asfáltenos (como se muestra en la siguiente figura) incorpora elementos estructurales conocidos en la proporción y el arreglo estructural correcto. Se puede observar que los asfáltenos contienen átomos de nitrógeno, oxígeno y azufre, además de carbono e hidrógeno. No se considera el contenido de metales, tales como níquel, hierro y vanadio. En los crudos asfálticos, esos metales están enteramente concentrados en los cortes bituminosos, a veces con una alta concentración (hasta de 1.000 ppm).

⁵ Stephenson, W.K. Producing asphaltenic crude oils: problems and solutions. En: Petroleum Engineering International, (Jun. 1990); p. 20.



Figura 16. Estructura general de los asfaltenos.



Fuente: Delgado, José Gregorio., *Asfaltenos, composición, agregación, precipitación*, Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química, Mérida, 2006, p. 5 – 6.

1.2.1.3 Parafinas y asfaltenos en los yacimientos⁶. En las operaciones de campo, el control de las depositaciones de asfaltenos y parafinas puede ser difícil y costoso. La cantidad de precipitado puede variar de muy baja a muy alta dependiendo de la naturaleza del crudo, la naturaleza de los fluidos de inyección en una recuperación mejorada, profundidad del pozo, procedimientos de producción, temperatura y presión del yacimiento. La depositación de asfaltenos y parafinas puede jugar un papel importante en la eficiencia de la producción y en los aspectos económicos de un yacimiento.

Cuando los asfaltenos y las parafinas están presentes en el crudo, pueden ocasionar problemas severos en los sistemas de producción, desde el yacimiento hasta la refinería. Los depósitos de asfaltenos y parafinas dan como resultado una restricción del flujo, lo cual conduce a incrementar la pérdida de presión en la línea de flujo, disminuyendo la producción y causando problemas mecánicos.

La problemática de los asfaltenos no se limita únicamente a los factores que inciden en su depositación, sino que en todos los procedimientos de inyección (ya sea agua sola o con aditivos químicos) la tasa de recuperación depende directamente de la capacidad de humectabilidad por el agua o por el crudo de la

⁶ CONGRESO LATINOAMERICANO DE HIDROCARBUROS (2°), 1988, Depositación. de asfaltenos: Problemas y soluciones, Rio de Janeiro, 30 p.



formación. Esta característica parece estar ligada al contenido y naturaleza de los asfáltenos del yacimiento.

Cuando un yacimiento que contiene asfáltenos fluye a través de un medio poroso, la precipitación de ellos puede ocurrir en la forma ya mencionada. El conjunto de asfáltenos floculados entrará en contacto con las paredes del poro y se depositan allí o son elevados lejos por la corriente de flujo.

Los procesos de depositación de los asfáltenos son, por lo tanto, una secuencia de los siguientes mecanismos:

- El contacto del conjunto de asfáltenos con los sitios de retención, sobre las paredes del poro o con los canales que conectan los poros.
- La fijación del conjunto de asfáltenos sobre tales sitios.
- Eventualmente, el rompimiento o dispersión lejos de los conjuntos de asfáltenos previamente depositados.

La parafina puede precipitarse de los crudos, cuando las condiciones de equilibrio cambian ligeramente, causando una pérdida de solubilidad de la parafina en los crudos. Sin embargo, la pérdida de solubilidad necesariamente no causa depositación.

La parafina hace parte del crudo cuando está en equilibrio termodinámico en la formación. A medida que se altera el equilibrio del crudo, por los cambios, de presión y temperatura en el pozo, la parafina sale de la solución como un precipitado más pesado que el crudo.

1.2.2 BOMBA DE SUBSUELO

El bombeo mecánico, es el sistema de extracción artificial más utilizado en campos petroleros. Su funcionamiento consiste en transferir la energía desde la superficie hasta el fondo del pozo para extraer los fluidos existentes en el mismo.

El yacimiento que ha de producir por bombeo mecánico tiene cierta presión, suficiente para que el petróleo alcance un cierto nivel en el pozo. Por tanto, el bombeo mecánico no es más que un procedimiento de extracción y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie. El balancín de producción, que en apariencia y principio básico de funcionamiento se asemeja al balancín de perforación a percusión, imparte el movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, colocada en la sarta de producción o de educación, a cierta profundidad del fondo del pozo⁷.

⁷ • http://www.neoppg.com/Technology/Artificial_Lift/ESP/Oil_Well_ESP/oil_well_esp.htm



1.2.2.1 Generalidades de las bombas de subsuelo⁸. La bomba de subsuelo es una bomba de pistón de desplazamiento positivo, desde su profundidad de instalación hasta la superficie que funciona por diferencias de presión, mediante bolas y asientos, para permitir la entrada y sello de fluidos en círculos periódicos sincronizados

Las bombas de subsuelo se pueden clasificar como bombas de tubería (tubings pumps) y bombas de varillas (rod pumps). Las bombas de tubería son aquellas en las cuales el barril hace parte integral en la tubería de producción.

En el caso de las bombas de tubería, la camisa se baja con la tubería de producción y el pistón se baja con las varillas. Pueden equiparse en el extremo inferior con zapatos regulares o con zapatos de extensión y nipples. Esta última permite mayor carrera para un barril de una longitud dada. Una ventaja básica de este tipo de bomba es que tiene mayores desplazamientos que las bombas de varillas. Su mayor aplicación está en los pozos de alta productividad, con profundidades menores a 4500 pies y donde las condiciones de producción no son severas, es decir, hay baja producción de gas y pocos fluidos abrasivos y corrosivos.

En relación a las bombas de varillas se instalan en los pozos, mediante el uso de la sarta de varillas y sin necesidad de subir o bajar tubería. Se aplican generalmente en pozos de moderada y baja productividad y profundidades de hasta 7000 pies aproximadamente. Su gran ventaja es que su remoción y reparación es mas económica que la de las bombas de tuberías, por el hecho de solo sacar la sarta de varillas sin necesidad de la de tubería. Pueden ser ancladas por el fondo, el tope o por ambos extremos de la bomba.

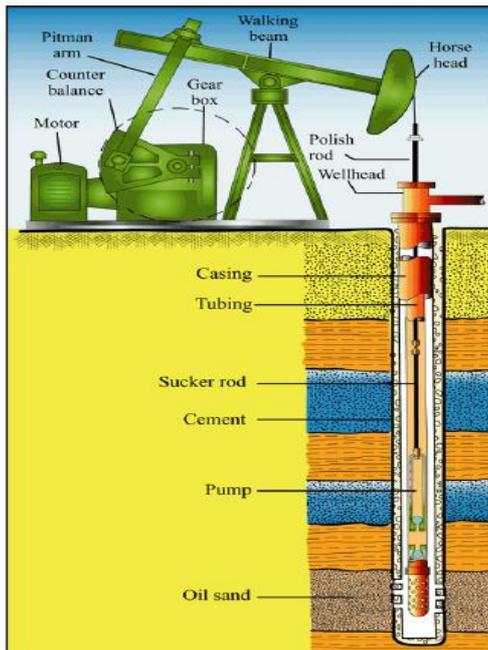
Entre los factores que se toman en cuenta para la determinación del tipo de bomba de subsuelo que se va a elegir se encuentran: Temperaturas de fondo, manejo de crudos viscosos que ocasionan pérdidas por fricción, efectos sobre las eficiencias de bombeo al manejar elevados volúmenes de gas libre, tolerancia entre el pistón y el barril de la bomba de subsuelo, entre muchos otros.

Las partes generales que componen una instalación de bombeo mecánico son como se observa en la figura 17: el equipo de bombeo en superficie o unidad de bombeo, la unidad motriz, la sarta de varillas y la bomba de subsuel

⁸ Hernández, Omar., Técnicas Energéticas, Bombeo en pozos, Facultad de Ingeniería – UBA, versión magnética pdf, Buenos Aires, 2003.



Figura 17. Componentes del sistema de bombeo mecánico.



Fuente: <http://www.oilproduction.net/PCP%20Workshop/ATW2002-Becerra-ES.pdf>

1.2.2.2 Componentes de las bombas de subsuelo⁹. Se reconocen principalmente las siguientes partes:

Los componentes generales de las bombas de subsuelo son: El barril o cilindro, el pistón, la válvula viajera, la válvula fija y el anclaje.

Figura 18. Partes de la bomba de subsuelo

- El barril o cilindro: el barril o cilindro de la bomba es la parte por donde se mueve el pistón en sus recorridos ascendentes y descendentes, debe ser suficientemente largo para adaptarse a la carrera del pistón. La dureza del cilindro debe ser mayor a la del pistón.

Hay dos grandes clasificaciones para los barriles de bombas de subsuelo: los de bomba de varillas y los de bomba de tubería. Hay muchas variaciones en cada uno de ellos, tales como espesor de pared, sistemas de roscas, barriles para pistones metálicos y barriles para pistones empacados. La resistencia de un barril está directamente relacionada a su diámetro exterior y al espesor de la pared.

Hay barriles de pared delgada para pozos de profundidad somera a media, y barriles de pared gruesa para bombas de mayor diámetro interno ó para usar en pozos más profundos, donde las cargas o presiones son mayores. Todas las

⁹ Harbison Fischer. Catálogo condensado de bombas de subsuelo. Texas, 1970, p.2.



especificaciones de los barriles como roscas, espesor de pared, tolerancia, etc., están reguladas por las normas API-11AX. Los barriles de pared delgada (1/8") tienen rosca interna y todos los accesorios como cajas o jaulas, conectores y tapones son conectados al barril.

- El pistón o émbolo: el émbolo o pistón de la bomba generalmente es la parte móvil. Posee una resistencia menor que la del cilindro o camisa, y casi siempre es cromado para incrementar la resistencia a la abrasión. En él se encuentra la válvula viajera que controla la entrada de fluidos de la bomba al interior del pistón. Se clasifican en metálicos y no metálicos, lo cual se refiere al tipo de sección sellante. Las dimensiones de los pistones se han regulado por el API, y ello establece que la longitud real del pistón se exprese por la longitud nominal de la sección sellante, en pies más tres pulgadas de tolerancia. El diámetro externo debe ser tamaño básico o tamaño básico menos una tolerancia especificada en milésimas de pulgada, que varíe de cero a 0.0005".

Existen pistones compuestos o pistones de más de una pieza, los cuales deben ser compatibles en longitud con los pistones de una sola pieza. Los pistones pueden ser pin-pin o caja-caja. Para pistones metálicos siempre se debe considerar para el diseño del ajuste (Fit), un 2% de escurrimiento del fluido producido. Para pistones no metálicos, los elementos sellantes (copas y anillos) se deben conservar secos, si ellos se almacenan por un periodo de 30 días o más, para asegurar la conservación de su tamaño y forma.

- La válvula viajera: está regulada por las diferencias de fuerzas sobre ella y por debajo de ella.
- La válvula fija: controla la entrada de fluidos desde el pozo al interior de la bomba.

La entrada y descarga de fluido a través de la cámara de compresión, formada por el barril y el pistón, se controla por la válvula fija y viajera. El movimiento de fluido llena la cámara a través de la válvula fija y la descarga a través de la viajera. Una bomba API de barril estacionario tiene una válvula viajera ensamblada al pistón y la válvula fija conectada al barril. Un ensamble de cualquier válvula está compuesto de una bola y un asiento, cuyo movimiento está confinado por una jaula.

Hay dos tipos de asiento: tipo pestaña (Rib type) y el tipo plano (flat type). Es muy costoso fabricar tipo pestaña, por lo cual está siendo desplazado por muchos fabricantes por el tipo plano. Hoy el API solo reconoce el tipo plano, pero ambos tipos de asiento son excelentes. Las bolas son fabricadas en dos tamaños para cada tamaño de válvula, el tamaño API y el tamaño alterno. El tamaño alterno es una bola más pequeña, la cual permite la entrada de fluido viscoso y de basuras a través del mayor espacio entre la guía de la bola y la bola.

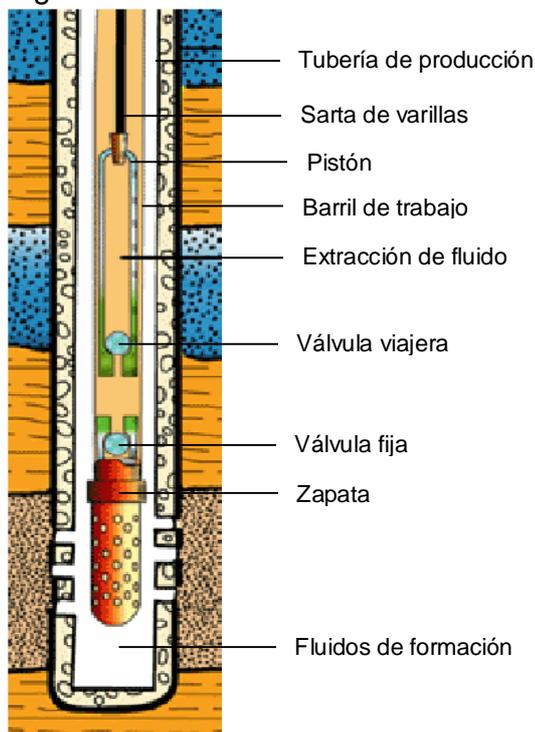


- Conjunto de anclaje. El anclaje sella la bomba con la tubería. Este se clasifica como tipo copa o mecánico. Las copas son de plástico teflón, ya que este tiene excelente propiedad sellante. Las copas no se recomiendan para servicio continuo a temperaturas superiores a 248 F, por encima de esta temperatura se recomienda usar anclaje mecánico.

Existe un anclaje especial de bomba inserta, el cual es de tipo mecánico y se utiliza para anclar una bomba inserta en un pozo que no tiene nipples. También, se utiliza en pozos que tienen nivel de fluido cambiante, lo cual frecuentemente hace necesario sentar la bomba a diferentes profundidades dentro del pozo para obtener pruebas más efectivas de producción. Cuando la bomba se embraga internamente, la herramienta se puede correr y sentar varias veces sin dañar el caucho, aun cuando la bomba se corra en un pozo desviado.

La figura 18: Muestra los componentes generales de las bombas de subsuelo

Figura 18. Partes de la bomba de subsuelo



Fuente: Hernández, Omar., Técnicas Energéticas, Bombeo en pozos, Facultad de Ingeniería – UBA, versión magnética pdf, Buenos Aires, 2003.

Cabe citar la importancia de la sarta de varillas de acero para el funcionamiento de la bomba, ya que estas son quienes transmiten la energía desde el equipo de superficie a la bomba para su accionamiento y soportan las cargas. Todo esto es



posible, ya que ellas, sirven de conexión entre la bomba de subsuelo y la unidad de bombeo instalada en la superficie.

Los diámetros más comunes de varillas y aprobados por el API son: 5/8", 3/4", 7/8", 1" y 1-1/8". Algunos fabricantes producen varillas de 1/2". El problema de diseñar una sarta de varillas consiste en como determinar la sarta más liviana y la más económica que pueda usarse sin exceder el esfuerzo unitario máximo permisible de las varillas.

El esfuerzo unitario máximo de trabajo depende de la composición química y propiedades mecánicas de las varillas y de la naturaleza del fluido que se produce (corrosivo o no). Como regla general, es aconsejable mantener el esfuerzo unitario aplicado a las varillas por debajo de 30000 psi. Cuando las bombas se asientan a profundidades de 3500 pies o más, es aconsejable usar sartas combinadas y las varillas de menor diámetro se colocan en el fondo de la sarta, ya que la carga de las varillas es menor hacia el fondo.

1.2.2.3 Funcionamiento de las bombas de subsuelo¹⁰. Durante la carrera ascendente (parte A de la figura 19, ubicada en la página siguiente), el pistón sube a través del barril de la bomba. La presión hidrostática que ejerce la columna de fluido por encima la válvula móvil, la mantiene cerrada. Entonces cuando la presión dentro del barril de la bomba es menor que la presión en la succión de la bomba, la válvula fija se abre, permitiendo que ingrese fluido de la formación al barril.

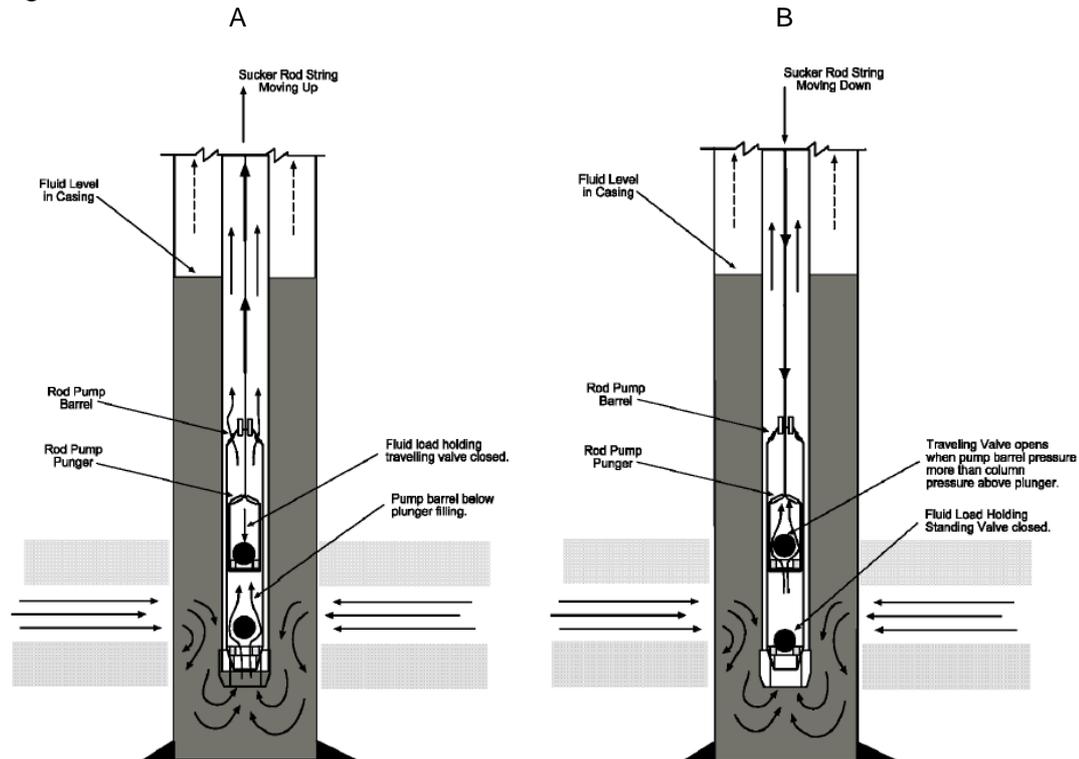
Cuando la unidad de bombeo alcanza el PMS (punto muerto superior), el pistón también alcanza el punto superior de su carrera y el petróleo es movido a superficie, la unidad de bombeo comienza su carrera descendente (parte B de la figura 19), la sarta de varillas se mueve hacia abajo, como también el pistón de la bomba. Sucede que la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de producción.

La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie. Constituyendo así un ciclo denominado ciclo de bombeo.

¹⁰ Fuente: <http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/Producci%C3%B3n2006/32.pdf>



Figura 19. Funcionamiento de bomba de subsuelo.



Fuente: <http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/Producci%C3%B3n2006/32.pdf>

1.2.3 CONTROL DE ARENAS¹¹

En los yacimientos petroleros, la producción de arena causa diversos problemas que van desde el tratamiento y la eliminación del relleno acumulado dentro de la tubería de revestimiento o en el equipo de superficie, hasta la provocación de fallas de terminación graves. Estos problemas a menudo se agravan, poniendo en peligro las futuras intervenciones de los pozos y la capacidad de los mismos en el largo plazo. Si la arena erosiona, en los componentes de terminación, las cabezas de pozos o los tubulares e instalaciones de superficie, pueden producirse pérdidas, demoras en la producción y obtenerse bajos factores de recuperación, incluso hasta perderse el control del pozo.

En ciertos yacimientos, es posible terminar zonas poco consolidadas pero relativamente competentes sin necesidad de instalar cedazos (filtros) mecánicos para impedir que ingrese arena -granos de formación y finos de migración, o pequeñas partículas de roca- en el pozo. En el pasado, los operadores recurrían al empaque de grava o al fracturamiento y empaque para este tipo de formaciones.

¹¹ Oilfield Review (Revista Yacimiento Petrolero), Métodos de control de la producción de arena sin cedazos, artículo de Andrew Acock y otros, Londres, verano 2003, p. 40 – 57.



Estos dos métodos se basan en las características de puenteo de las partículas y en los mecanismos de filtrado de los cedazos de exclusión de arena utilizados en agujero descubierto o dentro de la tubería de revestimiento con empaques de grava anulares, así como también, en las fracturas hidráulicas apuntaladas resultantes de los tratamientos de fracturamiento y empaque.

Las terminaciones de pozos sin cedazos utilizan técnicas distintas a las empleadas para los empaques “internos” convencionales diseñadas a fin de evitar fallas en los túneles de los disparos (perforaciones, cañoneos, punzados) con la consiguiente producción de sólidos de formación. Los métodos de terminación de pozos sin cedazos mantienen la productividad del pozo y el influjo libre de arena, mediante la combinación de una o más de las siguientes tecnologías probadas en los campos petroleros:

- Fase, orientación y tamaño óptimo de los disparos,
- Fracturas hidráulicas anchas con el control del crecimiento longitudinal de la fractura (arenamiento inducido), (TSO, por sus siglas en inglés) a través de todos los disparos,
- Control del contraflujo de apuntalante,
- Consolidación química o estabilización de la formación
- Cementación de intervalos permeables indeseados, previamente empacados ,
- Tratamientos selectivos con tubería flexible.

Si se planifican e implementan estas técnicas se ayuda a controlar la producción de arena, a reducir el costo y el riesgo global, a mejorar la productividad del pozo y a incrementar la recuperación de hidrocarburos.

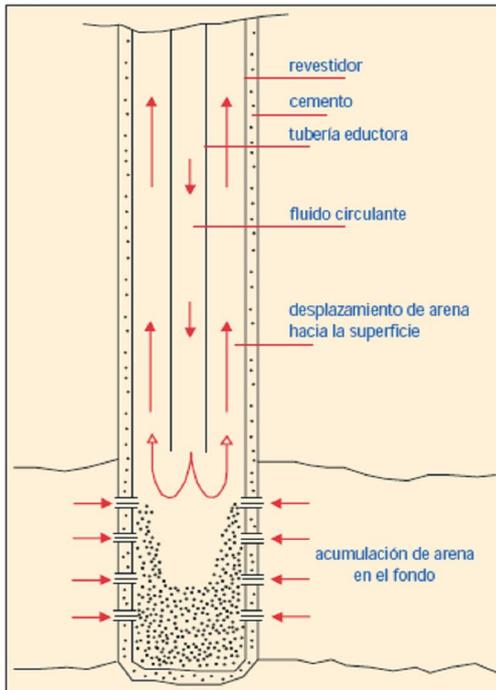
A principios de la década de 1990, las compañías operadoras comenzaron a evaluar diversos métodos para prevenir el influjo de arena, mediante la disminución de las fallas que ocurren en la formación y en los túneles de los disparos en formaciones inestables. Desde entonces, los operadores y las compañías de servicios han trabajado en forma conjunta para desarrollar y optimizar las técnicas de control de la producción de arena que no requieren equipos de perforación o de terminación de pozos.

Los problemas operacionales asociados con el influjo de arena afectan negativamente al pozo y a la productividad del yacimiento, ponen en peligro la longevidad del pozo, limitan las opciones de intervenciones de remediación e impactan la rentabilidad del campo desfavorablemente. El asegurar que los túneles de los disparos y la formación circundante permanezcan estables, es clave en los esfuerzos realizados para el manejo de la arena.

Los esfuerzos de investigación y desarrollo actuales están dirigidos a mejorar los modelos de computación diseñados para predecir la producción de arena y proveer una evaluación mejorada de los riesgos..



Figura 20. Limpieza arena por circulación



Fuente: Seminario Principios básicos de mantenimiento de subsuelo. Instituto Elite Training

El procedimiento básico para llevar a cabo una limpieza de arena por circulación, son los siguientes:

- En lo posible bajar una broca.
- Si la arena es muy suelta se puede bajar una reducción.
- La velocidad mínima en el anular debe ser de 120 ft/min.
- Si la arena es media, gruesa o grava, se requiere utilizar un fluido viscoso o lodo.
- En cada cambio de sencillo circule mínimo 3 minutos para evitar que la arena se empaque y pegue la tubería.
- Cuando se termine de limpiar se debe circular en fondo mínimo 3 veces el volumen total del pozo.
- Cuando baje a limpiar no se debe colocar raspador.
- Si se tienen restricciones de caudal (bomba muy pequeña), utilizar píldoras viscosas para ayudar a limpiar.

Se debe a su vez, tener un adecuado control de arenas para evitar:

- Daños en los sistemas de bombeo.
- Erosión en las tuberías.
- Taponamiento de líneas.
- Taponamiento de equipos de facilidades de producción.
- Colapso en el revestimiento.



- Taponamiento de los intervalos productores.
- Caídas sustanciales del potencial del pozo.
- Irrupción prematura de agua.
- Pegas en el sistema de levantamiento artificial.
- Pegas de anclas y empaques.



2. EVALUACIÓN HISTÓRICA DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OCURRIDOS DESDE LA CARA DE FORMACIÓN A CABEZA DE POZO EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL CAMPO ANDALUCÍA SUR ECOPETROL S.A.

Conocer este tipo de evaluación histórica en el campo objeto de estudio, se convierte en una herramienta de importancia y utilidad, ya que ella es fiel testigo de lo que ha ocurrido y de lo que se ha hecho en el pasado. De modo que se puedan sustraer aspectos importantes que permitan tomar medidas preventivas y/o correctivas con el ánimo de aumentar la producción y por consiguiente, la rentabilidad del campo en el futuro.

El Campo Andalucía Sur fue operado por la compañía Petróleos Colombianos Ltda. (Petrocol), desde 1980 hasta el 15 de marzo de 2007 a las 00:00 horas, fecha en la cual revirtió a Ecopetrol S.A.

En la actualidad, las directivas de Ecopetrol S.A., piensan invertir en el Campo y para ello están identificando prioridades para la distribución de los recursos y por tal motivo, requieren conocer con mayor detalle la historia y condición actual de cada pozo productor e inyector y de manera general la condición actual del Campo. Ecopetrol S.A., como operador del Campo requiere por lo tanto, conocer tanto información técnica como la historia del mismo para facilitar su proceso de operación y mantenimiento.

2.1 INFORMACIÓN TÉCNICA DE LOS POZOS

2.1.1 Pozos productores. Los datos que a continuación se describen y consignan de los pozos productores e inyectores, fueron obtenidos de las carpetas históricas y de los medios físicos impresos asignados para cada uno de los pozos, por parte de Ecopetrol S.A.

2.1.1.1 Pozo Andalucía Sur 1 (AS-1). La compañía Petróleos Colombianos Ltd (Petrocol) tenía como objetivo descubrir un nuevo yacimiento de crudo en las arenas del cretáceo superior "K-4" a una profundidad de 3200'; para ello designó a la Empresa An Son Drilling Company, para que perforara el primer pozo, denominado Andalucía Sur 1 (AS-1).

Del 20 al 30 de Mayo de 1980 la empresa An Son Drilling Company, realiza la perforación del pozo AS-1 alcanzando una profundidad de 2682'. El pozo está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 841.280 E: 882.335.



Figura 21. Pozo Andalucía Sur 1



Fuente: Autores

A continuación se describen el juego de brocas empleadas para la perforación del pozo AS-1:

Broca No.	Diámetro	Tipo	Serie
1	12 1/4"	OSC-3 X	ZA-586
2	8 1/2"	X 3A	ZA-268
3	8 1/2"	X 3A	A-41Repet
4	8 1/2"	X V	B-316
5	8 1/2"	J-77	JN-621Repet
6	8 1/2"	XDV	445 KV

El pozo se completó con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	36	J-55	SUP.	144
5-1/2"	14	J-55	SUP.	2537

Se cañoneó el intervalo 2211' – 2174' con Hyper jet II de 4" a 2 TPP

El primero de junio de 1980 se bajó la sarta de producción y se pone en funcionamiento el pozo durante 4 horas, en este lapso de tiempo el pozo produjo 56 Bls de aceite (336 BOPD) con una gravedad API de 34.5 y 0% BSW.

El 26 de diciembre de 1990 Petrocol Ltd. expide un memorando del comportamiento de producción bloque 1 basados en la historia de producción y presión de los pozos para ese entonces productores del bloque 1, se calcularon presiones de formación de 308 psi, 750 psi y 850 psi para los pozos AS-1, AS-11 y AS-25 respectivamente. Estos valores se correlacionan con los resultados



obtenidos en los pozos AS-8, AS-14 y AS-37, de 1280, 546, y 270 psi respectivamente.

Definieron que a medida que se avance en la inundación con agua, así mismo se continuará incrementando la presión en el bloque principalmente en el pozo AS-1 (más lejano de los inyectores). Se cuenta con las condiciones de IPR para el bloque teniendo en cuenta un índice de productividad de 2,5 y una presión inicial de formación de 890 psi. El índice de productividad seleccionado es conservador, ya que los calculados en condiciones primarias en el AS-11 variaron de 3,2 a 1,7.

Por lo anterior y basados en la curva con un índice de productividad de solo 2,5, se encontró una tasa máxima ($P_{wf} = 0$) de 2200 BFPD y una tasa posible de 2000 BFPD por pozo, a condiciones de presión inicial de formación y presión de flujo fluyendo de aproximadamente 100 psi (Intake pressure).

Basados en la tasa de 2000 BFPD, se evaluó el sistema de bombeo mecánico para los pozos AS-11 y AS-25, con lo cual se concluye que solo permite producir un máximo de 1300 y 1780 BFPD para pozos con revestimiento de 5 1/2" y 7" respectivamente, ampliando el sistema de levantamiento a unidades C-640-168". En el caso de 7" se puede incrementar aún mas, 1990 BFPD, con una unidad C-912-192". Los resultados se resumen en sus respectivos formatos y se soportan con los diseños respectivos según las evidencias gráficas.

En la siguiente tabla, se muestra algunas propiedades del pozo:

Propiedades	AS-1	Propiedades	AS-1
Ko	134 md	μ_o	3 cp
Kf	62 md	μ_f	1,34 cp
Kw	30 md	μ_w	0,6 cp
Rw	0,229 pie	P.l.	2,9 Bls/(psi* día)
P_{wf}	32 psi	$Q_{max} (P_{wf}=0)$	1150 BI
H	37 pie	P_s	398 psi
Re	550 pie		

El estado mecánico del pozo AS-1, se encuentra en el anexo A.

Según la Superintendencia de Operaciones Huila y Tolima (SOH), Ecopetrol S.A, hasta octubre de 2009 el pozo AS-1 contaba con un potencial de producción con las siguientes características: 78 BFPD, 3 BOPD, 96. 8% de BSW y 31.9 °API. La unidad se encuentra trabajando con 7.5 SPM y 104" de SL.

2.1.1.2 Pozo Andalucía Sur 2 (AS-2). Del 25 de junio al 9 de julio de 1980 la empresa An Son Drilling Company, realiza la perforación del pozo AS-2 alcanzando una profundidad de 2260'



El pozo está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 841.654.65 E: 883.282.18.

Figura 22. Pozo Andalucía Sur 2



Fuente: Autores

El juego de brocas utilizadas para la perforación del pozo AS-2, fueron las siguientes:

Broca No	Diámetro	Tipo	Serie
1	12 1/4"	X 1G	Repetida
2	8 1/2"	X 3 ^a	797-JV
3	8 1/2"	X 3 ^a	743-JV
4	8 1/2"	X 3 ^a	746-JV

De acuerdo a la información recolectada en la perforación del pozo AS-2, la distribución litológica de las formaciones terciarias se encuentra descrita así:

Formación	Intervalo	Espesor
Honda	0-1355'	1355'
Barzalosa	1355'-1538'	183'
Doima	1538'-2108'	570'
Girón	2108'-2260'	152'

Se completó el pozo con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	36	J-55	SUP.	139
5-1/2"	14	J-55	SUP.	1572
5-1/2"	20	J-55	1572	1841
5-1/2"	14	J-55	1841	2105



Se cañonaron los intervalos 1988´ - 1966´ - 1897´ - 1880´ - 1774´ - 1738´ - 1710´ - 1684´ con Hyper jet II de 4" a 2 TPP.

El 6 de agosto de 1992 se recañoneó el intervalo 1738´-1774´ (arena T) con TCP cañón de 3 7/8" a 6 TPP. El pozo se completó dejando en producción todos los intervalos abiertos de las arenas S - T - D_x - D₂.

El estado mecánico del pozo AS-2, se encuentra en el anexo B.

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-2 contaba con un potencial de producción con las siguientes características: 320 BFPD, 29 BOPD, 91% de BSW Y 31.2 °API. La unidad se encuentra trabajando con 7.5 SPM y 120" de SL.

2.1.1.3 Pozo Andalucía Sur 10 (AS-10). Para la perforación de este pozo, la compañía Petróleos Colombianos Ltd suministró el equipo de perforación Cardwell – 125 y la Empresa An Son Drilling Company lo operó. El objetivo del pozo era encontrar crudo en las arenas del terciario con profundidad de 2100´ a 2500´.

El día 23 noviembre de 1980 se inició la perforación con una broca de 12 1/4", tipo XLG, con la cual se perforó hasta una profundidad de 150´ para sentar revestimiento superficial de 9 5/8".

El pozo está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 841.431.87 E: 882.917.70.

Figura 23. Pozo Andalucía Sur 10



Fuente: Autores

A continuación se presenta el juego de brocas utilizadas para la perforación del pozo AS-10:

Broca No	Diámetro	Tipo	Serie
1	12 1/4"	X3A	--
2	8 1/2"	X3A	DV – 744
3	8 1/2"	X3A	PV – 321



De acuerdo a la información recolectada en la perforación del pozo AS-10 la distribución litológica de las formaciones terciarias se encuentra descrita así:

Formación	De	A	Espesor
Honda	0'	1430'	1430'
Barzalozza	1430'	1635'	205'
Doima	1635'	2215'	580'
Girón	2215'	2245'	30'

Se completó el pozo con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA Pies
9-5/8"	40	N-80	SUP.	133
5-1/2"	20	N-80	SUP.	2184

Se cañearon los intervalos: 1842' - 1828'; 1886' - 1856'; 1930' - 1916' y 2096' - 2080', con Hiper jet de 4" a 2 TPP.

El 29 de agosto de 1990 se tomó registro de producción con el objetivo de determinar la cantidad y clase de fluido que producía cada intervalo abierto utilizando los registros Tracer, temperatura e hidrolog.

De acuerdo con el resultado de los registros, se concluyó preliminarmente lo siguiente:

- Contacto agua-aceite bien definido a 1975'.
- Aparentemente la arena D₂ no fluye.
- El mayor aporte de producción de aceite proviene de la arena T.

El día 1 de abril de 1998 se realizó un informe sobre presión estática de fondo y se determinaron los siguientes parámetros correspondientes al pozo AS-10:

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
rw	0,3542	Ct	0,22 10 ⁻⁶ 1/psi
h	60'	Bo	1,055 BY/BS
A	10,26 Acres	μo	3,32 cp
Φ	19,2%	P _s	401 psi
Forma del área de drene	circular	Pwf	15 psi

El estado mecánico del pozo AS-10, se encuentra ubicado en el anexo C.



Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-10 contaba con un potencial de producción con las siguientes características: 65 BFPD, 28 BOPD, 58% BSW y 31.5° API. La unidad se encuentra trabajando con 6 SPM y 76" de SL.

2.1.1.4 **Pozo Andalucía Sur 11 (AS-11).** La empresa encargada de la perforación fué la An Son Drilling Company quien inicia la perforación del pozo el día 8 de diciembre de 1980 a las 00:00 horas.

Figura 24. Pozo Andalucía Sur 11



Fuente: Autores

Se empezó la perforación con una broca de 12 1/4", tipo XLG con la cual se perforó hasta una profundidad de 150' donde se sentó revestimiento superficial de 9 5/8". La ubicación geográfica del pozo según las coordenadas Gauss son las siguientes: N: 841,505 E: 881,705.

A continuación se presenta el juego de brocas utilizadas para la perforación del pozo AS-11:

Broca No	Diámetro	Tipo	Serie
1	2 1/4"	X 3A	HTC
2	8 1/2"	X 3A	HTC
3	8 1/2"	X 3A	HTC

De acuerdo a la información recolectada en la perforación del pozo AS-11 la distribución litológica de las formaciones terciarias se encuentra descrita así:

Formación	De	A	Espesor
Honda	0'	1300'	1300'
Barzalosa	1300'	1470'	170'
Doima	1470'	2450'	980'



Se completó el pozo con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	40	N-80	SUP.	130
5-1/2"	20	N-80	SUP.	2446

Se cañonearon los intervalos: 2337'- 2321'; 2301'- 2281'; 2270'- 2251' con Hyper jet de 4" a 2 TPP. En la siguiente tabla, se encuentra el listado de algunas propiedades del pozo:

Propiedades	AS-11	Propiedades	AS-11
Ko	300 md	μ_o	3 cp
Kf	88 md	μ_f	1,08 cp
Kw	35 md	μ_w	0,6 cp
Rw	0,229 pie	P.I	2,5 Bls/(psi* día)
Pwf	370 psi	Qmax (Pwf=0)	2160 Bl
H	25 pie	P _s	865 psi
Re	650 pie		

El estado mecánico del pozo AS-11, se encuentra ubicado en el anexo D.

El 20 de agosto de 1990 se tomó un registro de producción (Hidrolog y de temperatura) en el intervalo 2298' – 2140'. El análisis preliminar mostró los siguientes resultados.

- La arena D₂ aporta solo agua.
- La arena D₁ aporta agua y aceite.

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-11 contaba con un potencial de producción con las siguientes características: 380 BFPD, 23 BOPD, 94% de BSW y 31.2 °API. La unidad se encuentra trabajando con 8.5 SPM y 144" de SL.

2.1.1.5 Pozo Andalucía Sur 16 (AS-16). La perforación del pozo AS-16 se inició el 18 de marzo y finalizó el 4 de abril de 1984 alcanzando una profundidad total de 2279' y fue ubicado geográficamente según coordenadas Gauss así: N: 841,591,31; E: 882,411,24.

El juego de brocas empleado para la perforación del pozo AS-16, fueron las siguientes:

Broca No	Diámetro	Tipo	Serie
1RR	12 1/4	X3A	LB-061
2RR	8 1/2"	X3A	YV-368
3	8 1/2"	J-1	TA-989
4	8 1/2"	J-1	WA-601



Figura 25. Pozo Andalucía Sur 16



Fuente: Autores

De acuerdo a la información recolectada en la perforación del pozo AS-16 la distribución litológica de las formaciones terciarias se encuentra descrita así:

Formación	De	A	Espesor
Honda	0'	1080'	1080'
Barzalozza	1080'	1255'	175'
Doima	1255'	2175'	920'
Saldaña (Basam)	2175'		

Se completó el pozo con la siguiente sarta de producción:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA Pies
9-5/8"	40	N-80	SUP.	115,5
5-1/2"	14	J-55	SUP.	1980

Se cañearon los siguientes intervalos: 2042'-2058'; 2094'-2114'; 2146'-2162', con CSG GUN de 4".

Por diagnostico del departamento de Ingeniería (Petrocol) a partir del día 19 de febrero de 1991, este pozo se convierte en pozo mixto o dual, es decir, productor (por tubing) e inyector (por anular) a la vez. Para la intensificación y optimización del método de recuperación secundaria por inyección de agua.

El estado mecánico del pozo AS-16, se encuentra ubicado en el anexo E.

Según la SOH hasta a octubre de 2009 el pozo AS-16 contaba con un potencial de producción con las siguientes características: 15 BFPD, 4 BOPD, 75% de BSW Y 31.1 °API. La unidad se encuentra trabajando con 8.5 SPM y 144" de SL.



2.1.1.6 **Pozo Andalucía Sur 22 (AS-22).** De este pozo no se cuenta con un acta de iniciación de perforación, ni con informe de terminación oficial. De acuerdo a los documentos oficiales, se tiene registro de los servicios realizados a este pozo desde el 8 de mayo de 1982.

El pozo está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 841.962.44 E: 883.550.77.

Figura 26. Pozo Andalucía Sur 22



Fuente: Autores

Se completó el pozo con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE Pies	HASTA pies
9-5/8"	40	N-80	SUP.	126
5-1/2"	14	J-55	SUP.	2045

Se cañonearon los siguientes intervalos: 1732'-1762' (30'), 1966'-1988' (22')

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-22 contaba con un potencial de producción con las siguientes características: 15 BFPD, 1 BOPD, 94% de BSW y 32.1 ° API. La unidad se encuentra trabajando con 9 SPM y 54" de SL.

En relación a un informe de Petrocol del mes de abril de 1998 se conocen los siguientes parámetros del pozo AS-16:

Parámetro	Valor	Parámetro	Valor
rw	0,3542'	Ct	$0,22 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
h	66'	Bo	1,055
A	11,54 Acres	μ_o	3,32 cp
Φ	18,30%	P _s	1241 psi



Forma del área de drene	circular	Pwf	11 psi
Kh	1820 md pie	K	28,4 md
Daño	28	Factor de daño	1,84

El estado mecánico del pozo AS-22 se encuentra ubicado en el anexo F.

2.1.1.7 Pozo Andalucía Sur 25 (AS-25). De este pozo no se cuenta con registros de acta de iniciación de la perforación del pozo, ni informe de terminación oficial. Se tiene registro de los servicios realizados a este pozo desde el 4 de enero de 1983.

El pozo está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 841.404.80 E: 882.102.80.

La siguiente tabla se plasma algunas propiedades el pozo:

Propiedades	AS-25	Propiedades	AS-25
Ko	275 md	μ_o	3 cp
Kf	64 md	μ_f	1,06 cp
Kw	38 md	μ_w	0,6 cp
Rw	0,29 pie	P.l	1,8 Bls/(psi* día)
Pwf	305 psi	Qmax (Pwf=0)	1700 Bl
H	24 pie	P _s	945 psi
Re	706 pie		

Se terminó el pozo con la siguiente tubería de revestimiento:

OD Pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	43,5	N-80	SUP.	167
7"	23	N-80	SUP.	2446

El día 7 de enero de 1983 la compañía Schlumberger cañoneó los intervalos 2205'-2217'; 2222'-2227' y 2235'-2252' con Hyper Jet de 4" a 4 TTP.



Figura 27. Pozo Andalucía Sur 25



Fuente: Autores

El estado mecánico del pozo AS-25 se encuentra ubicado en el anexo G.

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-25 contaba con un potencial de producción con las siguientes características: 600 BFPD, 36 BOPD, 94% de BSW y 31.3 °API. La unidad se encuentra trabajando con 7.5 SPM y 144" de SL.

2.1.1.8 Pozo Andalucía Sur 26 (AS-26). No se cuenta con registros de acta de iniciación de la perforación del pozo, ni con los informes de terminación oficial. Se tiene registro de los servicios realizados a este pozo desde el 14 de enero de 1984.

El pozo está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 841.775.81 E: 882.935.04.

De acuerdo a la información recolectada en la perforación del pozo AS-26 la distribución litológica de las formaciones terciarias se encuentra descrita así:

Formación	De	A	Espesor
Honda	0'	971'	971'
Barzalozza	971'	1166'	195'
Doima superior	1166'	1443'	277'
Doima medio	1443'	1743'	300'
Doima inferior	1743'	2040'	297'
Basamento	2040'	2154'	114'

El pozo AS-26 se completó con la siguiente tubería de revestimiento:



OD	PESO	GRADO	DESDE	HASTA
pulgadas	lb./pie		pies	Pies
9-5/8"	43,5	N-80	SUP.	172
5-1/2"	14	K-55	SUP.	2124

El día 19 de julio de 1992 se cañonearon los siguientes intervalos:

Arena	Intervalo	TPP Actual	Recañoneo TPP	Total TPP
T	1790´-1825´ (35´)	4	8	12
DX	1940´-1958´ (18´)	4	4	8
DO	1974´-1988´ (14´)	4	4	8
D2	2028´-2040´ (12´)	4	4	8

Figura 28. Pozo Andalucía Sur 26



Fuente: Autores

El día 26 de febrero de 1997 el Laboratorio de Geoquímica del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) realizó una caracterización del crudo producido por este pozo:

Nombre de muestra: AS-26; tipo de muestra: crudo (maltenos). Asfáltenos: 4,8%; saturados: 60,5%; aromáticos: 18,30%; res + Asf: 16,40%.

El estado mecánico del pozo AS-26 se encuentra ubicado en el anexo H.

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-26 contaba con un potencial de producción con las siguientes características: 240 BFPD, 11 BOPD, 95,5% de BSW y 31,1 °API. La unidad se encuentra trabajando con 7,5 SPM y 144" de SL.

2.1.1.9 Pozo Andalucía Sur 35 (AS-35). El pozo AS-35 fue perforado en el mes de abril de 1992. Dicho pozo fue programado como inyector de agua para las arenas T y D de la formación Doima, con el objeto de afectar sus pozos vecinos



AS-10, AS-26 y AS-2 principalmente, los cuales conforman con el AS-35 un patrón de cuatro (4) puntos invertido. Una vez perforado el pozo, se hacen las respectivas pruebas y por diagnóstico de ingeniería (Petrocol) se decide dejarlo como pozo productor.

La fecha aproximada en que se iniciaron los trabajos de perforaciones es el 15 de abril de 1992 con el equipo de perforación Cardwell 350 de Petrocol. Este pozo alcanzó una profundidad total vertical de 2150' y es ubicado geográficamente según coordenadas Gauss así: N: 845.103.38; E: 884.497.20.

Figura 29. Pozo Andalucía Sur 35



Fuente: Autores

De acuerdo a la información recolectada en la perforación del pozo AS-35 la distribución litológica de las formaciones terciarias se encuentra descrita así:

Formación	De	A	Espesor
Honda	0'	895'	895'
Barzalozza	895'	1117'	222'
Doima	1117	2180'	1071'
Basamento	2188'	2255'	37'

Se completó el pozo con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	47	N-80	SUP.	123
7"	23	N-80	SUP.	2253

El estado mecánico del pozo AS-35 se encuentra ubicado en el anexo I.



Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-35 contaba con un potencial de producción con las siguientes características: 40 BFPD, 10 BOPD, 75% de BSW y 31.3 °API. La unidad se encuentra trabajando con 8 SPM y 44" de SL.

2.1.2 Pozos inyectores

2.1.2.1 Pozo Andalucía Sur 7 (AS-7). No se cuenta con registros de acta de iniciación de la perforación del pozo, ni con los informes de terminación oficial. La fecha aproximada en que se inician los trabajos de perforación es septiembre 17 de 1980.

El pozo alcanza a una profundidad de 1900'. Su ubicación geográfica según las coordenadas Gauss, es la siguiente:
N: 842,245; E: 883,430.

De acuerdo a la información recolectada en la perforación del pozo AS-7 la distribución litológica de las formaciones terciarias se encuentra descrita así:

Formación	De	A	Espesor
Honda	0'	1260'	1260'
Barzalozza	1260'	1440'	180'
Doima	1440'	2410'	970'
Girón	2410'	2458'	48'

Se completó el pozo con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA Pies
9-5/8"	40	N-80	SUP	145
5-1/2"	20	J-55	0	101
5-1/2"	17	N-80	101	2419

El 29 de noviembre de 1990 se autoriza un programa de servicio que busca convertir a inyector el pozo AS-7, ubicado en el bloque I. El objeto del trabajo era el de convertirlo a inyector a través de las arenas D₁, D₂ y D₃ para hacer un Steady State entre los volúmenes inyectados junto con los producidos y mejorar la eficiencia de drenaje de las arenas D₁ y D₃, aumentando la inyección en D₃ e inyectando por la D₁. Del 30 de noviembre al 5 de diciembre de 1990, se lleva a cabo el programa de conversión a inyector.

Se perforaron los taponos puente de 5 ½" Baker N-1 sentado a 2110' y EZSV sentado a 2200'. Se cañoneó el intervalo D₃ 2334' – 2356' con Hyper Jet de 4" a 4 TTP.



Se completó el pozo con tubing de 2 7/8", 6.5 Lbs , J-55, EUE sentando empaque Brown Husky M-1 a 2204'. Se dejaron aisladas en el anular las arenas U, intervalos 2130' – 2136', 2160' – 2172' y en las arenas T los intervalos 2053' – 2062' y 2065' – 2078'.

El estado mecánico del pozo AS-7 se encuentra ubicado en el anexo J.

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-7 contaba con un potencial de inyección de agua de 326 BWIPD, con una presión en cabeza de 100 Psi.

2.1.2.2 Pozo Andalucía Sur 8 (AS-8). El 18 de octubre de 1980 se da inicio a la perforación del pozo AS-8 hasta una profundidad total de 2667', con el objetivo de incrementar la inyección en la arena D₃ (por tubing), en la arena D₂ (por anular) y para aumentar la producción de aceite en la arena D₃, en los pozos AS-11 y AS-25.

El pozo está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 840.919.14 E: 881.434.44.

Se completó el pozo con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	40	N-80	SUP	133
5-1/2"	17	J-55	133	1602
5-1/2"	17	N-80	1602	2618
5-1/2"	17	J-55	2618	2647

Del 25 al 28 de octubre de 1980, se cañonearon con Hyper Jet II de 4" a 2 TPP, los siguientes intervalos: de 2345'-2363' (18') en la arena D₁; de 2372'-2407' (35') en la arena D₂ y de los 2540'-2558' (18') en la arena D₄. El 25 febrero de 1981 se cañoneó la arena D₃ en el intervalo 2430'-2440'.

Del 17 de abril al 10 de mayo de 1984 se determinó su conversión a Inyector, se bajó sarta de inyección, con las siguientes características: tubing de 2 7/8" y empaque Husky M-1 a 2328'. Se inició como inyector a través de las arenas D₁, D₂, D₃ y D₄ (intervalo 2345'-2558').

El 23 de noviembre de 1985 se inyectó una tasa de 2600 BWIPD hasta enero de 1986, a partir de esta fecha se inyectó a una tasa entre 1100 y 1600 BWIPD.

El estado mecánico del pozo AS-8 se encuentra ubicado en el anexo K.



Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-8 contaba con un potencial de inyección de agua de 723 BWIPD, con una presión en cabeza de 100 Psi.

2.1.2.3 Pozo Andalucía Sur 14 (AS-14). No se cuenta con registros de acta de iniciación de la perforación del pozo, ni con los informes de terminación oficial. Se sabe que el pozo tiene una profundidad total de 2662' y está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 841.232.97 E: 881.353.88.

Petróleos Colombianos Ltd (Petrocol), tenía como objetivo recañonear la arena D₁ intervalo 2347' - 2354' (7'), para aumentar la inyección de agua en la arena D₂ (por tubing), en la arena D₁ (por anular) y para incrementar la producción de aceite del pozo AS-11 en la arena D₁.

Se cañonearon con Casing Gun de 4" a 4 TPP los siguientes intervalos: 2347' - 2354' en la arena D₁; intervalo 2380' - 2454' en la arena D₂ y el intervalo 2460' - 2475' en la arena D₃

El día 5 de enero de 1987 se realiza un servicio de cementación remedial, cuyo objetivo era el de taponar comunicación entre casing de 9 5/8" y casing de 5 1/2" por mala cementación primaria y así evitar que arenas ladronas recibieran el agua de inyección.

El día 23 de agosto de 1990 se ejecutó el servicio de pruebas falloff y step rate, con el objetivo de evaluar el estado actual de la inyección de agua a través de este pozo y determinar parámetros de yacimiento tales como permeabilidad, factor de daño, límites y barreras, capacidad de inyección, etc. Además determinar el gradiente de fractura de la formación. Debido a la importancia de estas pruebas, para mayor confiabilidad y mejor obtención de la información, se utilizó el sistema de medición SRO (Surface read out).

El día 11 de enero de 1991 se realizó un análisis fisicoquímico del agua inyección, con los siguientes resultados:

Característica	Resultado	Característica	Resultado
Calcios	12.83 meq/L	Temperatura	92 °F
Mangensio	6.56 meq/L	PH	7.25
Cloruros	53.25 meq/L	Hierros	25.1 meq/L
Bicarbonatos	429.44 meq/L	Sulfatos	1.32 meq/L
Hidróxidos	0.0 meq/L	Sodios	169.9 meq/L
Carbonatos	0.0 meq/L		

El estado mecánico del pozo AS-14 se encuentra en el anexo L.

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-14 contaba con un potencial de inyección de agua de 1156 BWIPD, con una presión en cabeza de 100 Psi.



2.1.2.4 **Pozo Andalucía Sur 16 (AS-16)**, (Inyección por anular). Por diagnóstico del departamento de Ingeniería (Petrocol) a partir del día 19 de febrero de 1991, este pozo se convierte en pozo mixto o dual, es decir, productor (por tubing) e inyector (por anular) a la vez. Para la intensificación y optimización del método de recuperación secundaria por inyección de agua.

Se reacondicionó el pozo habilitándolo como productor de las arenas D y como inyector por el anular a través de las arenas R y T. El trabajo consistió en recuperar el tapón puente y sentar empaque Husky M-1 a 2034' para dejar la siguiente distribución y clasificación de los intervalos cañoneados:

Intervalos	Arena	TPP	Clasificación
1776' - 1784'	R	4	Inyector
1868' - 1880'	T	4	Inyector
1885' - 1890'	T	4	Inyector
2042' - 2058'	D ₀	4	Productor
2094' - 2114'	D ₂	4	Productor
2146' - 2162'	D ₃	4	Productor

El pozo se completó como inyector de la siguiente manera:

OD	Juntas	Long. Pies	DESDE pies	HASTA Pies
K.B.			0	7
2-7/8" EUE	64	2011	7	2018
Packer Husky	1	3	2018	2021
2-7/8" EUE	4	131	2021	2152
Silla 2-7/8" EUE	1	1	2152	2153

Nota: La información correspondiente al completamiento del pozo, coordenadas geográficas según Gauss, brocas empleadas en la perforación, distribución litológica de las formaciones, intervalos cañoneados y profundidad del pozo están descritas en el numeral 2.1.1.5.

El estado mecánico del pozo AS-16 se encuentra en el anexo M.

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-16 contaba con un potencial de inyección de agua de 417 BWIPD, con una presión en cabeza de 1100 Psi.

2.1.2.5 **Pozo Andalucía Sur 18 (AS-18)**. Entre octubre y noviembre de 1981 se perforó el pozo AS-18. El pozo está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 842.198.96 E: 883.463.56.



De acuerdo a la información recolectada en la perforación del pozo AS-18 la distribución litológica de las formaciones terciarias se encuentra descrita así:

Formación	De	A	Espesor
Honda	0'	870'	870'
Barzaloba	870'	1045'	175'
Doima	1045'	1850'	805'
Girón	1850'	1948'	98'

Se completó el pozo con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	40	N-80	SUP.	115,5
5-1/2"	14	J-55	SUP.	1980

Se completó el pozo como productor en el intervalo 1783' - 1813' arena T cañoneando con CSG 4" a 4 TPP.

La historia de producción del pozo presenta una producción inicial de 150 BPD la cual disminuyó luego a un promedio de 125 BPD con la que se mantuvo durante 10 meses para luego bajar drásticamente en diciembre de 1982 a un nivel de 50 BPD.

Del 11 al 22 de octubre de 1982 se cañoneó con CSG 4" a 4 TPP la arena S en los intervalos 1706' - 1716', 1727' - 1734' y 1744' - 1756', resultando productora de agua, por lo que se aisló con cementación forzada. El pozo continuó en producción por la arena T.

Posteriormente, la compañía de Petróleos Colombianos, tenía como objetivo convertir el pozo a inyector para aumentar la recuperación de aceite en la arena T del bloque II. A finales de 1990 la producción del pozo llegó hasta unos 20 BOPD mostrando una declinación exponencial del 21% anual.

Debido a la conversión a inyector del pozo AS-19 en enero de 1991, la producción del pozo pasó de 500 BOPD hasta unos 20 BOPD, igualmente el BSW se incrementó de 2% al 50% en ese año.

A partir de 1993 el pozo aumentó rápidamente el corte de agua, llegando al 100% a mediados de 1994 y es suspendido definitivamente como productor el 23 de Marzo de 1995.

Las operaciones como pozo inyector se iniciaron el 15 de Septiembre de 1995, con una profundidad total de 1948' pies.

El estado mecánico del pozo A-18 se encuentra en el anexo N.



Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-18 contaba con un potencial de inyección de agua de 230 BWIPD, con una presión en cabeza de 880 Psi.

2.1.2.6 Pozo Andalucía Sur 19 (AS-19). El 1 de agosto de 1983 se inicia la perforación del pozo AS-19 por parte de la compañía Petrocol. El pozo está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 842.314.30 E: 883.080.64.

El pozo se completó con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	40	N-80	SUP.	115,5
5-1/2"	14	J-55	SUP.	1980

Entre el 18 y 20 de noviembre de 1990, se hizo trabajo de reacondicionamiento para convertir el pozo de productor a inyector. El trabajo consistió en sentar empaque Husky M-1 a 1665' para inyectar agua a través del intervalo de la arena T 1805' – 1855'. Se comenzó a inyectar en el pozo el 26 diciembre de 1990.

El estado mecánico del pozo AS-19 se encuentra en el anexo O.

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-19 contaba con un potencial de inyección de agua de 227 BWIPD, con una presión en cabeza de 1080 Psi.

2.1.2.7 Pozo Andalucía Sur 33 (AS-33). No se cuenta con registros de acta de iniciación de la perforación del pozo, ni con los informes de terminación oficial. El pozo AS-33 se encuentra localizado según coordenadas Gauss así:

N: 841,970; E: 882,315.

De acuerdo a la información recolectada en la perforación del pozo AS-33 la distribución litológica de las formaciones terciarias se encuentra descrita así:

Formación	De	A	Espesor
Honda	0'	1078'	1078'
Barzalozza	1078'	1160'	82'
Doima	1160'	1984'	824'
Basamento	1984'	2080'	96'

El pozo se completó con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	40	N-80	SUP.	115,5
5-1/2"	14	J-55	SUP.	1980



El estado mecánico del pozo AS-33 se encuentra en el anexo P.

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-33 contaba con un potencial de inyección de agua de 237 BWIPD, con una presión en cabeza de 1050 Psi.

2.1.2.8 Pozo Andalucía Sur 36 (AS-36). Del 15 de noviembre al 23 de diciembre de 1989 se realiza la perforación del pozo AS-36 por parte de la compañía Petróleos Colombianos Ltd (Petrocol), alcanzando una profundidad total de 2140'. El pozo está ubicado según coordenadas Gauss así: N: 841.542.37 E: 882.641.40.

El objetivo era el de convertir el pozo en inyector a través de arena T, con el propósito de influenciar a los pozos vecinos AS-2 y AS-26 principalmente. También con el propósito de definir los límites de una barrera detectada en el último estudio de yacimiento que involucró esta área.

Su ubicación geográfica según las coordenadas Gauss son las siguientes: N: 845.103.38; E: 884. 497.20.

El juego de brocas empleado para la perforación del pozo AS-36, fueron las siguientes:

Broca No	Diametro	Tipo	Serie
1	12 1/4	SDS	YD2131
2	8 1/2"	FDS	YD2219
3	8 1/2"	FDS	YD1756

De acuerdo a la información recolectada en la perforación del pozo AS-36 la distribución litológica de las formaciones terciarias se encuentra descrita así:

Formación	De	A	Espesor
Honda	0'	903'	903'
Barzalozza	903'	1027'	124'
Doima	1027'	2086'	1059'
Basamento	2086'	TD'	

Se cañoneó con " Casing Gun " de 4" a 4 TPP. " Hypert Jet II " la arena "R" intervalo 1758' - 1767'.

El pozo se completó con la siguiente tubería de revestimiento:

OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA Pies
9-5/8"	40	N-80	SUP.	115,5
5-1/2"	14	J-55	SUP.	1980



El estado mecánico del pozo AS-36 se encuentra en el anexo Q.

Según la SOH hasta octubre de 2009 el pozo AS-36 contaba con un potencial de inyección de agua de 229 BWIPD, con una presión en cabeza de 1040 Psi.

De los pozos inyectores AS-37 y AS-38, no fue posible obtener y desarrollar las respectivas informaciones técnicas, porque no se pudo tener acceso a las carpetas históricas o a los medios físicos impresos asignados para estos pozos, por parte de Ecopetrol S.A. Sin embargo, Según la Superintendencia de Operaciones Huila y Tolima (SOH), Ecopetrol S.A, hasta octubre del año 2009, indica que el potencial de inyección de agua para el pozo AS-37 es de 502 BWIPD, con una presión en cabeza de 1420 Psi. Para el pozo AS-38, el potencial de inyección de agua es de 183 BWIPD, con una presión en cabeza de 750 Psi.

Para el total de pozos inyectores del Campo Andalucía Sur, el potencial diario de inyección de agua, en el mes de octubre es de 4230 BWIPD, con una presión promedio de descarga de 1600 Psi, según la Superintendencia de Operaciones Huila y Tolima (SOH), Ecopetrol S.A,

El siguiente análisis plasmado de los pozos productores e inyectores que a continuación se presenta, está basado con los datos, reportes e información que fueron obtenidos de las carpetas diarias que se le ha llevado a cada uno de ellos y de los medios físicos impresos asignados para cada pozo.

2.3 SERVICIOS REALIZADOS DESDE LA CARA DE FORMACIÓN A CABEZA DE POZO

Para Ecopetrol S.A, como actual compañía operadora del Campo Andalucía Sur, es importante identificar los principales problemas que han afectado al campo durante sus años de producción, que de igual manera estén afectando la producción actual y que podría afectarla en el futuro. Esto con la intención de que se puedan postular posibles soluciones efectivas, después del proceso de análisis y de las causas, la determinación y sistematización de las principales operaciones y/o los tipos de mantenimientos correctivos y preventivos, que se le realizaron al campo con el objetivo de aumentar la producción.

Toda intervención a los pozos petroleros con el ánimo de reparar y/o mejorar las condiciones mecánicas, aumento del potencial de producción, disminución de costos de producción y todo efecto para la favorabilidad técnico-económica de la producción de petróleo, se conoce comúnmente como servicios a pozos o trabajos de workover.

Una clasificación normalmente usada para diferenciar estos dos términos (servicios a pozos o trabajos de workover.) puede ser aplicada dependiendo de la



capacidad en caballos de potencia o hp, por parte del equipo de levante, es la siguiente:

Trabajos de servicio:

- 100 hp: servicio de varilleo y movimiento tubería pozos someros.
- 200 hp: servicio de varilleo y movimiento tubería pozos hasta 5000 pies.
- 300 hp: servicio de varilleo y movimiento tubería pozos hasta 8000 pies.

Trabajos de workover.

- 400 hp: operaciones de WO hasta profundidades de 6000 pies.
- 500/550 hp: operaciones de WO hasta profundidades de 8000 pies.
- 750/800 hp: operaciones de WO hasta 12000 pies o perforación pozos 8000 pies.
- 1000 hp: operaciones de WO hasta 16000 pies o perforación pozos a 12000 pies.

Otra clasificación empleada es donde el trabajo de workover afecta notoria y directamente la cara de la formación y por ende la producción de fluidos del pozo, en muchas oportunidades esto implica el cambio de las condiciones mecánicas del pozo (ejemplo cañonear, estimulación, fracturamiento, etc.).

En tanto a los servicios de pozo, son trabajos de reparación o cambio de herramientas y equipos dentro del pozo con el ánimo de mantener o mejorar la producción de fluidos, sin intervenir drásticamente la cara de formación (ejemplo, cambio de bomba, de varillas, limpieza del equipo de fondo, etc.).

Para efectos prácticos de este trabajo, se utilizará únicamente el término servicio de pozo.

2.3.1 Servicios a pozos productores. El campo Andalucía tiene implementado como sistema de levantamiento artificial el bombeo mecánico, teniendo en cuenta que la mayoría de los problemas asociados a los sistemas de levantamiento artificial por bombeo mecánico pueden ser atribuidos a uno de tres componentes pozo abajo (Bomba, varillas o tubería de producción) se analizarán los principales problemas ocurridos en la producción desde la cara de formación a cabeza de pozo.

Se hace entonces esencial un análisis histórico de problemas y fallas con el objetivo de la reducción de frecuencia de fallas en el proceso de producción de petróleo.

Una falla de bomba, varillas o tubería de producción se define como un evento catastrófico que requiere que el personal de servicio saque o cambie uno o más de estos componentes.

Marginalmente, los pozos productores con altas tasas de frecuencia de fallas a menudo se clasifican como pozos “problemáticos” y las prácticas eficaces de



gerencia de los problemas de producción pueden significar la diferencia entre operar y taponar estos pozos. La gestión de problemas incluye prevención, identificación, implementación y registro de la causa raíz de cada falla o problema.

Las reducciones de frecuencia de fallas que pueden lograrse exigen un análisis preciso de los principales problemas y la implementación de medidas correctivas para impedir la repetición de las fallas. Se necesita un análisis estadístico capaz de indagar la historia de los trabajos de “servicio” de los pozos a fin de rastrear e identificar las tendencias de los principales problemas a contrarrestar. Una vez que la tendencia de problemas sea identificada, se deberán poner en práctica las medidas de remediación durante los trabajos de acondicionamiento para impedir fallas prematuras e inconvenientes constantes en el sistema de levantamiento.

De acuerdo a la clasificación y resultados del análisis y sistematización de los servicios realizados a los pozos productores, se tendrán en cuenta diez principales actividades o grupos de trabajos relacionados. Se denominarán y clasificarán dependiendo de la razón o causa de más relevancia. Estos grupos corresponden o se denominarán como servicios de:

1. Cambio de bomba
2. Limpieza de bomba
3. Varilla partida
4. Desparafinación
5. Control de arena
6. Estimulación
7. Pistón pegado o dañado
8. Registros de producción
9. Registros eléctricos y otros
10. Pruebas de presión

Como servicios de cambio de bomba se identificaron y agruparon los servicios realizados a los pozos que de manera directa o indirecta justificaron el cambio de la misma o de algunos de sus componentes fundamentales por factores como: daño del barril, deterioro excesivo en los empaques, mal funcionamiento de la bomba, desgastes o averías considerables, cambio de condiciones hidráulicas en el pozo (potencial del pozo), daño o deterioro en la válvula viajera y/o válvula fija, y fallas irreparables en el hold down principalmente.

Los servicios llamados limpieza de bomba abarcan los trabajos realizados fundamentalmente como consecuencia de la presencia y precipitación de parafinas, asfaltenos, minerales, material particulado, pedazos de metal y cuerpos extraños, que generan obstrucción y atascamiento de las partes móviles de la bomba de subsuelo (válvulas viajera y fija). Como también en procesos de mantenimiento preventivo, con ánimo de aumentar producción y longevidad de los equipos de fondo y en la mayoría de los casos no requiere cambio de piezas.



En relación a los servicios del sistema de varilleo, se entenderán como servicio de varilla partida a toda eventualidad o fallas en el sistema de varillas que altere la continuidad, unanimidad y comunicación de la totalidad de las varillas desde superficie hasta la bomba de subsuelo. Dichas alteraciones corresponden a ruptura de las varillas, desenroscamiento de las juntas (acopladores) o varillas cuyas juntas se encontraban defectuosas o totalmente lisas, imposibilitando que se sostuvieran una a una. Estos problemas son generalmente ocasionados por fatiga y tensión del material.

Los servicios denominados de desparafinación, tienen como objetivo mantener libre de obstrucciones por precipitaciones orgánicas los equipos del sistema de bombeo, desde la cara de formación a cabeza de pozo (Bomba, tubería y varillas). Se realiza mediante la circulación de una mezcla solvente (crudo, xileno, varsol mas aditivos) en diferentes concentraciones, inyectándola desde el tubing en la cabeza de pozo hasta el fondo, obteniendo el retorno a superficie por el anular (circulación directa) o en viceversa, ingresa por anular y retorna por tubing (circulación indirecta), para remover el material causante de taponamientos y obstrucciones en el mecanismo de levantamiento.

Por parte de los servicios denominados como control de arena, se refiere a los servicios encargados de la remoción del material particulado (arena y finos) proveniente de la formación (común en las arenas del yacimiento, por ser poco consolidadas), que se alojan y acumulan en el fondo del pozo y en la bomba de subsuelo, dando como resultado taponamientos y obstrucciones en la bomba y la cara de la formación, disminuyendo considerablemente la capacidad de aporte de fluidos de la formación al pozo.

Adicional a ello, se presenta desgaste (erosión) en el mecanismo de levantamiento, evidenciándolo como:

- Desgaste de las válvulas: cuando las partículas de arena se alojan entre la bola y el asiento de las válvulas impiden el cierre apropiado y por consiguiente el buen funcionamiento, dando como resultado una notable disminución en la producción del pozo. Además, al quedar disminuida la sección de pasaje, el fluido con partículas de arena atraviesa las válvulas con gran velocidad produciendo un desgaste prematuro.
- Desgaste mecánico entre el pistón y el barril: esto provoca el atascamiento y agarre del pistón.
- Aprisionamiento de la bomba dentro del tubing: las bombas insertables no pueden ser desclavadas del/los asientos.

El procedimiento más aplicado es recircular de manera directa o inversa fluidos de formación (agua y/o petróleo mas aditivos) para remover y extraer el material particulado depositado en el pozo. Es la mayoría de los casos se realiza preferiblemente con agua de formación que con crudo, debido a mayor facilidad de



adquisición y para evitar la contaminación y posterior tratamiento de recuperación del crudo utilizado en la actividad.

En el caso de los servicios de estimulación, ésta se lleva a cabo en los pozos donde la capacidad de aporte de fluidos de la formación al pozo ha sido fuertemente afectada y disminuida paulatinamente por presencia de finos, scale y precipitaciones orgánicas en la cara de la formación y en unos cuantas pulgadas dentro de la misma. Se realiza mediante la recirculación e inyección de mezclas de surfactantes, solventes orgánicos y algunos ácidos con el ánimo de limpiar la cara de la formación para aumentar el potencial del pozo.

En los servicios identificados como pistón dañado o pegado, se recopilan las actividades relacionadas a los problemas encontrados y fallas críticas en el pistón de la bomba de subsuelo. La mayoría de los inconvenientes encontrados en el pistón están relacionados con problemas de arenamiento. La formación productora del campo al ser poco consolidada, deja pasar material particulado (arena) a la bomba de subsuelo.

En el movimiento ascendente y descendente repetitivo del pistón dentro del barril y bajo presencia de arena, sufre desgaste considerable del material (erosión homogénea y puntual), generando pérdida de hermeticidad en la bomba, significando disminución de bombeo a superficie. Peor aún es la situación cuando la acumulación de arena en el barril se intensifica generando una condición crítica, como es el atascamiento (pistón pegado) del pistón dentro del barril de la bomba. Se interrumpe entonces el normal funcionamiento de la bomba, impidiendo el proceso de bombeo a superficie. Seguidamente surge un fenómeno menos deseado y de consecuencias catastróficas, la unidad de bombeo en superficie pierde su balanceo de cargas y empieza a golpear el sistema de varillaje (barra pulida) con el cabezal de la unidad (carecaballo), ocasionando graves problemas mecánicos en los cojinetes (central y del escualizador), pines, bielas y motor de la unidad, entre otros, con riesgo de desglose de la misma.

En consecuencia a la importancia y por el índice tan alto de repetitividad de este fenómeno observado en el estudio de los servicios realizados a los pozos del campo, se decide entonces separar el pistón del conjunto que compone la bomba de subsuelo (válvula fija, viajera, barril y pistón), y se trata como servicio exclusivo, que amerita un estudio detallado.

En tanto a los registros de producción, registros eléctricos y pruebas de presión al ser intervenciones importantes a pozos, se evaluarán y se tendrán en cuenta como servicios. Cabe resaltar que no son factores que afecten la producción de los pozos, sino que para ECOPETROL S.A. es de suma importancia conocer las propiedades petrofísicas y reológicas de los pozos del campo. Como también del seguimiento de las mismas a través del tiempo por parte de PETROCOL LTD.

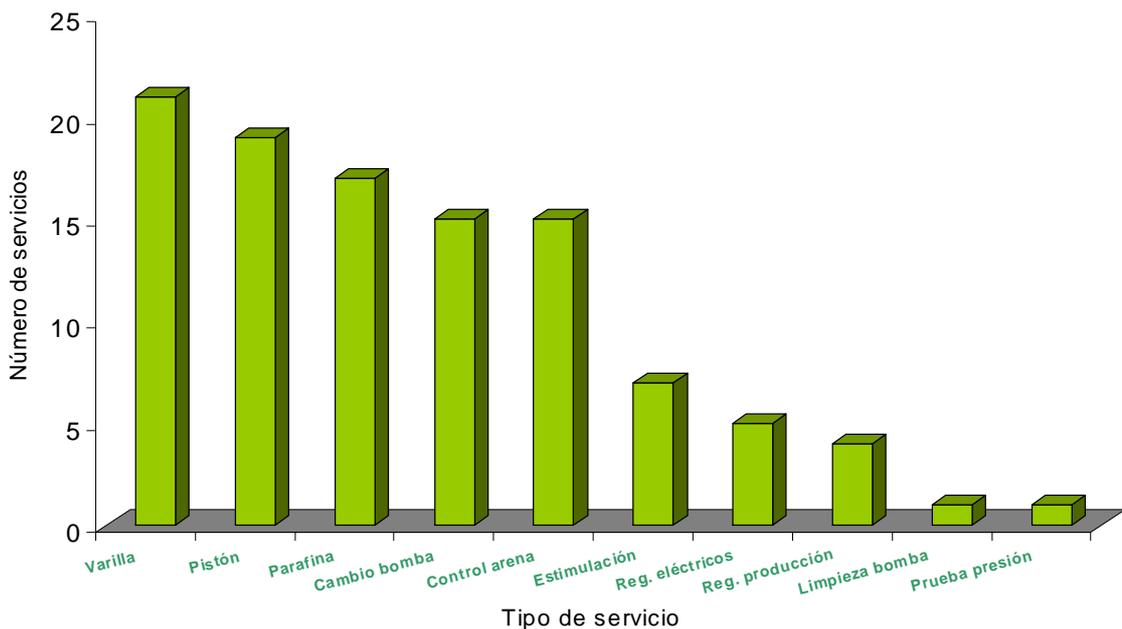


Pozo productor AS-1:

En la tabla 6 y en la gráfica 1, donde se representan los servicios realizados al pozo productor AS-1, se observa que de los 105 servicios realizados a este pozo tenemos:

Tabla 6. Servicios realizados al pozo productor AS – 1

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	20	21
2	Pistón pegado o dañado	18	19
3	Parafina	16	17
4	Cambio de bomba	14	15
5	Control de arena	14	15
6	Trabajos de estimulación	7	7
7	Registros eléctricos, temperatura, tracer, Hydrolog y CBL	5	5
8	Registros de producción	4	4
9	Limpieza de bomba	1	1
10	Prueba de presión	1	1
TOTAL		100%	105



Gráfica 1. Tendencia de servicios realizados al pozo productor AS - 1

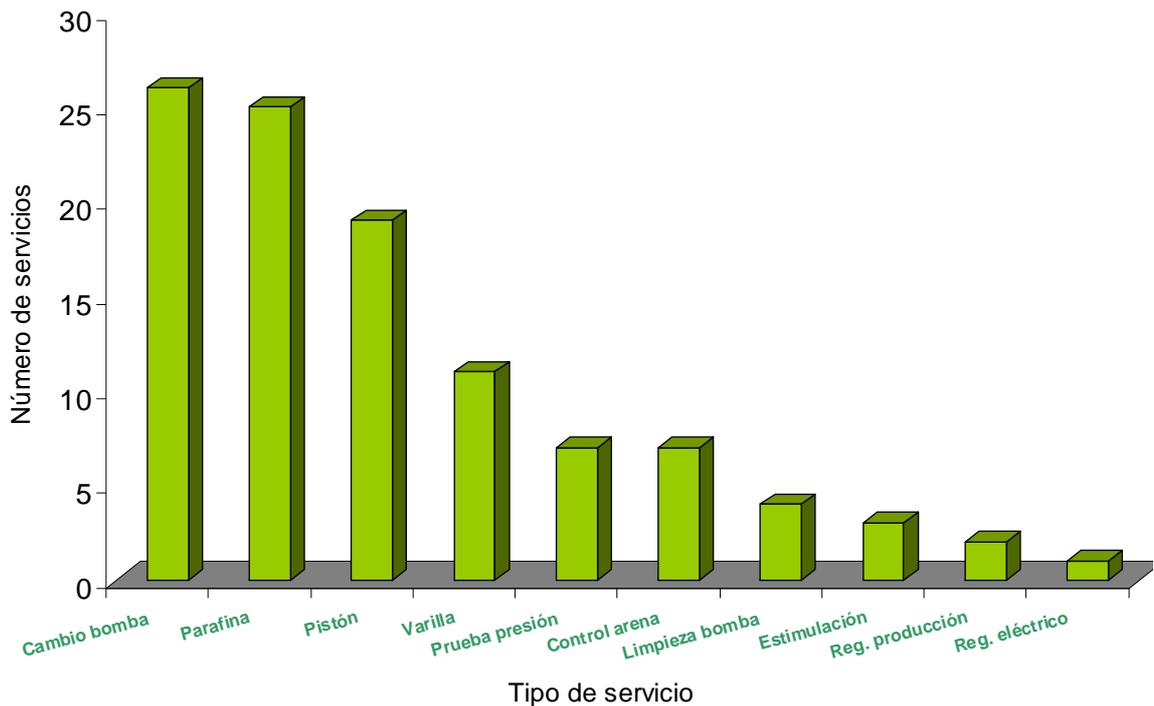


Pozo productor AS-2:

En la tabla 7 y en la gráfica 2, que corresponde a los servicios realizados al pozo productor AS-2, se observa que de los 105 servicios realizados a este pozo tenemos:

Tabla 7. Servicios realizados al pozo productor AS - 2

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Cambio de bomba	24	26
2	Parafina	24	25
3	Pistón pegado o dañado	18	19
4	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	10	11
5	Prueba de presión	7	7
6	Control de arena	7	7
7	Limpieza de bomba	4	4
8	Trabajos de estimulación	3	3
9	Registros de producción	2	2
10	Registro eléctrico	1	1
TOTAL		100%	105



Gráfica 2. Tendencia de servicios realizados al pozo productor AS - 2

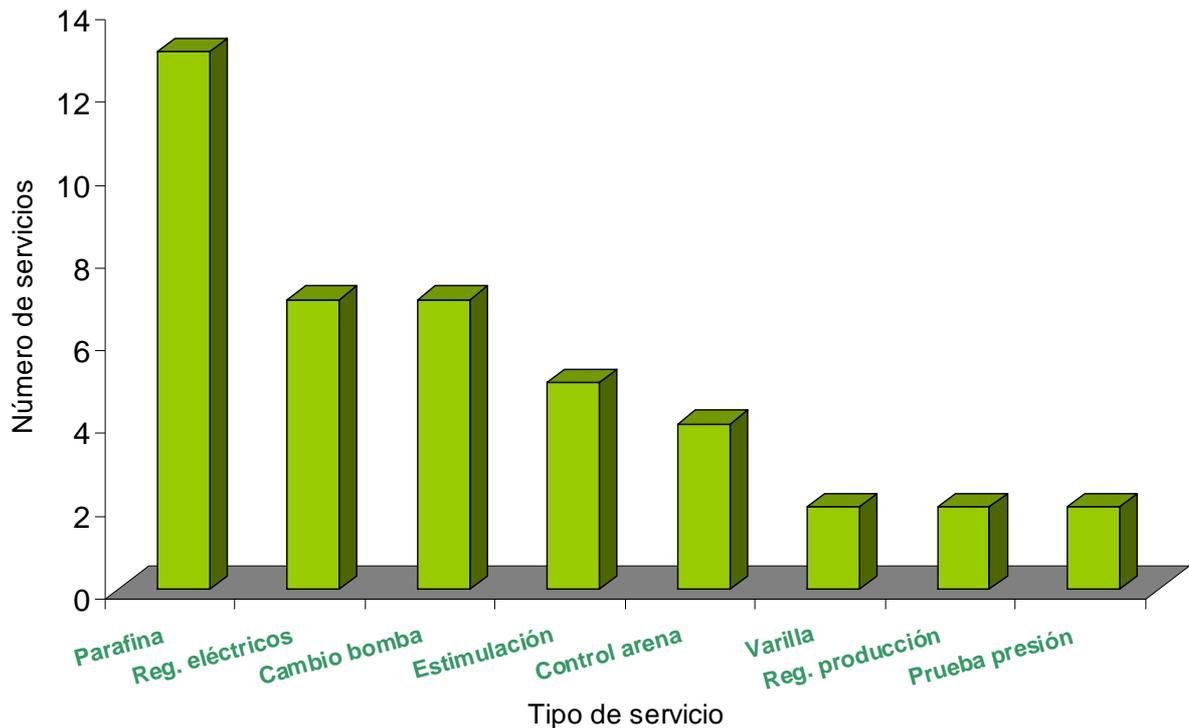


Pozo productor AS-10:

Al pozo productor AS-10, se le han realizado un total de 42 servicios. De este total y como se representa en la tabla 8 y en la gráfica 3, se establece que:

Tabla 8. Servicios realizados al pozo productor AS - 10

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Parafina	30	13
2	Registros eléctricos, temperatura, tracer, Hydrolog y Gamma Ray	17	7
3	Cambio de bomba	16	7
4	Trabajos de estimulación	12	5
5	Control de arena	10	4
6	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	5	2
7	Registros de producción	5	2
8	Prueba de presión	5	2
TOTAL		100%	42



Gráfica 3. Tendencia de servicios realizados al pozo productor AS - 10

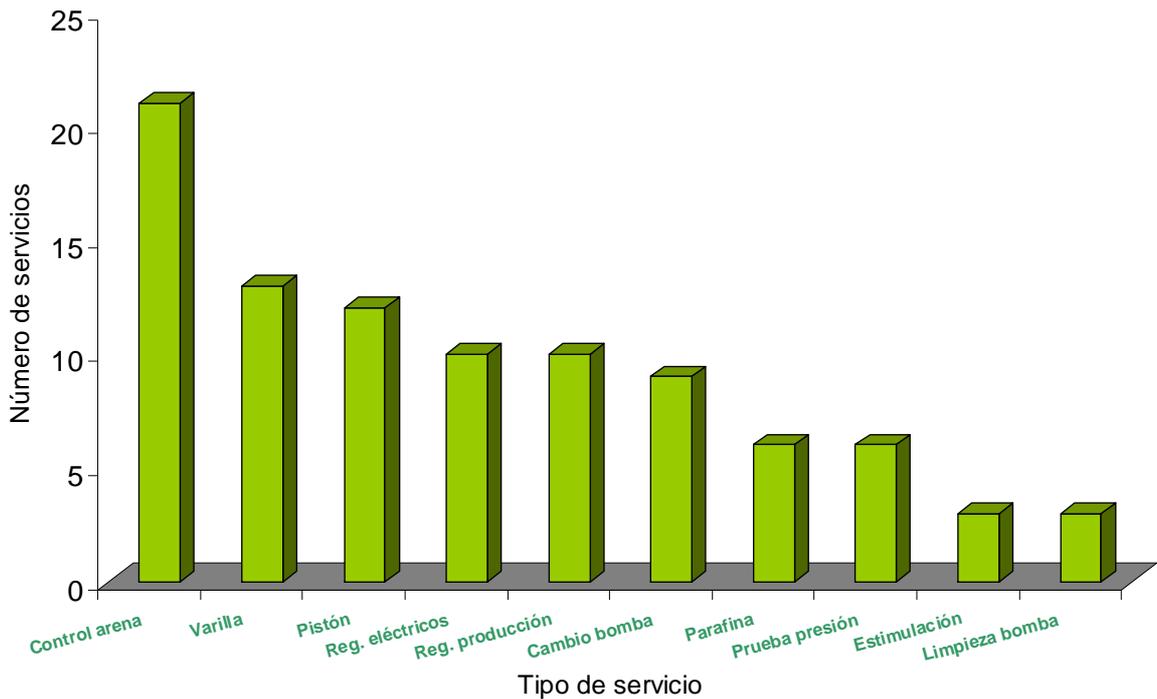


Pozo productor AS-11:

La tabla 9 y la gráfica 4, muestran los servicios realizados al pozo productor AS-11. En total se tiene evidencia de 93 servicios realizados entre los cuales tenemos:

Tabla 9. Servicios realizados al pozo productor AS - 11

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Control de arena	23	21
2	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	14	13
3	Pistón pegado o dañado	13	12
4	Registros eléctricos, temperatura, tracer, Hydrolog, potencia, Gamma Ray	11	10
5	Registros de producción	11	10
6	Cambio de bomba	10	9
7	Parafina	6	6
8	Prueba de presión	6	6
9	Trabajos de estimulación	3	3
10	Limpieza de bomba	3	3
TOTAL		100%	93



Gráfica 4. Tendencia de servicios realizados al pozo productor AS - 11

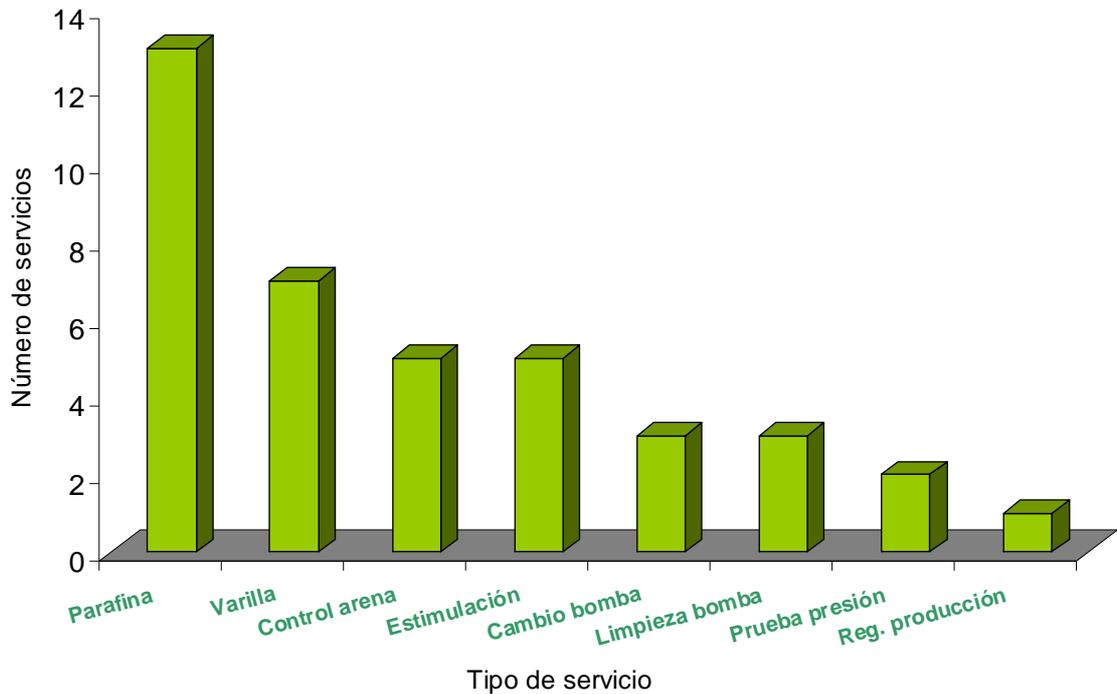


Pozo productor AS-16:

En la tabla 10 y en la gráfica 5, se agrupan los 39 servicios realizados al pozo productor AS-16, entre los cuales tenemos:

Tabla 10. Servicios realizados al pozo productor AS - 16

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Parafina	32	13
2	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	18	7
3	Control de arena	13	5
4	Trabajos de estimulación	13	5
5	Cambio de bomba	8	3
6	Limpieza de bomba	8	3
7	Prueba de presión	5	2
8	Registros de producción	3	1
TOTAL		100%	39



Gráfica 5. Tendencia de servicios realizados al pozo productor AS - 16

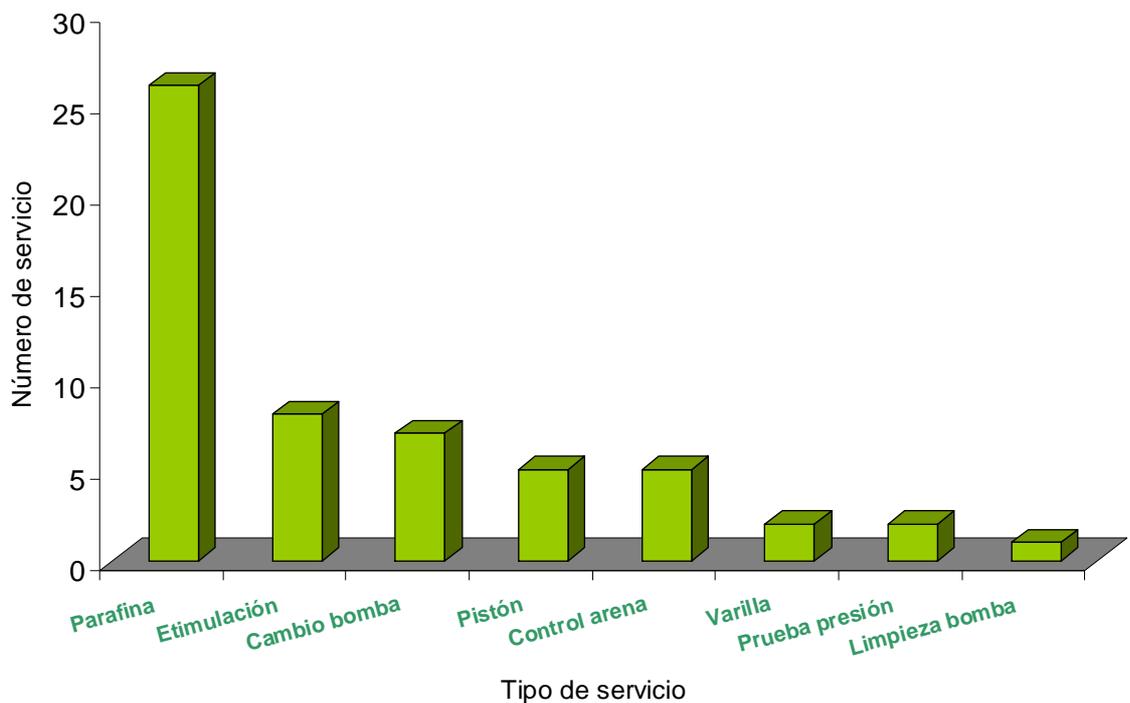


Pozo productor AS-22:

En la grafica 6 de la página anterior, se observa los 56 servicios realizados al pozo productor AS-22, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 11. Servicios realizados al pozo productor AS - 22

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Parafina	45	26
2	Trabajos de estimulación	14	8
3	Cambio de bomba	13	7
4	Pistón pegado o dañado	9	5
5	Control de arena	9	5
6	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	4	2
7	Prueba de presión	4	2
8	Limpieza de bomba	2	1
TOTAL		100%	56



Gráfica 6. Tendencia de servicios realizados al pozo productor AS - 22

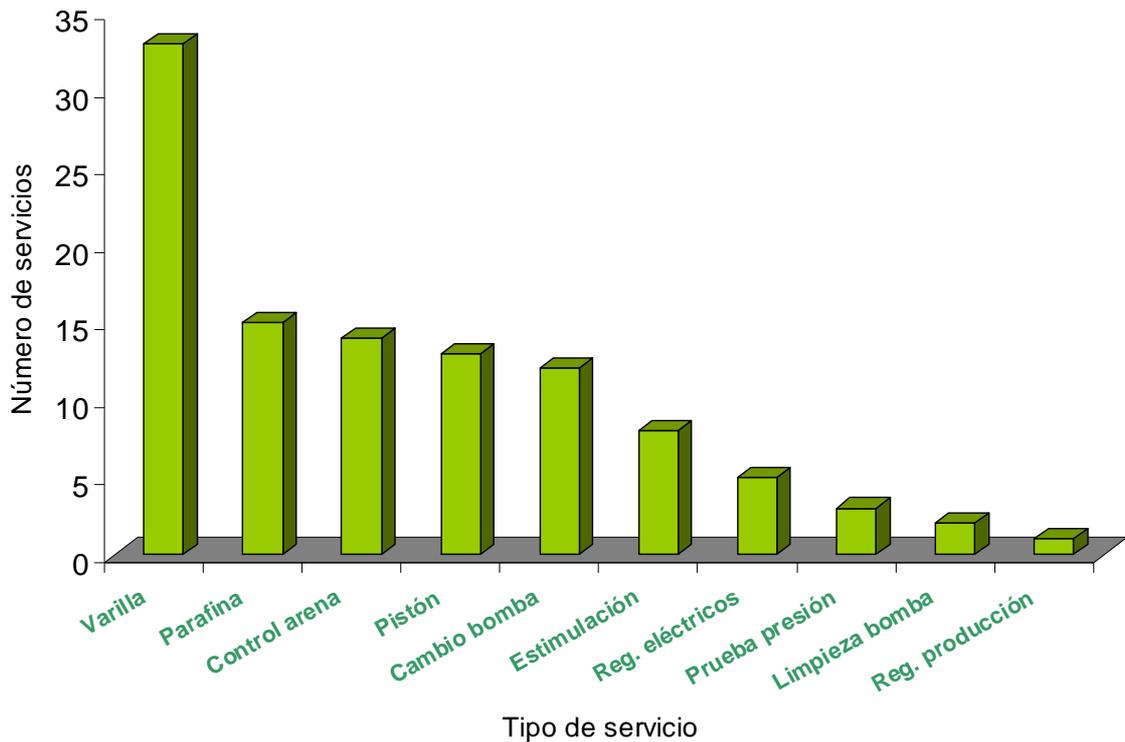


Pozo productor AS-25:

La tabla 12 y la grafica 7 muestra la realización de 106 servicios al pozo productor AS-25, en los cuales tenemos:

Tabla 12. Servicios realizados al pozo productor AS - 25

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	31	33
2	Parafina	14	15
3	Control de arena	13	14
4	Pistón pegado o dañado	12	13
5	Cambio de bomba	11	12
6	Trabajos de estimulación	8	8
7	Registros eléctricos, temperatura, tracer, Hydrolog y CBL	5	5
8	Prueba de presión	3	3
9	Limpieza de bomba	2	2
10	Registros de producción	1	1
TOTAL		100%	106



Gráfica 7. Tendencia de servicios realizados al pozo productor AS - 7

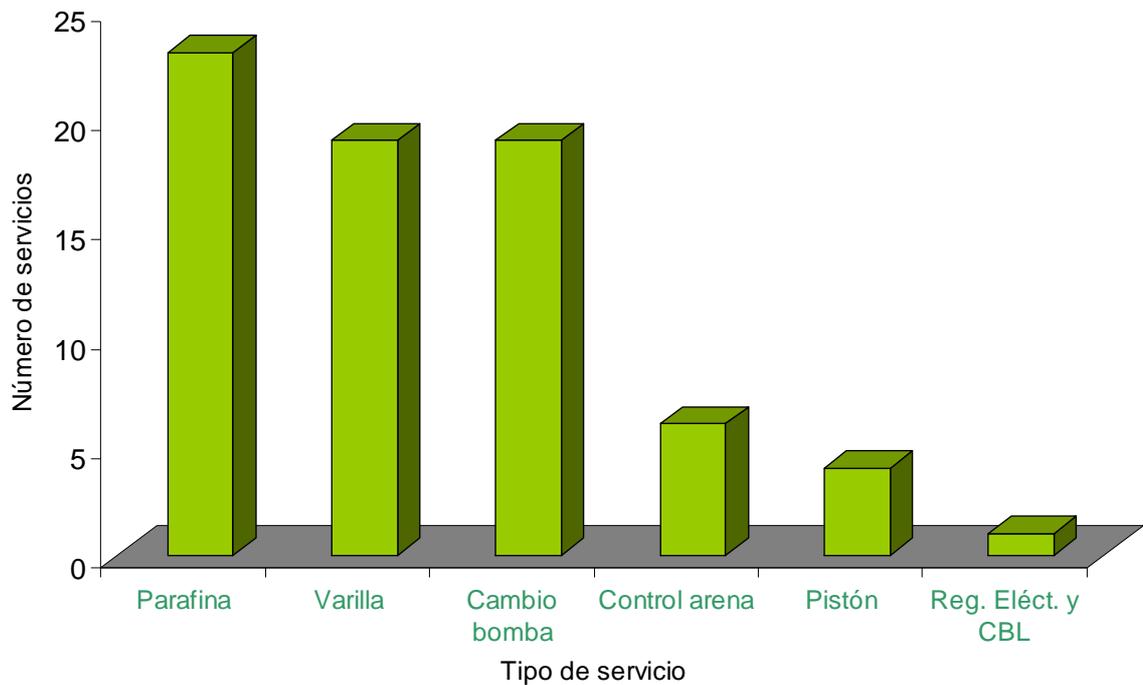


Pozo productor AS-26:

La tabla 13 y la gráfica 8 muestran los 72 servicios realizados al pozo productor AS-26, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 13. Servicios realizados al pozo productor AS - 26

No	Servicio	Porcentaje	No. De servicios
1	Parafina	33	23
2	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	26	19
3	Cambio de bomba	26	19
4	Control de arena	8	6
5	Pistón pegado o dañado	6	4
6	Registros eléctricos y CBL	1	1
TOTAL		100%	72



Gráfica 8. Tendencia de servicios realizados al pozo productor AS - 26

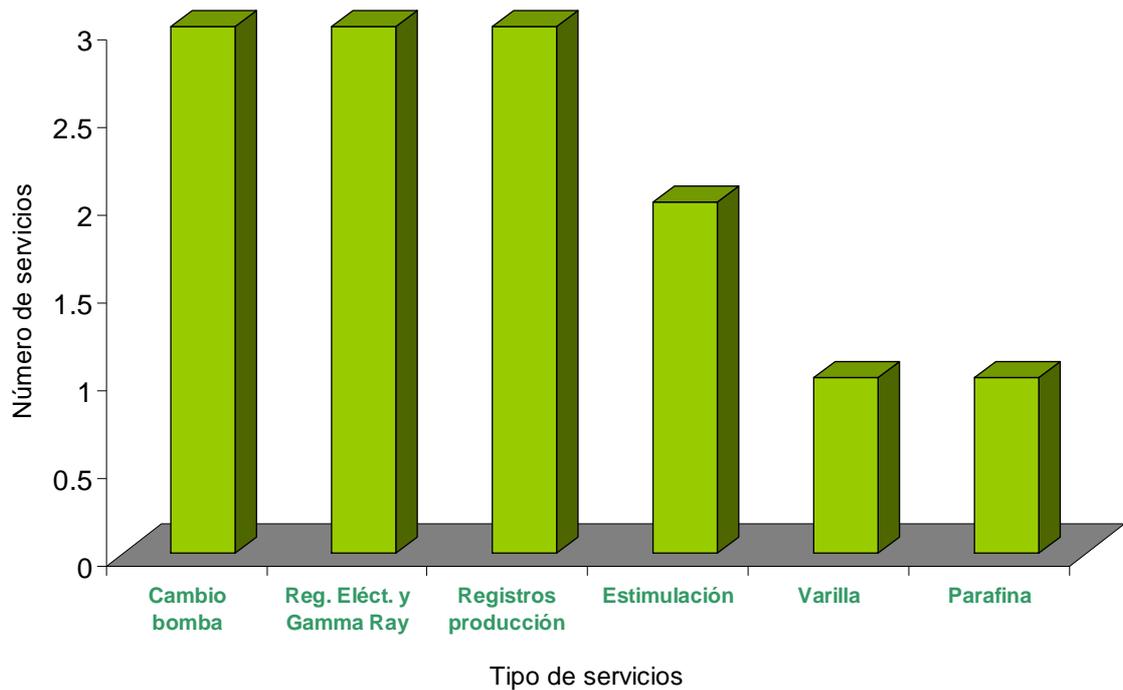


Pozo productor AS-35:

Se tiene ahora que en la tabla 14 y la gráfica 9, se muestra la evidencia de 13 servicios realizados al pozo productor AS-35, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 14. Servicios realizados al pozo productor AS - 35

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Cambio de bomba	23	3
2	Registros eléctricos y Gamma Ray	23	3
3	Registros de producción	23	3
4	Trabajos de estimulación	15	2
5	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	8	1
6	Parafina	8	1
TOTAL		100%	13



Gráfica 9. Servicios realizados al pozo productor AS - 35



2.2.2 Servicios a pozos inyectoros. Todos los pozos inyectoros del Campo Andalucía iniciaron como productores, pero en la medida que su BS&W se incrementaba, su rentabilidad económica culminaba, mas la necesidad de implementar y optimizar el recobro mejorado por inyección de agua y por decisión del departamento de ingeniería de Petrocol Ltd., se iban convirtiendo a pozos inyectoros por su ubicación geográfica, propiedades petrofísicas y facilidad de conversión, entre otras.

Por lo tanto la sistematización de los servicios realizados a los pozos inyectoros abarca los diez principales grupos de servicios mencionados en el numeral 2.2.1 (fase productora) más cuatro nuevas clases de servicios, aunque en proporciones significativamente menores, como son:

1. Redistribución de empaque
2. Cañoneo
3. Cementación remedial
4. Registros de Inyección

Los servicios de redistribución de empaques fueron llevados a cabo para cambio de arena o zona de inyección, en el proceso de optimizar el recobro mejorado por inyección de agua.

Referente a los servicios de cañoneo también se guarda relación con el cambio de la zona de inyección, donde no se encontraba comunicada la formación con el pozo.

Los servicios denominados como cementación remedial fueron llevados a cabo para taponar perforados en las zonas comunicadas con la formación y permitir el sello y aislamiento de la misma.

Análogamente los registros de inyección se les tendrán en cuenta para estudiar el desempeño del pozo como inyector y su funcionalidad primordial de recobro mejorado.

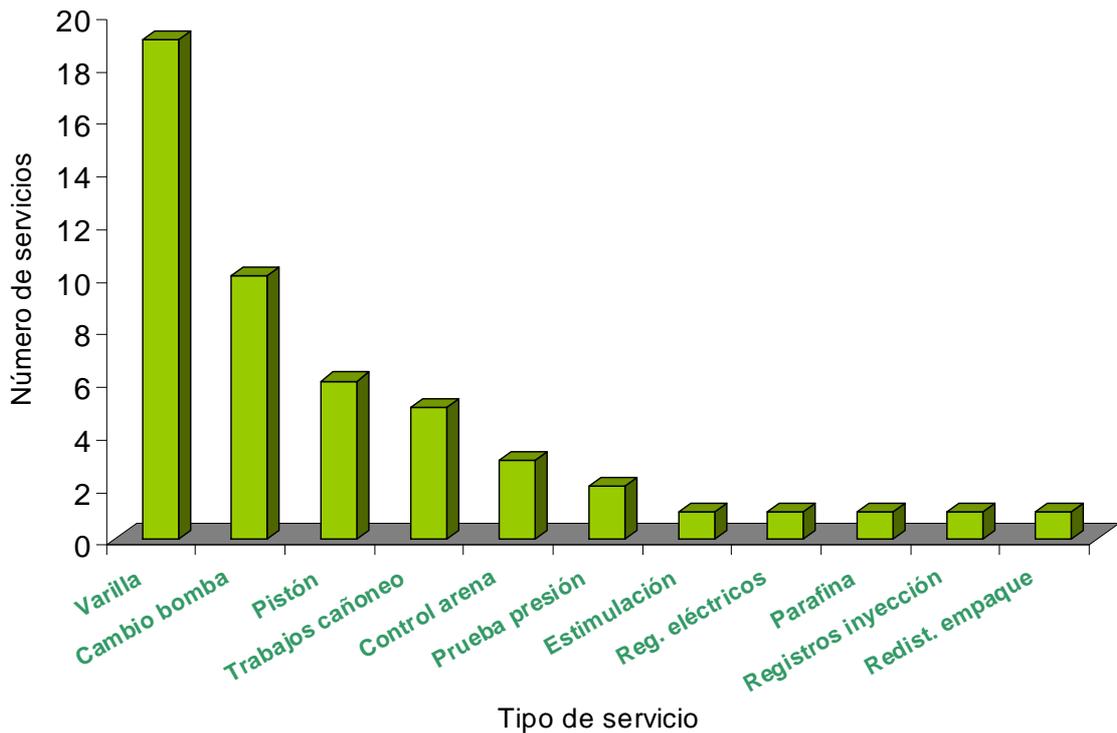


Pozo inyector AS-7:

En la tabla 15 y en la grafica 10 se observan los 50 servicios realizados al pozo inyector AS-7, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 15. Servicios realizados al pozo inyector AS - 7

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	38	19
2	Cambio de bomba	20	10
3	Pistón pegado o dañado	12	6
4	Trabajos de cañoneo	10	5
5	Control de arena	6	3
6	Prueba de presión	4	2
7	Trabajos de estimulación	2	1
8	Registros eléctricos	2	1
9	Parafina	2	1
10	Registros de inyección	2	1
11	Redistribución de empaque	2	1
TOTAL		100%	50



Gráfica 10. Tendencia de servicios realizados al pozo inyector AS - 7

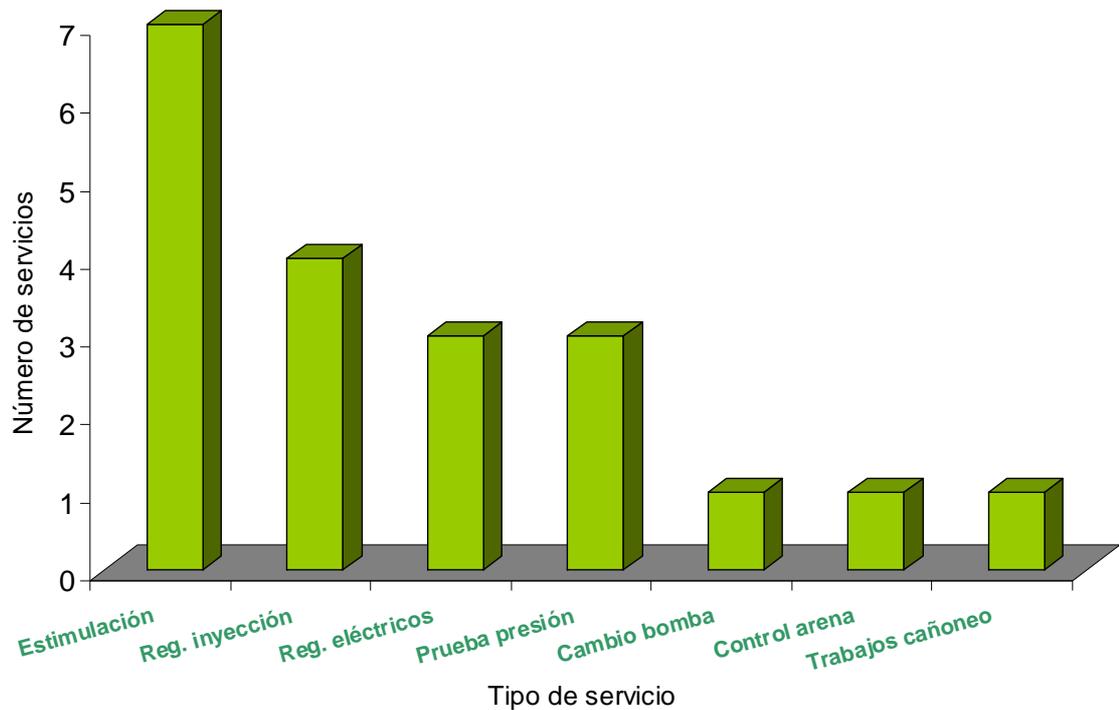


Pozo inyector AS-8:

En siguiente tabla 16 y en la grafica 11 se observan los 20 servicios realizados al pozo inyector AS-8, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 16. Servicios realizados al pozo inyector AS - 8

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Trabajos de estimulación	35	7
2	Registros de inyección	20	4
3	Registros eléctricos	15	3
4	Prueba de presión	15	3
5	Cambio de bomba	5	1
6	Control de arena	5	1
7	Trabajos de cañoneo	5	1
TOTAL		100%	20



Gráfica 11. Tendencia de servicios realizados al pozo inyector AS - 8

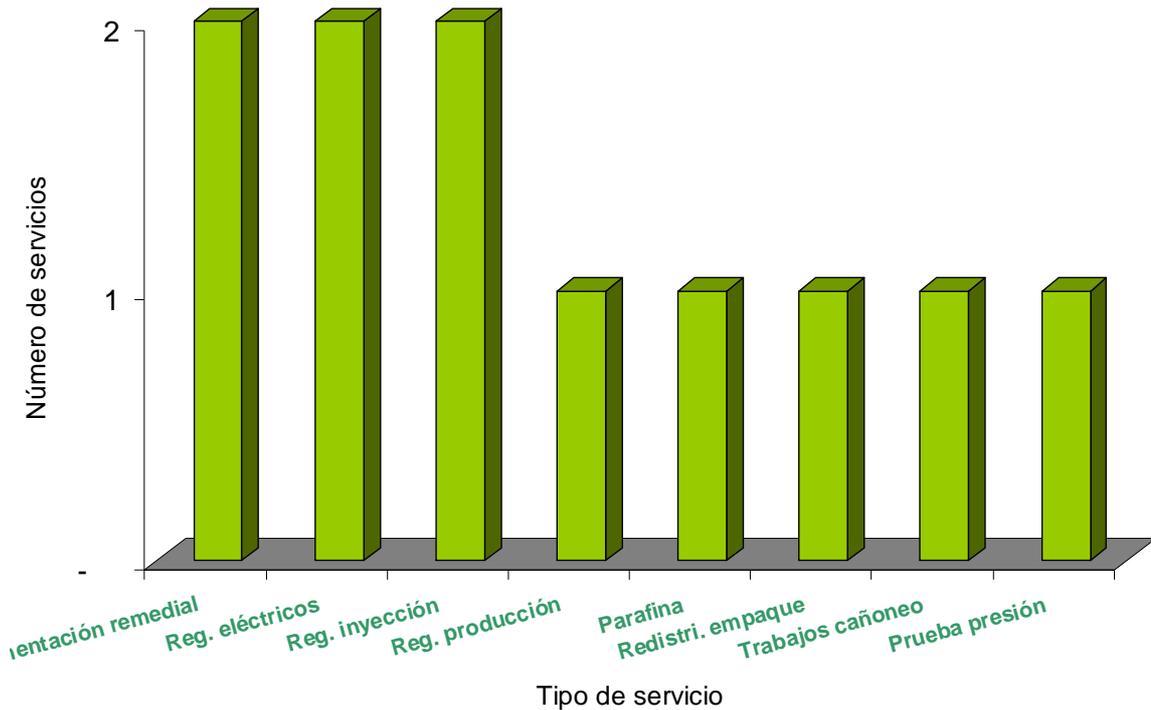


Pozo inyector AS-14:

En la tabla 17 y en la grafica 12 se observan los 11 servicios realizados al pozo inyector AS-14, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 17. Servicios realizados al pozo inyector AS - 14

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Cementación remedial	18	2
2	Registros eléctricos	18	2
3	Registros de inyección	18	2
4	Registros de producción	9	1
5	Parafina	9	1
6	Redistribución de empaque	9	1
7	Trabajos de cañoneo	9	1
8	Prueba de presión	9	1
TOTAL		100%	11



Gráfica 12. Tendencia de servicios realizados al pozo inyector AS - 14

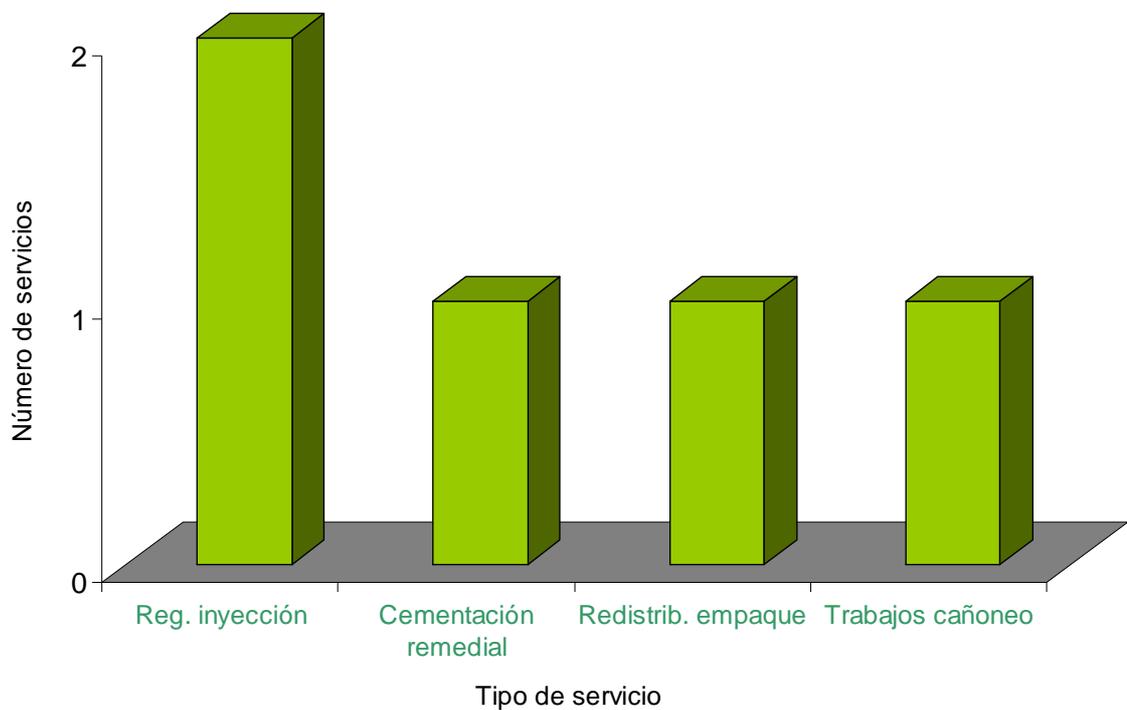


Pozo inyector AS-16:

En la tabla 18 y en la gráfica 13, se observan los 5 servicios realizados al pozo inyector AS-16, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 18. Servicios realizados al pozo inyector AS - 16

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Registros de inyección	40	2
2	Cementación remedial	20	1
3	Redistribución de empaque	20	1
4	Trabajos de cañoneo	20	1
TOTAL		100%	5



Gráfica 13. Tendencia de servicios realizados al pozo inyector AS - 16

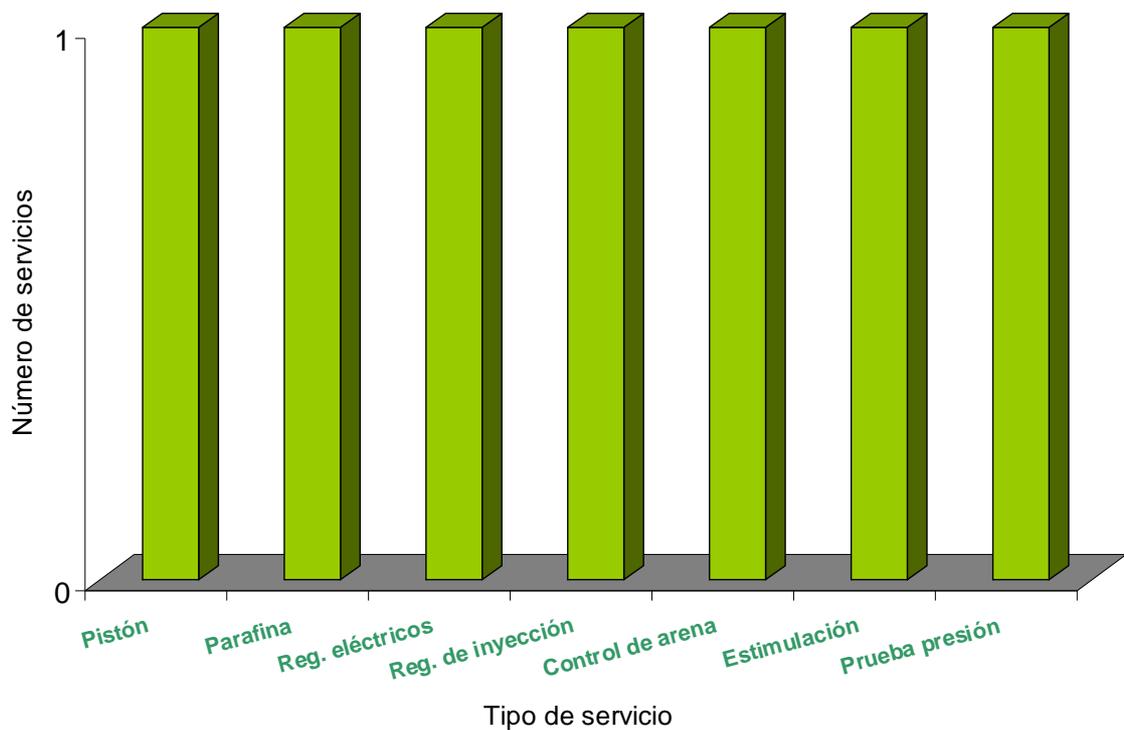


Pozo inyector AS-18:

En la tabla 19 y en la grafica 14, se observan los 7 servicios realizados al pozo inyector AS-18, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 19. Servicios realizados al pozo inyector AS - 18

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Pistón pegado o dañado	15	1
2	Parafina	14	1
3	Registros eléctricos	14	1
4	Registros de inyección	14	1
5	Control de arena	15	1
6	Trabajos de estimulación	14	1
7	Prueba de presión	14	1
TOTAL		100%	1



Gráfica 14. Tendencia de servicios realizados al pozo inyector AS - 18

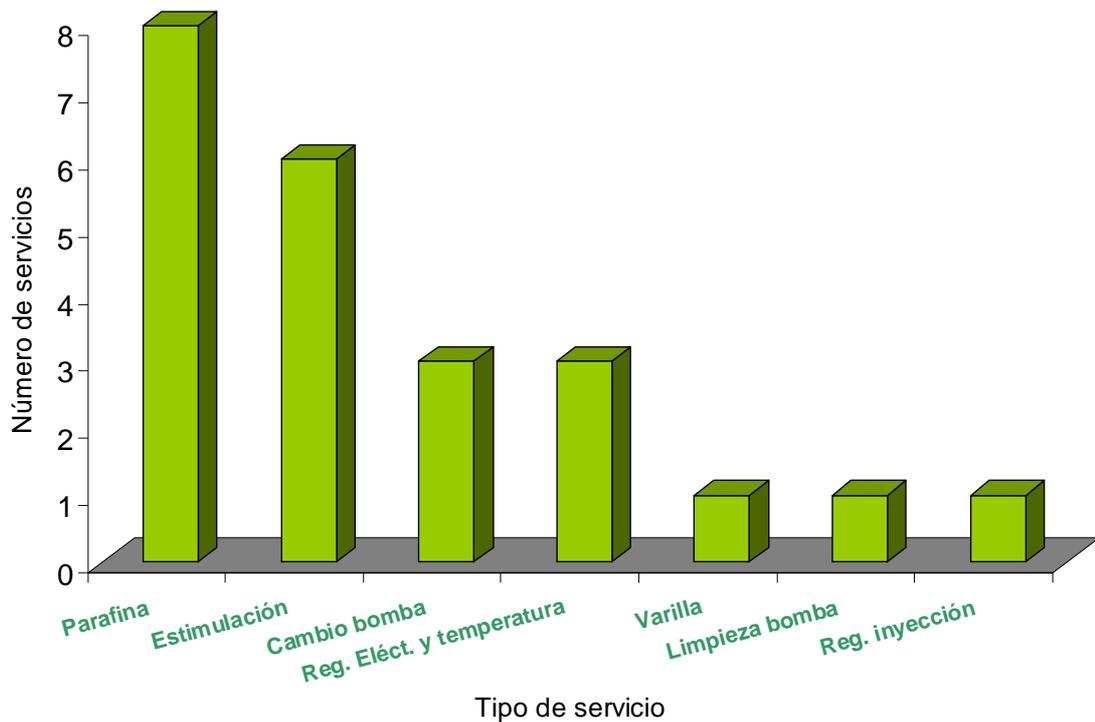


Pozo inyector AS-19:

La tabla 20 y la gráfica 15, muestran evidencias de 23 servicios realizados al pozo inyector AS-19, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 20. Servicios realizados al pozo inyector AS - 19

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Parafina	36	8
2	Trabajos de estimulación	26	6
3	Cambio de bomba	13	3
4	Registros eléctricos y de temperatura	13	3
5	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	4	1
6	Limpieza de bomba	4	1
7	Registros de inyección	4	1
TOTAL		100%	23



Gráfica 15. Tendencia de servicios realizados al pozo inyector AS - 19

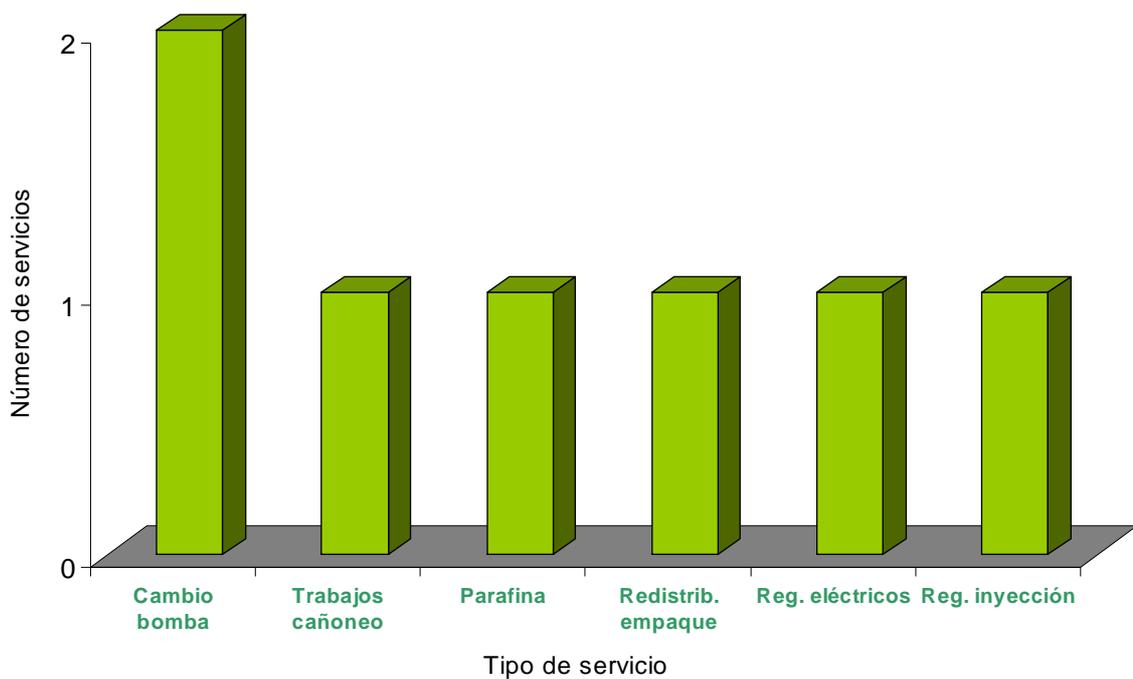


Pozo inyector AS-33:

En la tabla 21 y en la grafica 16 se observan los 7 servicios realizados al pozo inyector AS-33, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 21. Servicios realizados al pozo inyector AS - 33

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Cambio de bomba	30	2
2	Trabajos de cañoneo	14	1
3	Parafina	14	1
4	Redistribución de empaque	14	1
5	Registros eléctricos	14	1
6	Registros de inyección	14	1
TOTAL		100%	7



Gráfica 16. Tendencia de servicios realizados al pozo inyector AS - 33

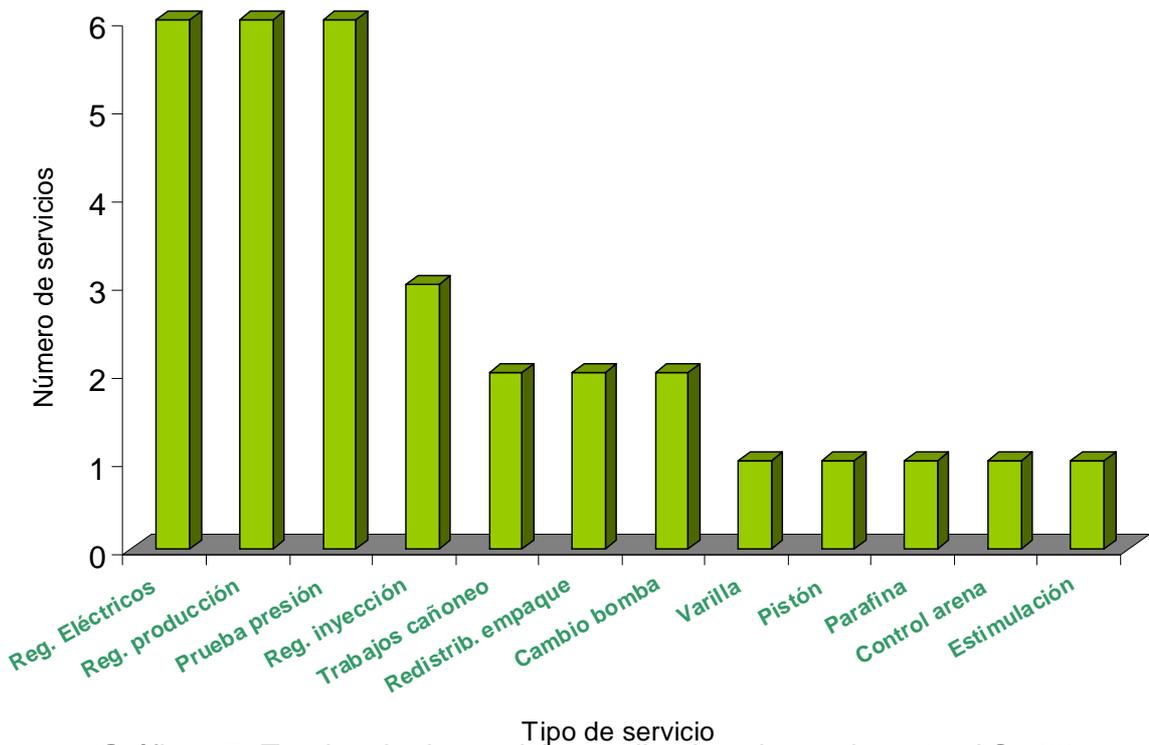


Pozo inyector AS-36:

En la tabla 22 y en la grafica 17 se observan los 32 servicios realizados al pozo inyector AS-36, distribuido de la siguiente manera:

Tabla 22. Servicios realizados al pozo inyector AS - 36

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Registros eléctricos, Hydrolog, CBL y de temperatura	20	6
2	Registros de producción	19	6
3	Prueba de presión	19	6
4	Registros de inyección	9	3
5	Trabajos de cañoneo	6	2
6	Redistribución de empaque	6	2
7	Cambio de bomba	6	2
8	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	3	1
9	Pistón pegado o dañado	3	1
10	Parafina	3	1
11	Control de arena	3	1
12	Trabajos de estimulación	3	1
TOTAL		100%	32



Gráfica 17. Tendencia de servicios realizados al pozo inyector AS - 36



2.3 RESULTADOS PROMEDIOS DE SERVICIOS

2.3.1 Promedios para pozos productores. Al observar la gráfica 18, que consigna el resultado de los servicios más frecuentes realizados a los pozos productores, se puede afirmar que entre los más comunes se encuentran los servicios por:

- Obstrucción por parafina.
- Varilla partida.
- Cambio de bomba.

Los servicios que regularmente se realizaron fueron:

- Control de arena.
- Pistón pegado o dañado.
- Estimulación.

En menor proporción encontramos los servicios:

- Registros eléctricos.
- Prueba de presión.
- Registro de producción.
- Limpieza de bomba.

Según los resultados obtenidos en el estudio y representados en la gráfica se determina también que:

- En el pozo AS-1 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a varilla partida y pistón pegado o dañado.
- En el pozo AS-2 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a cambio de bomba y problemas de obstrucción por parafinas.
- En el pozo AS-10 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a problemas de obstrucción por parafinas, registros eléctricos y a cambio de bomba.
- En el pozo AS-11 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a control de arena y a varilla partida.
- En el pozo AS-16 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a problemas con obstrucción con parafinas y a varilla partida.
- En el pozo AS-22 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a problemas con obstrucción con parafinas y a estimulación.
- En el pozo AS-25 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a varilla partida y a problemas con obstrucción con parafinas.
- En el pozo AS-26 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a problemas de obstrucción por parafinas y a cambio de bomba.
- En el pozo AS-35 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a cambio de bomba a registros de producción.

2.3.2 Promedios para pozos inyectores. En la gráfica 19 se consigna el listado de los servicios más frecuentes realizados a los pozos inyectores.



De acuerdo a estos resultados, se evidencia que entre los servicios más frecuentes en los pozos inyectores, se encuentran:

- Varilla partida.
- Cambio de bomba.
- Registros eléctricos
- Trabajos de estimulación y
- Registros de inyección.

Los servicios que regularmente se realizaron a estos pozos inyectores fueron:

- Obstrucción por parafina
- Pruebas de presión
- Trabajos de Cañoneo
- Pistón pegado o dañado y
- Pruebas de presión.

Los servicios que menos se realizaron, fueron:

- Redistribución de empaques
- Los servicios de control de arena
- Trabajos de cementación y
- Limpieza de bomba.

Con base a estos resultados también se puede establecer que en los pozos inyectores:

- En el pozo AS-7 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a varilla partida y a cambio de bomba.
- En el pozo AS-8 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a trabajos de estimulación y registros de inyección.
- En el pozo AS-14 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a trabajos de cementación remedial, a registros eléctricos y de inyección.
- En el pozo AS-16 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a registros de inyección
- En el pozo AS-18 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a problemas con obstrucción por parafinas.
- En el pozo AS-19 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a problemas con obstrucción por parafinas y a trabajos de estimulación.
- En el pozo AS-33 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a cambio de bomba.
- En el pozo AS-36 los servicios más frecuentes fueron los relacionados a registros de producción, registros eléctricos y pruebas de presión.



2.4 ANÁLISIS DE LAS PRINCIPALES FALLAS

A los pozos productores se les han realizado 10 distintas clases de servicios, el total de estos servicios hasta agosto de 2009 es de 631 distribuidos en el siguiente listado:

Tabla 23. Listado de servicios realizados a pozos productores.

Servicio	AS-1	AS-2	AS-10	AS-11	AS-16	AS-22	AS-25	AS-26	AS-35	Total
Desparafinación	17	25	13	6	13	26	15	23	1	139
Varilla partida	21	11	2	13	7	2	33	19	1	109
Cambio bomba	15	26	7	9	3	7	12	19	3	101
Control de arena	15	7	4	21	5	5	14	6	0	77
Pistón	19	19	0	12	0	5	13	4	0	72
Estimulación	7	3	5	3	5	8	8	0	2	41
Registros	5	1	7	10	0	0	5	1	3	32
Prueba presión	1	7	2	6	2	2	3	0	0	23
Registro de producción	4	2	2	10	1	0	1	0	3	23
Limpieza bomba	1	4	0	3	3	1	2	0	0	14

Por su parte, a los pozos inyectoros, se les han realizado 14 distintas clases de servicios, el total de estos servicios hasta agosto de 2009 es de 155, distribuidos en el siguiente listado:

Tabla 24. Listado de servicios realizados a pozos inyectoros.

Servicio	AS-7	AS-8	AS-14	AS-16	AS-18	AS-19	AS-33	AS-36	Total
Varilla partida	19	0	0	0	0	1	0	1	21
Cambio bomba	10	1	0	0	0	3	2	2	18
Registros	1	3	2	0	1	3	1	6	17
Estimulación	1	7	0	0	1	6	0	1	16
Registro de inyección	1	4	2	2	1	1	1	3	15
Desparafinación	1	0	1	0	1	8	1	1	13
Prueba presión	2	3	1	0	1	0	0	6	13
Cañoneo	5	1	1	1	0	0	1	2	11
Pistón	6	0	0	0	1	0	0	1	8
Registro de producción	0	0	1	0	0	0	0	6	7
Redistribución empaque	1	0	1	1	0	0	1	2	6
Control arena	3	1	0	0	1	0	0	1	6
Cementación	0	0	2	1	0	0	0	0	3
Limpieza bomba	0	0	0	0	0	1	0	0	1



Al observar el histórico de fallas se concluye que los servicios más frecuentes realizados a los pozos productores son:

- Obstrucción por parafina.
- Varilla partida.
- Cambio de bomba

2.4.1 Obstrucción por parafina

Al detallar los 631 servicios estudiados en los pozos productores en el campo Andalucía, se observa que 139 (23%) están relacionados con problemas de obstrucción por parafina. Lo anterior puede ser atribuido a que los fluidos producidos poseen una alta tendencia a precipitar parafinas, asfaltenos y minerales en la tubería, bomba de subsuelo y en la cara de la formación.

Según el registro histórico de los servicios realizados al campo se evidencia eventos donde los equipos de fondo se han encontrado obstruidos y/o dañados por taponamientos, dando como resultado disminución en la extracción de fluidos y pérdidas de presión en el sistema de producción, que en la mayoría de los casos origina disminución en la producción asociado con problemas mecánicos, en las áreas y componentes del sistema de extracción como bomba, tubería y varillas.

En el campo Andalucía dichos problemas se ven reflejados principalmente en el mal funcionamiento de los equipos de fondo por taponamiento, atascamiento y fugas en el barril, pistón y válvulas. Siendo el pistón el elemento más afectado por precipitación de parafinas.

Lo anterior es debido a las bajas presiones y temperaturas del yacimiento así como la composición del crudo. En el yacimiento la temperatura cae por debajo del punto de nube, ocasionando que la parafina se solidifique y se separe de la fase líquida arrastrando consigo la parte sólida en estado coloidal de asfaltenos.

El agua inyectada como mecanismo de recuperación mejorada que al tener una temperatura inferior a la del yacimiento facilita la precipitación de parafina en los canales de flujo del yacimiento y en las facilidades de producción.

2.4.2 Varilla Partida

Este tipo de falla se evidenció en 109 (17%) de los 631 servicios realizados a los pozos productores del campo Andalucía.

Al indagar en los archivos y recoger información del personal que laboraron durante varios años en este campo se tiene que las principales causas de fallas fueron:

- ✓ Ruptura de las varillas (más del 60%).
- ✓ Desenroscamiento de las juntas (acopladores).



- ✓ Varillas cuyas juntas se encontraban defectuosas o totalmente lisas.

Estos problemas son generalmente ocasionados por fatiga y tensión del material.

Tensión del material:

En la mayoría de los casos al tratar de sacar bombas atascadas se ejerció demasiada carga a la sarta de varillas, evidenciado en la apariencia de encuellado descendente que se observó en torno a la circunferencia de la varilla, ocasionando que la carga se concentrara en un punto de la sarta lo que desencadenó fallas por tensión.

Análogamente los eventos repetitivos de atascamiento del pistón de la bomba en muchos casos generaron sobrecargas en las varillas lo que facilitó su debilitamiento y ruptura.

Fatiga del material:

De acuerdo con los archivos y versiones de inspecciones visuales que se realizaron en los diferentes servicios tenemos que:

- ✓ El análisis de las superficies de las fracturas de las varillas en el campo, indica que el origen de los agrietamientos coinciden con un picado; este picado se da por fenómenos de corrosivos, que se atribuyen e inician por un inadecuado almacenamiento de las varillas, ya que estas se ubicaban a la intemperie en el patio exterior de la bodega principal durante meses o años, como también a los fluidos que están expuesta en su vida funcional.
- ✓ Las curvas, grietas y daños mecánicos en las varillas también son el resultado de un transporte no adecuado sumado a vías de acceso en mal estado y personal poco capacitado para manejo de cargas (personal temporal de la región).
- ✓ Un defectuoso armado o enrosque de las sartas realizado por personal temporal no calificado de la región.
- ✓ Alta presencia de impurezas (inclusiones) a nivel microestructural.
- ✓ Baja resistencia mecánica del material.
- ✓ Un inadecuado proceso de fabricación de la rosca.
- ✓ Desgaste en general.
- ✓ Los golpes y raspaduras superficiales actúan como elevadores de tensión o puntos de ataque corrosivos si la capa protectora exterior de la varilla resulta dañada, los fluidos corrosivos carcomen el metal. Esto reduce el área de sección transversal de la varilla y traduce en mayor tensión.
- ✓ Mal diseño de la sarta de varilla genera fuerzas que pueden ser superiores a las que las varillas pueden soportar (sobrecarga).

O cualquier combinación de los anteriores, asociado a los diferentes tipos de esfuerzos que se presentan en las sartas de varillas. Las fallas por fatiga inician como grietas pequeñas creciendo progresivamente bajo la acción de esfuerzos cíclicos. Una pequeña grieta formada se propaga poco a poco, la superficie de



fractura trata de separarse bajo la acción de cargas y las superficies tienden a volverse lisas y pulidas como se evidencia en los archivos. Al avanzar la grieta se reduce la zona transversal de la varilla hasta que no queda suficiente metal para sostener la carga, ocasionando una fractura y como consecuencia una varilla partida.

2.4.3 Cambio de bomba

De acuerdo a los servicios denominados como cambio de bomba éstos corresponden a 101 (16%) de los 631 servicios realizados a los pozos productores del campo Andalucía.

Según los datos analizados del campo, se sabe que mas del 90% de los casos que ameritaron la intervención a los pozos por cambio de bomba, fueron a causa de la obstrucción, desgaste y el deterioro excesivo de sus componentes por presencia y efecto de arena y material particulado en los fluidos producidos mas las precipitaciones orgánicas que generan obstrucción y atascamiento de las partes móviles de la bomba de subsuelo. Otro factor primordial responsable del deterioro de las bombas en el campo es el golpe de fluido.

Los agentes que generan problemas particulares en la interrupción del normal funcionamiento de la bomba en el campo Andalucía pueden clasificarse como problemas de tipo mecánico, de abrasión y restricción de flujo por incrustaciones.

Problemas mecánicos:

Los factores mas importantes que desencadenan las fallas o problemas de tipo mecánico en las bombas de subsuelo son:

- ✓ Los problemas ya mencionados relacionados con la producción de arena que erosiona y desgasta los barriles, pistones, válvulas, bolas y asientos.
- ✓ El inadecuado transporte y almacenamiento de las bombas. En algunas oportunidades por falta de espacio en la bodega de la Batería, algunas bombas fueron almacenadas sin mayores cuidados y expuestas a golpes, descargadas en superficies irregulares y sin la ayuda de montacargas.
- ✓ Fuga en las válvulas. Tal vez el principal problema de pérdida de producción las bombas de subsuelo en Andalucía siendo mas frecuente en la válvula viajera por el impacto del golpe de fluido. Cuando esto sucede, el conjunto de bola y asiento pierde la propiedad de hacer sello perfecto y se presenta fuga de fluido a elevada presión en un espacio muy pequeño, que alcanza altas velocidades y deterioran los materiales en muy poco tiempo
- ✓ El golpe de fluido es otro factor repetitivo en los pozos del campo que provoca daños en el equipo de fondo (evidenciado en los dinagramas). Se conoce como la condición en que no hay suficiente líquido para llenar la bomba, haciendo que el pistón soporte la carga no solo durante el ascenso sino durante la primera parte del descenso hasta golpear la superficie del fluido. Este impacto envía una fuerte onda compresiva ascendente a la



sarta de varillas y en la bomba. Los golpes de bomba descontrolados pueden causar frecuentes quebradura de varillas y fallas en los componentes de las bombas, además de deficiencia en el sistema.

Por consiguiente las bombas que mantuvieron la condición de golpe de fluido durante intervalos de tiempo considerables presentaron problemas como:

1. Aumento costos de levantamiento debido a eficiencia baja del sistema.
2. Reducción de la vida útil de la bomba y de la sarta de varillas. El golpe de fluido causa el desenrosque de las varillas cuando estas golpean las paredes de la tubería en la medida que las ondas de tensión compresivas viajan a través de la sarta de ellas. Esta acción puede también remover la película inhibidora de corrosión de la superficie de las cabillas que contactan la tubería. Esto incrementa las fallas relacionadas con abrasión y corrosión.
3. Perdidas de producción debido a incrementos en los periodos que el pozo permanece fuera de servicio.
4. Incrementos en las fallas por fatiga de las varillas y fugas en los cuellos.
5. Pérdida de hermeticidad en las válvulas de la bomba.

Problemas de abrasión:

Las formaciones productoras del campo al ser relativamente someras son poco consolidadas e inestables, por lo que hay presencia de arena y material particulado en los fluidos producidos. Lo que genera problemas serios de erosión y desgaste en los elementos que constituyen la bomba.

Normalmente las bombas de subsuelo del campo Andalucía trabajan en condiciones normales entre el 75 al 85% de eficiencia, la producción continua de arena a largo plazo desgasta la bomba, permitiendo pérdida de hermeticidad en el sistema, por consiguiente disminuye la eficiencia de la misma. La situación es tan crítica que en pozos como el AS-11 hubo oportunidades donde la bomba disminuyó su eficiencia al 40%, presentado fugas en sus partes móviles (válvula viajera y fija).

De igual manera la producción de arena en el campo es tan considerable que en ciertos servicios referentes a bombas se encontró el pistón, el barril, los asientos y las bolas extremadamente desgastadas y rayados, el pistón completamente lleno de arena como también arcilla entre el pistón y el barril.

Hay evidencia de válvulas ovaladas por el desgaste y que en la mayoría de los casos requirió cambio inmediato de las partes o de todo el conjunto.

Problemas por Restricciones de Flujo:

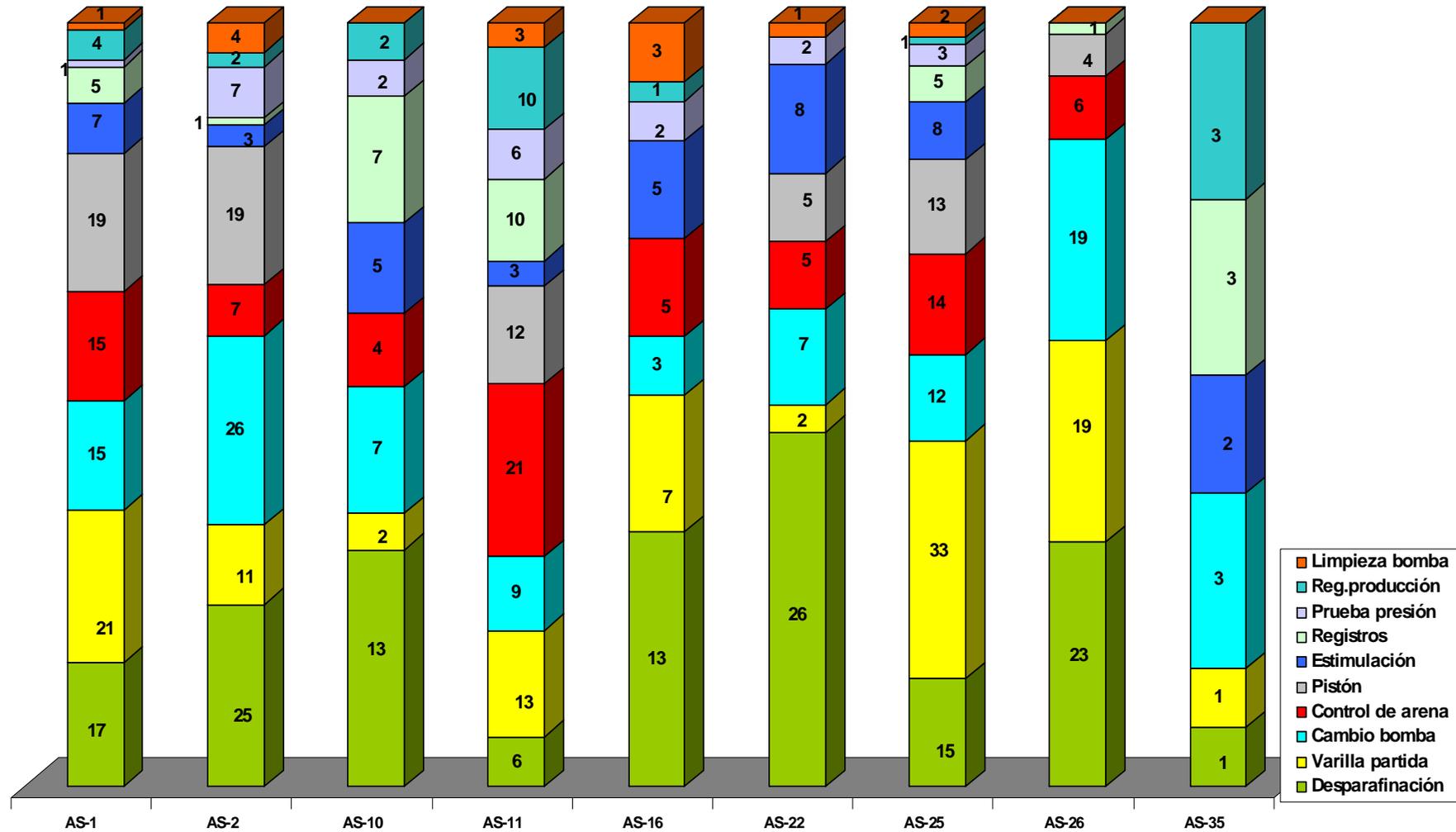
Principalmente ocurridas por depositación e incrustación de material inorgánico (scale)

Los problemas más comunes que se presentan en el campo como consecuencia de la depositación de "scale" son:

- ✓ Restricción de flujo a través de la bomba
- ✓ Pega de las válvulas y el pistón



- ✓ Pérdida de hermeticidad del equipo de fondo.
- ✓ Disminución de la permeabilidad en la cara de la formación.



Gráfica 18. Servicios más frecuentes en pozos productores

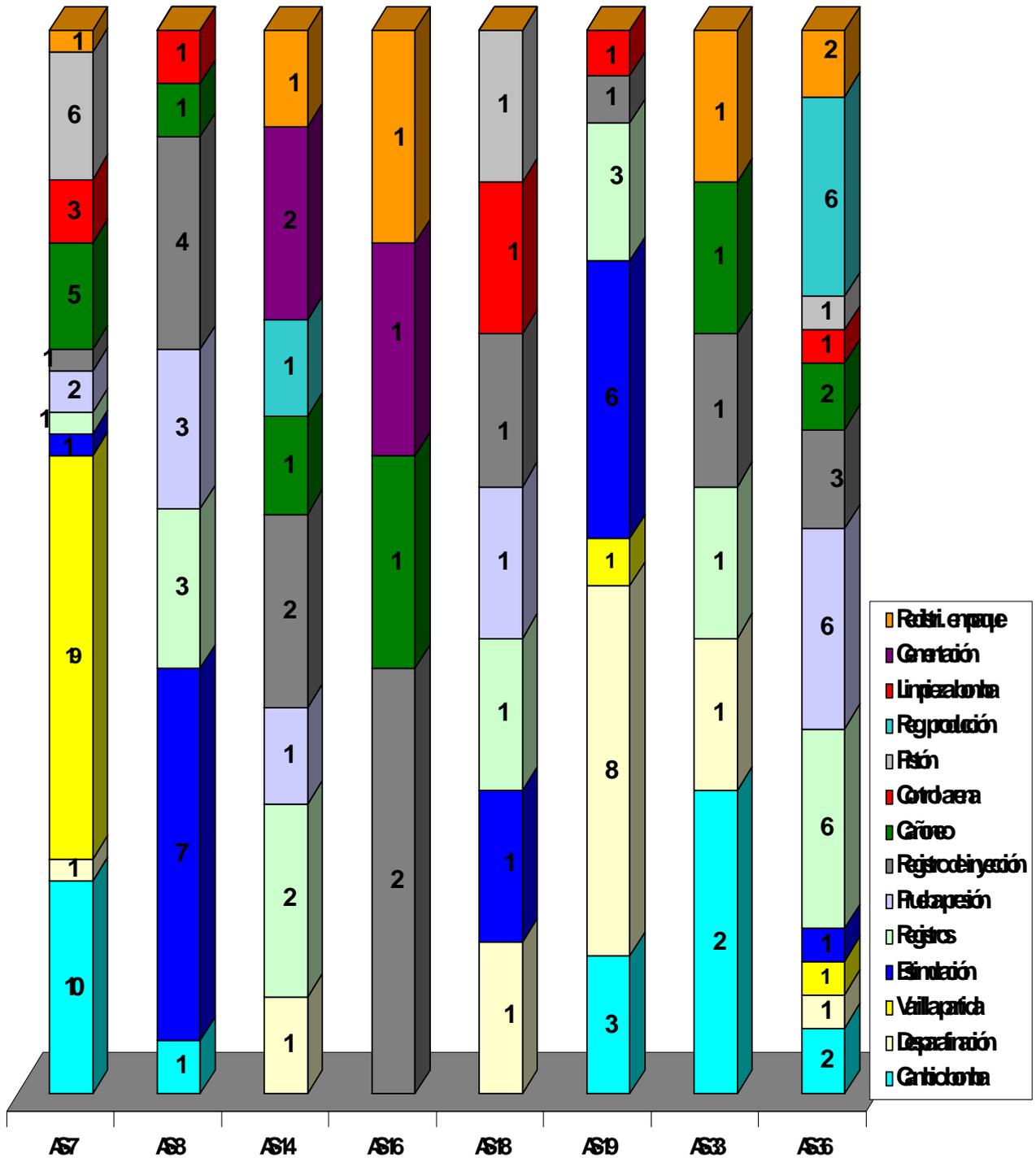


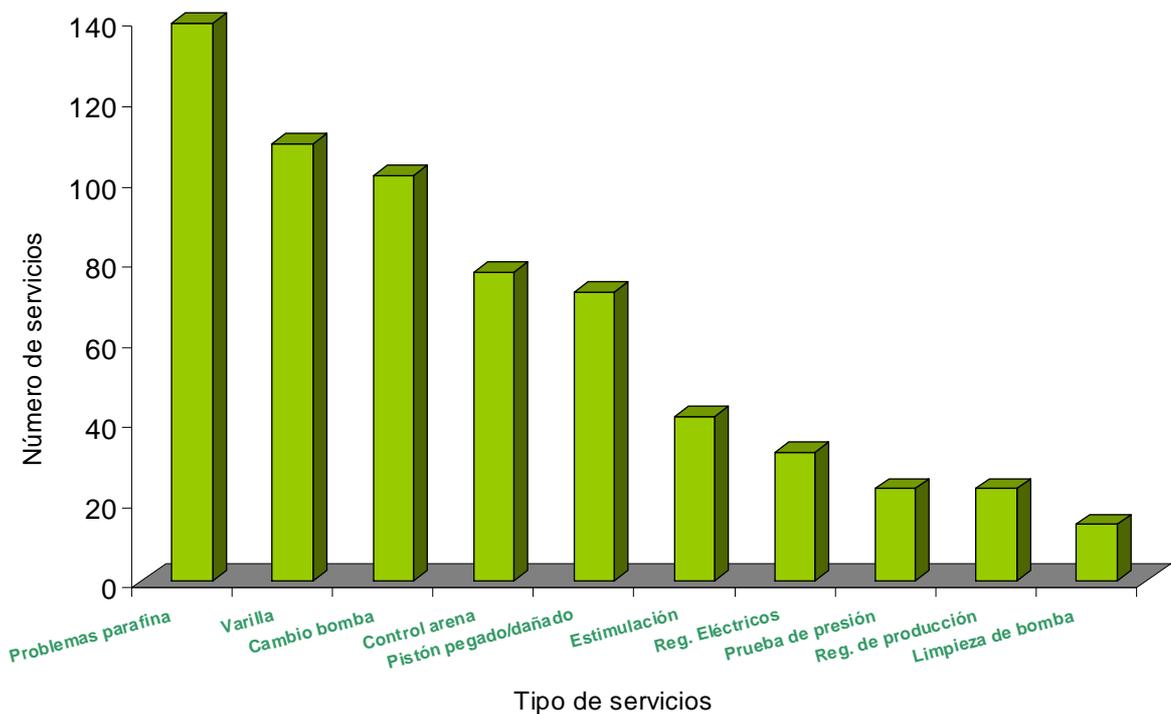
Grafico 19 Servicios más frecuentes por estación



Teniendo como base los documentos y registros oficiales, se obtiene una información que indica el total de servicios realizados a los pozos productores, los cuales ascienden a 631. En la tabla 23 y la gráfica 20 se muestran todos los 631 servicios realizados a los pozos productores, clasificados de la siguiente manera:

Tabla 25. Total de servicios realizados a pozos productores

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Problemas con parafina	23	139
2	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	17	109
3	Cambio de bomba	16	101
4	Control de arena	12	77
5	Pistón pegado o dañado	11	72
6	Trabajos de estimulación	6	41
7	Registros eléctricos, Hydrolog, CBL, de temperatura, Gamma Ray, etc.	5	32
8	Prueba de presión	4	23
9	Registros de producción	4	23
10	Limpieza de bomba	2	14
TOTAL		100%	631



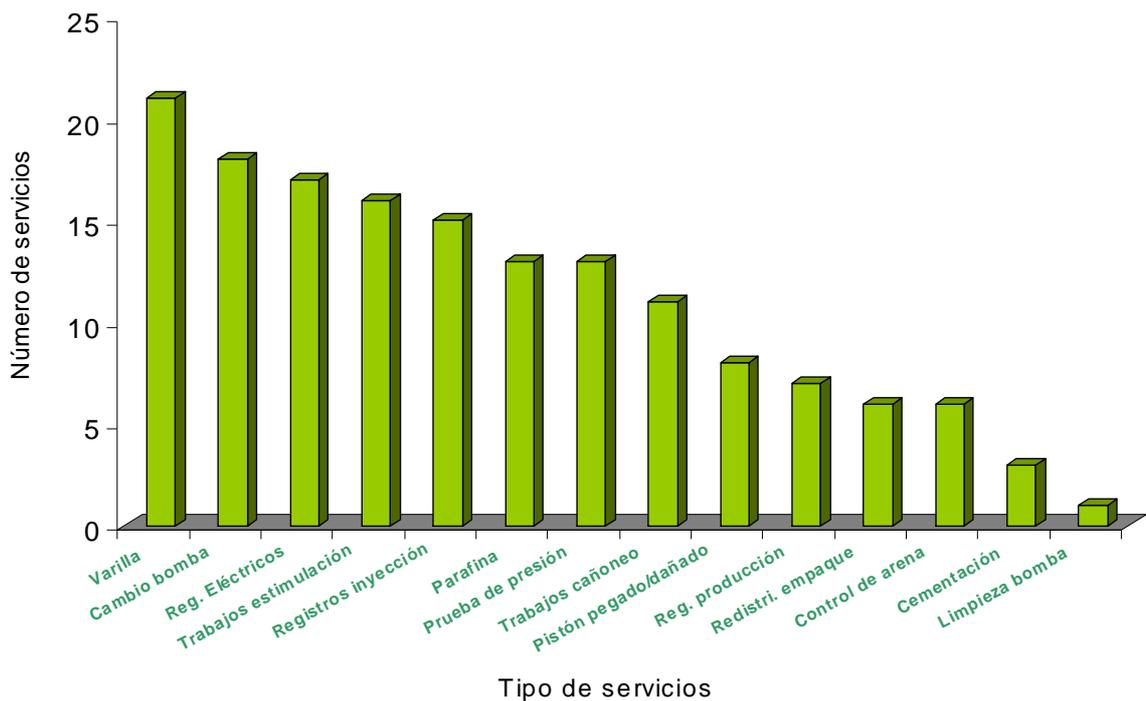
Gráfica 20. Total de servicios realizados a pozos productores



La tabla 24 y la gráfica 21 ubican total de 155 servicios realizados a los pozos inyectoros clasificados en los 14 servicios más frecuentes, de la siguiente manera:

Tabla 26. Total de servicios realizados a pozos inyectoros

No	Servicio	Porcentaje	No. de servicios
1	Varilla partida, desenroscada, roscas defectuosas y/o lisas	13	21
2	Cambio de bomba	12	18
3	Registros eléctricos, Hydrolog, CBL y de temperatura	11	17
4	Trabajos de estimulación	10	16
5	Registros de inyección	10	15
6	Parafina	8	13
7	Prueba de presión	8	13
8	Trabajos de cañoneo	7	11
9	Pistón pegado o dañado	5	8
10	Registros de producción	5	7
11	Redistribución de empaque	4	6
12	Control de arena	4	6
13	Cementación	2	3
14	Limpieza de bomba	1	1
TOTAL		100%	155



Gráfica 21. Total de servicios realizados a pozos inyectoros



CONCLUSIONES

- Los fluidos producidos en el campo Andalucía presentan alta tendencia a precipitar parafinas y minerales en la tubería y la cara de formación por las bajas presiones y temperaturas de yacimiento, así como la composición del crudo. El factor principal de la depositación de asfáltenos y parafinas en los sistemas de producción es la temperatura, si la temperatura cae por debajo del punto de nube, la parafina tiende a solidificarse y separarse de la fase líquida arrastrando consigo la porción sólida en estado coloidal de asfáltenos. El crudo del campo al poseer alto contenido de parafina se presenta el efecto la cristalización de parafina propagándose exponencialmente a través de toda la masa de crudo. Estos depósitos de asfáltenos y parafinas dan como resultado una restricción del flujo, lo cual conduce a incrementar la pérdida de presión en la línea de flujo, disminuyendo la producción y causando problemas mecánicos.
La inyección de agua a una temperatura inferior a la temperatura del yacimiento causa un enfriamiento significativo de la formación y del crudo. Esto se puede evidenciar en las curvas de producción y en los servicios a pozos en donde los equipos de subsuelo se han encontrado obstruidos y/o dañados por estos depósitos en repetidas ocasiones. Por lo cual se requiere un programa periódico de intervenciones a pozo para remover e inhibir estos depósitos y mantener la productividad.
- La principal causa de intervención a pozos productores en el campo Andalucía Sur es debida a problemas de obstrucción por parafina en el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico (tubería, varillas y bomba de subsuelo), dando como resultado disminución en la extracción de fluidos y pérdidas de presión en el sistema de producción que en la mayoría de los casos origina disminución en la producción, asociado con problemas mecánicos en las áreas y componentes del sistema de extracción como bomba, tubería y varillas. Dichos servicios corresponden al 23% del total de los servicios realizados a los pozos productores hasta el momento. Los problemas más comunes ocurridos por precipitaciones de parafinas están reflejados como:
 - Taponamiento de sarta de producción.
 - Taponamiento de bombas de subsuelo.
- El pozo que mas ha presentado problemas de obstrucción por parafina es el AS-22.
- Seguidamente la segunda causa mas relevante de servicios a pozos productores está relacionada a los problemas ocurridos con el sistema de



varillas, siendo la ruptura de varilla la falla más común. Dicha falla sucede gracias al agrietamiento y desprendimiento que sufre la varilla por esfuerzos repetitivos de tensión y fatiga del material. Estos servicios representan el 17% del total de los servicios realizados a los pozos productores del campo.

- El pozo que mas ha presentado problemas de varilla partida es el AS-25.
- Los servicios por cambio de bomba también representan un número considerable de los servicios realizados a los pozos productores. Representan el 16% y fueron llevados a cabo principalmente a causa del deterioro excesivo, obstrucción y desgaste de sus componentes por presencia y efecto de arena y material particulado en los fluidos producidos, adicionalmente las precipitaciones orgánicas que generan obstrucción y atascamiento de las partes móviles de la bomba de subsuelo. Como también el daño mecánico sufrido por la bomba por golpe de fluido en un lapso de tiempo considerable.
- El pozo que mas ha presentado servicios de cambio de bomba es el AS-26.
- De igual manera, en los pozos Inyectores actuales que en su comienzo fueron productores y de acuerdo a la documentación oficial los servicios realizados más frecuentes fueron también los de varilla partida (varilla desenroscada o varilla cuyas roscas se encontraban defectuosas o totalmente lisas), cambio de bomba, registros (eléctricos, Hidrolog, de temperatura, Tracer, Gamma Ray entre otros) y estimulación. En estos pozos, estos servicios representan el 13%, 12% y 11% y 10% respectivamente del total de los servicios realizados hasta el momento.
- El mecanismo de recuperación mejorada por inyección de agua del campo está interrumpido desde diciembre de 2007 por problemas de sobrecarga en el equipo de fondo. En consecuencia el campo ha sufrido una disminución drástica de la producción de petróleo, generando necesaria la inyección de agua en cuanto antes.
- Otro factor importante a tener en cuenta es el hecho de que el yacimiento presente un alto contenido de arcillas, por lo cual al estar invadiendo el yacimiento con agua de salinidades bajas, las arcillas presentes han venido produciendo un daño a la formación taponando las gargantas de poros, reduciendo la capacidad de flujo por hinchamiento de esmécticas, hecho que también podría correlacionarse con la producción.
- El pozo que menos se le han presentado servicios de todos los tipos es el AS-35.



RECOMENDACIONES

Se evidencia una mayor pérdida de producción al suspenderse la inyección de agua como método de recobro mejorado, por ende es de vital importancia reactivar el sistema de inyección de agua.

A su vez, se debe revisar y mejorar los patrones y caudales de inyección en todo el campo para mejorar el barrido, conversión y reactivación de pozos inyectores para dar soporte de presión en otras áreas y debido a la madurez de la inyección, se debe aumentar la temperatura y mejorar la calidad de agua de inyección, aplicando productos químicos comerciales, que permitan el incremento en la viscosidad del agua y por ende la movilidad agua aceite.

Se debe estudiar la posibilidad de implementar unos nuevos sistemas de levantamiento como PCP o ESP en el campo, que permita el incremento de extracción de fluido por pozo.

Realizar recañoneo y estimulación ácida de zonas productoras e inyectoras. Se visualizan opciones de cañoneo en las arenas superiores R, S, T y Do al sur del campo. En los pozos AS-1, AS-11, AS-25, AS-26.

Con base en la evaluación histórica de los servicios donde se concluye de la abundante presencia de parafinas y minerales en tuberías, varillas y bomba de subsuelo, se debe realizar mantenimiento preventivo en los pozos que permitirá optimizar la eficiencia en el sistema de levantamiento incrementando la producción en los pozos del campo. Los pozos mas oñionados o que requieran de mayor seguimientos son el AS-2, AS-22 y AS-26, por presentar mas alto índice de recurrencia, en los problemas relacionados con parafinas.

La depositación de asfáltenos y parafinas en los sistemas de producción del Campo Andalucía Sur durante su historia de producción, hace necesario un estudio mas detallado y continuo del problema, que permita determinar las causas, así como el planteamiento, ensayo y elección de las mejores alternativas que contribuyan a la solución del mismo.

La inyección de antiparafinantes en la cara de la formación de los pozos críticos se recomienda como posible control, mitigación y prevención de los problemas acarreados por las precipitaciones orgánicas. Por presentar viabilidad tecnicoecómica en relación a otros métodos de control.



Por otro lado, pruebas de laboratorio permitirán la evaluación y selección de los productos químicos mas eficientes a utilizar en el tratamiento de la depositación de asfáltenos y parafinas en el Campo Andalucía Sur.

Se recomienda monitorear la temperatura del agua de inyección, ya que según la evidencia al ser menor que la temperatura del yacimiento, se incrementa la probabilidad de depositación de parafina y asfaltenos por el choque térmico generado. Una solución sería calentarla antes de inyectarla para minimizar la depositaciones orgánicas.

Para contrarrestar el problema de arenamiento y erosión por material particulado en los equipos de fondo en los pozos del Campo Andalucía Sur, se recomiendan llevar a la práctica las siguientes soluciones regular las tasas de inyección en recuperación secundaria, como también utilizar materiales más duros y resistentes a la abrasión.

Referente a la disminución de varillas partidas se recomienda un estudio detallado “causa raíz” de las muestras recopiladas, como también generar cultura del correcto manejo, transporte, almacenamiento y ensamble de varillas y bomba que serán usadas en los procesos de extracción de petróleo.

Es muy importante conocer las propiedades de los fluidos producidos por el campo para seleccionar materiales especiales en los equipos de fondo. Como por ejemplo recubrimientos de metales mas resistentes a la abrasión y corrosión, con el propósito de aumentar la vida útil de los equipos.

Realizar una limpieza completa de la tubería de producción y el anular con desparafinador y circulación convencional antes de efectuar trabajos de estimulación o inyección de fluidos; esto evitaría que los depósitos acumulados en el sistema de producción, hueco abajo, sean forzados dentro de la formación por los fluidos de tratamiento y ocasionen daños severos o taponamiento de la formación productora.

Tener en cuenta algunas técnicas de producción, tales como aumentar las tasas de flujo y el diámetro de la tubería de producción, en la medida de lo posible, para ayudar a disminuir el problema de la depositación de asfáltenos y parafinas; debido a que si el pozo está produciendo a una tasa lo bastante alta como para mantener la temperatura de flujo por encima del punto de nube, la depositación no ocurrirá. Por otra parte, la tubería de producción de diámetro más grande disminuye el problema debido al espacio adicional entre las varillas y la tubería.

Además de lo anterior, se torna pertinente plantear la posibilidad de formalizar una solicitud para que el Campo Andalucía Sur, sea a mediano o largo plazo



administrado por la Universidad Surcolombiana, con el objetivo de poder los estudiantes del Programa de Ingeniería de Petróleos desarrollar la implementación de prácticas y de realizar allí las primeras prácticas el personal egresado.



BIBLIOGRAFÍA

Análisis de corazones pozo AS-22

Burder, E.D. y otros. Studies of wax deposition in the trans Alaska pipeline. En: Journal of Petroleum Technology, (Jun. 1981); p. 1075- 1079.

Catálogo de mapas Petrocol.

CONGRESO LATINOAMERICANO DE HIDROCARBUROS (2°), 1988, Depositación. de asfaltenos: Problemas y soluciones, Rio de Janeiro, 30 p.

David, A. Asphaltene Flocculation During Solvent Stimulation of Heavy Oils. Texas: s.n., 1973, vol., 69. No. 127, p. 56-58.

Delgado, José Gregorio., Asfaltenos, composición, agregación, precipitación, Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química, Mérida, 2006, p. 5 – 6.

Ecopetrol S.A., ITEP – Información Técnica de Explotación y Producción.

Harbison y Fischer. Catálogo condensado bombas de subsuelo. Texas, 1970, p.2.

Hernández, Omar., Técnicas Energéticas, Bombeo en pozos, Facultad de Ingeniería – UBA, versión magnética pdf, Buenos Aires, 2003.

Ingeominas

Mora Fierro, José Arcesio, y, Serrano Serrano, Eduardo, Estudio de depositación de asfaltenos y parafinas y selección de productos para su control en el Campo Andalucía Sur, Universidad Surcolombiana, trabajo de grado, Neiva, 1991.

Muñoz, S. Reevaluación de reservas Campo Andalucía Sur. 1996.

Oilfield Review (Revista Yacimiento Petrolero), Métodos de control de la producción de arena sin cedazos, artículo de Andrew Acock y otros, Londres, verano 2003, p. 40 – 57.

Puertas y Amézquita, C., Evaluación eficiencia de inyección, Petrocol, 1991.

Sánchez, Ana María y León, Juan Manuel., Informe de Evaluación del Campo Andalucía Sur Valle Superior del Magdalena, SOH, Gerencia Técnica de Producción, Ecopetrol S.A, Bogotá, 2006, 44 p.

Seminario Principios básicos de mantenimiento de subsuelo. Instituto Elite Training

Stephenson, W.K. Producing asphaltenic crude oils: problems and solutions. En: Petroleum Engineer -ring International, (Jun. 1990); p. 20.



INFOGRAFÍA

<http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/Producci%C3%B3n2006/32.pdf>

http://www.neoppg.com/Technology/Artificial_Lift/ESP/Oil_Well_ESP/oil_well_esp.htm

www.imp.mx/petroleo/?imp=comp

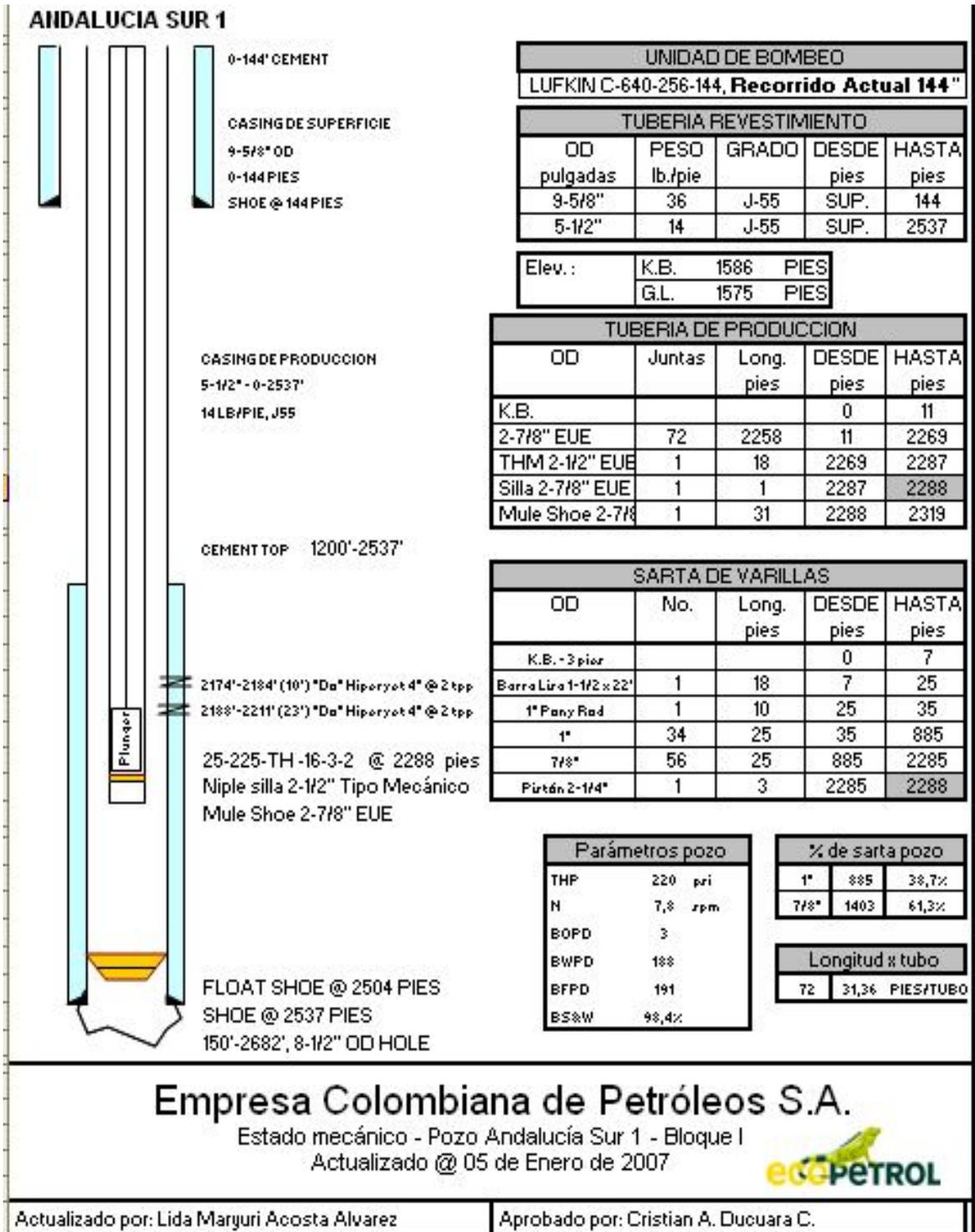
<http://www.oilproduction.net/PCP%20Workshop/ATW2002-Becerra-ES.pdf>



ANEXOS

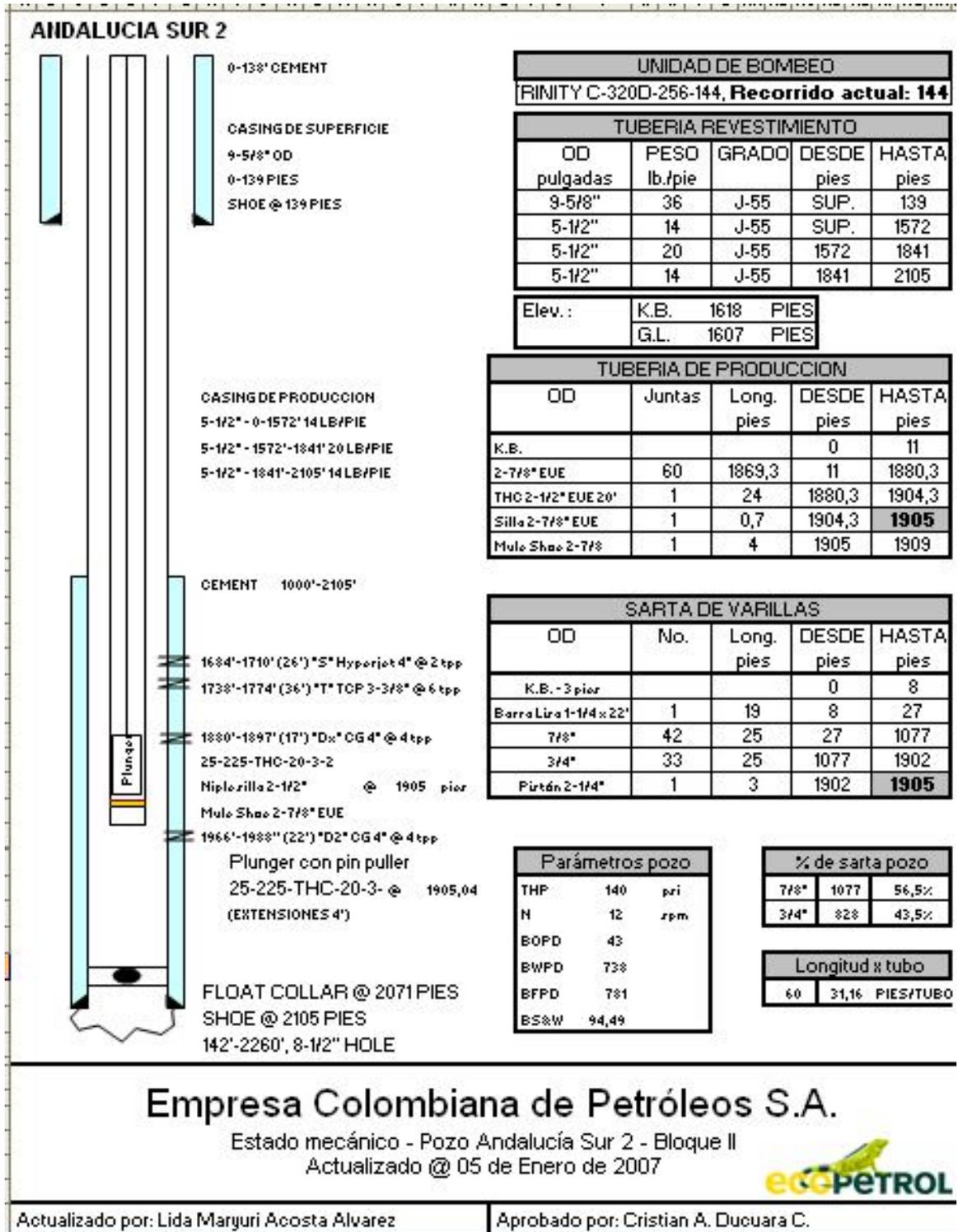


Anexo A. Estado mecánico pozo productor AS-1



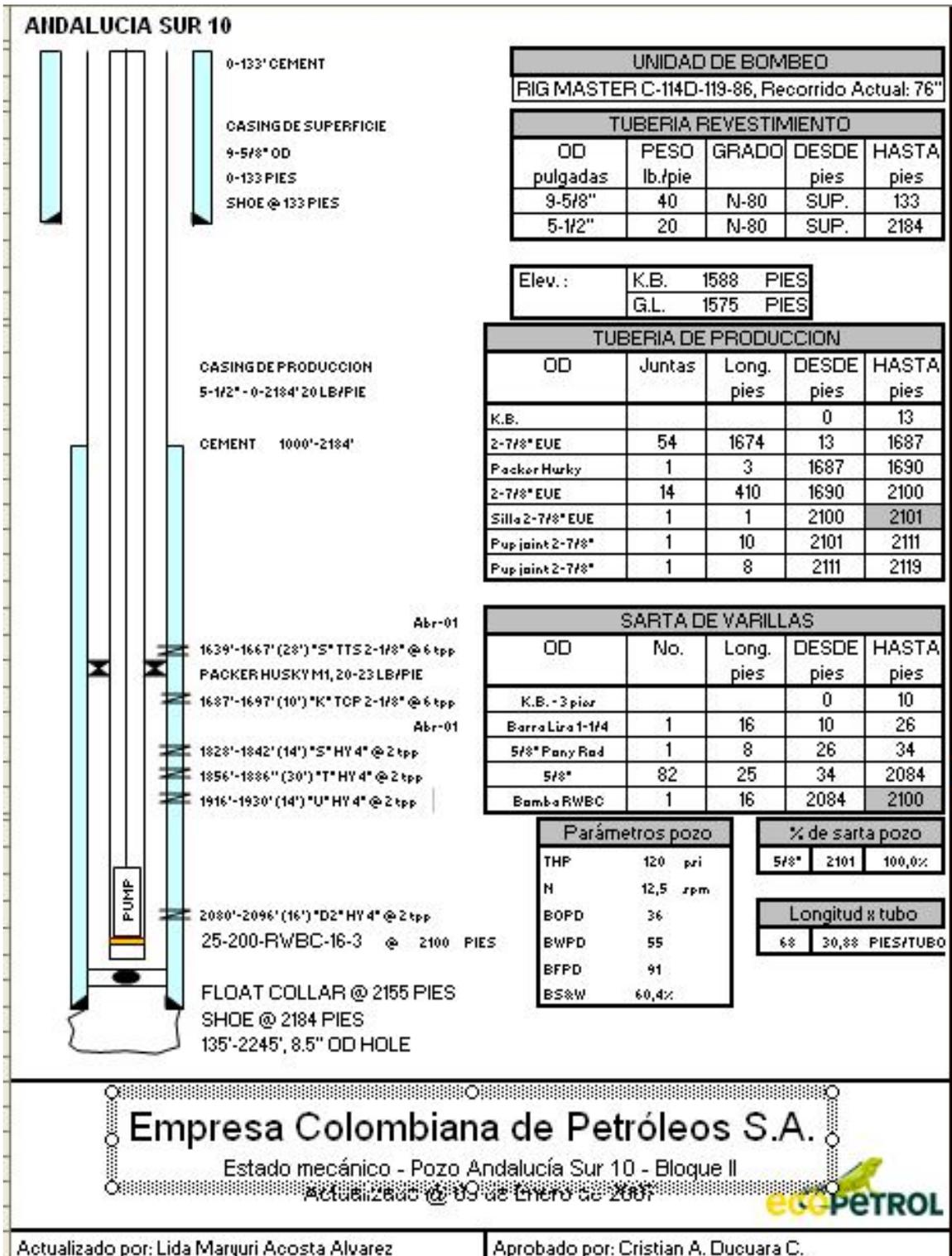


Anexo B. Estado mecánico pozo productor AS-2



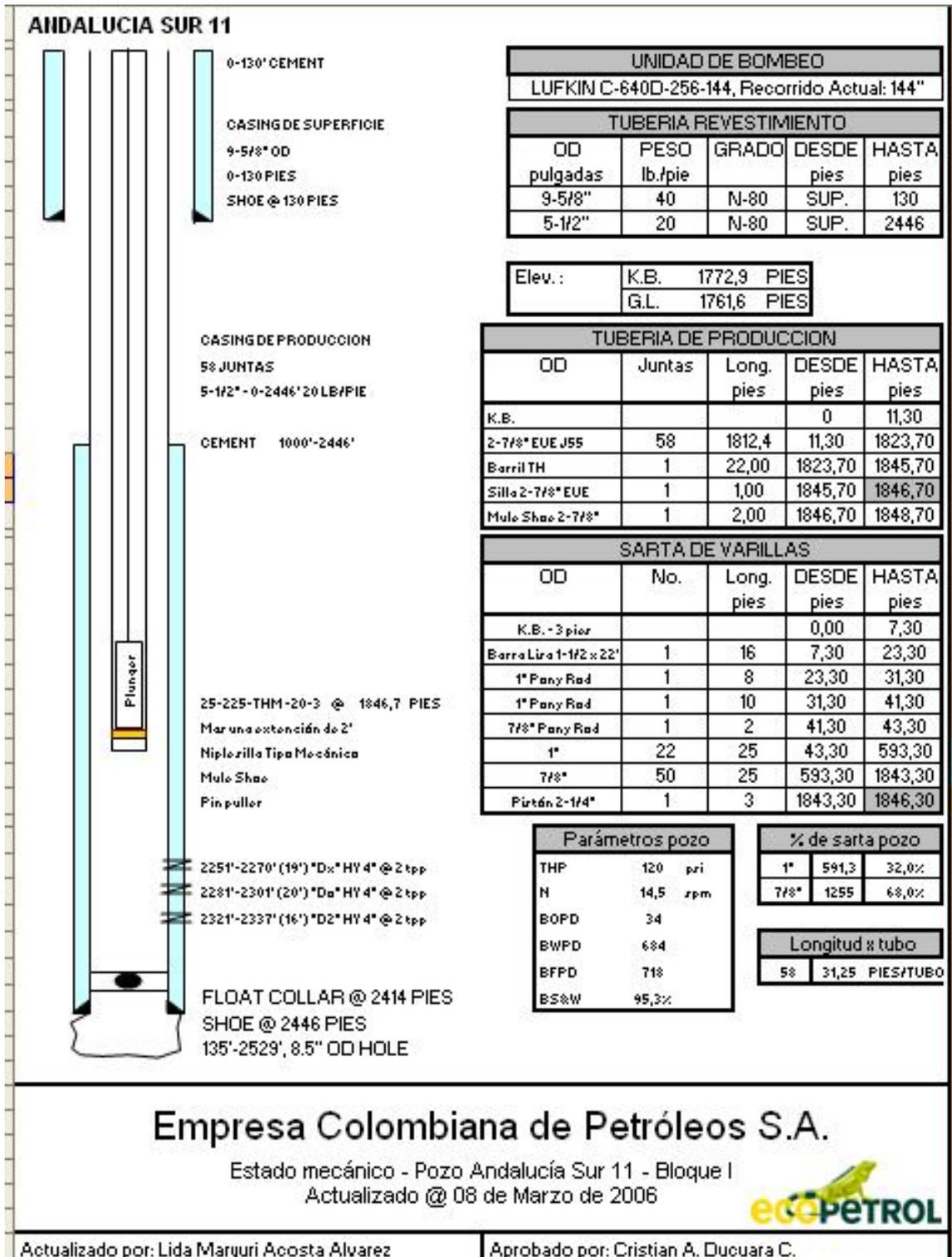


Anexo C. Estado mecánico pozo productor AS-10





Anexo D. Estado mecánico pozo productor AS-11

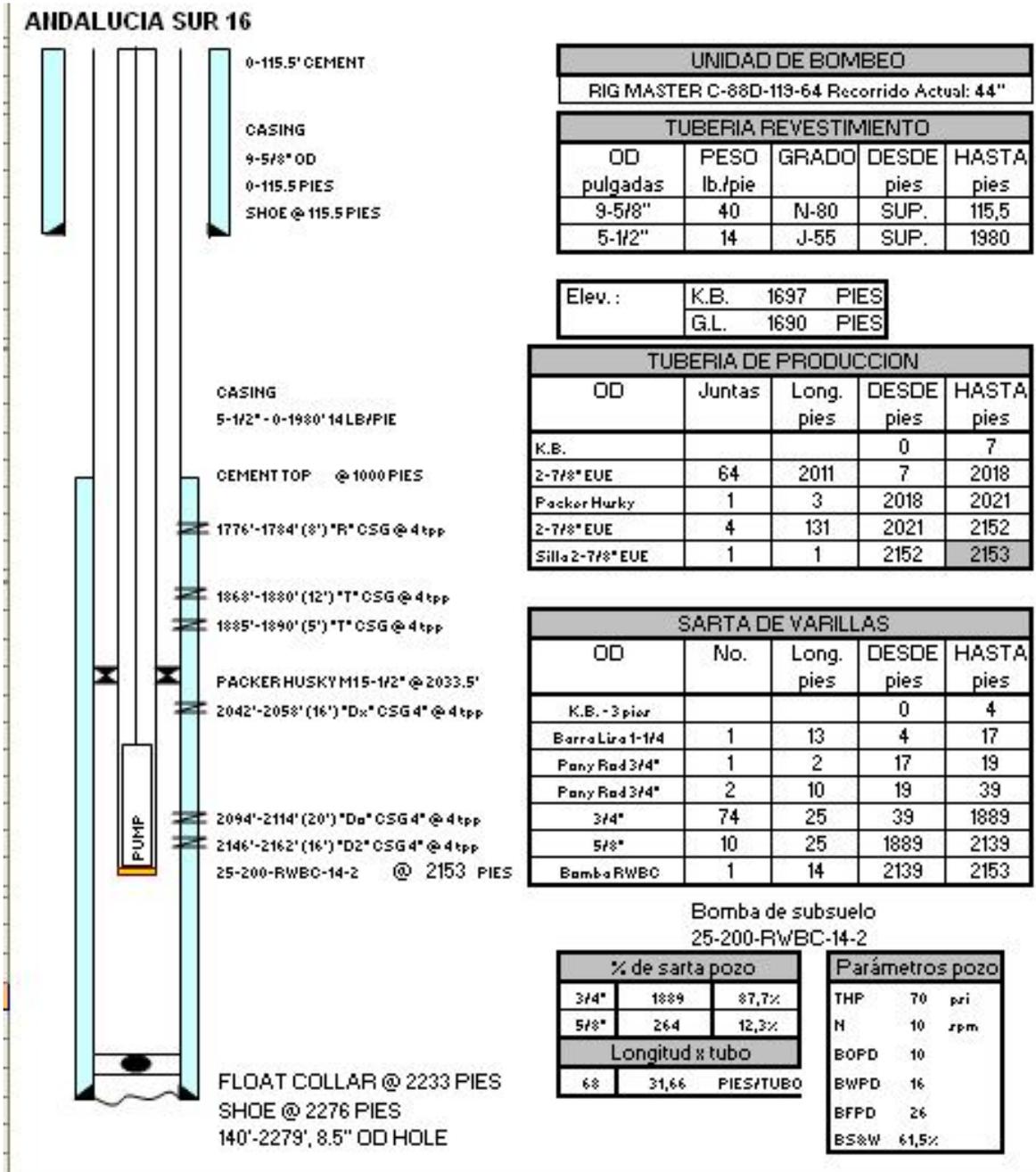


Actualizado por: Lida Marguri Acosta Alvarez

Aprobado por: Cristian A. Ducuara C.



Anexo E. Estado mecánico pozo productor AS-16



Empresa Colombiana de Petróleos S.A.

Estado mecánico - Pozo Andalućia Sur 16 - Bloque II
Actualizado @ 05 de Enero de 2007

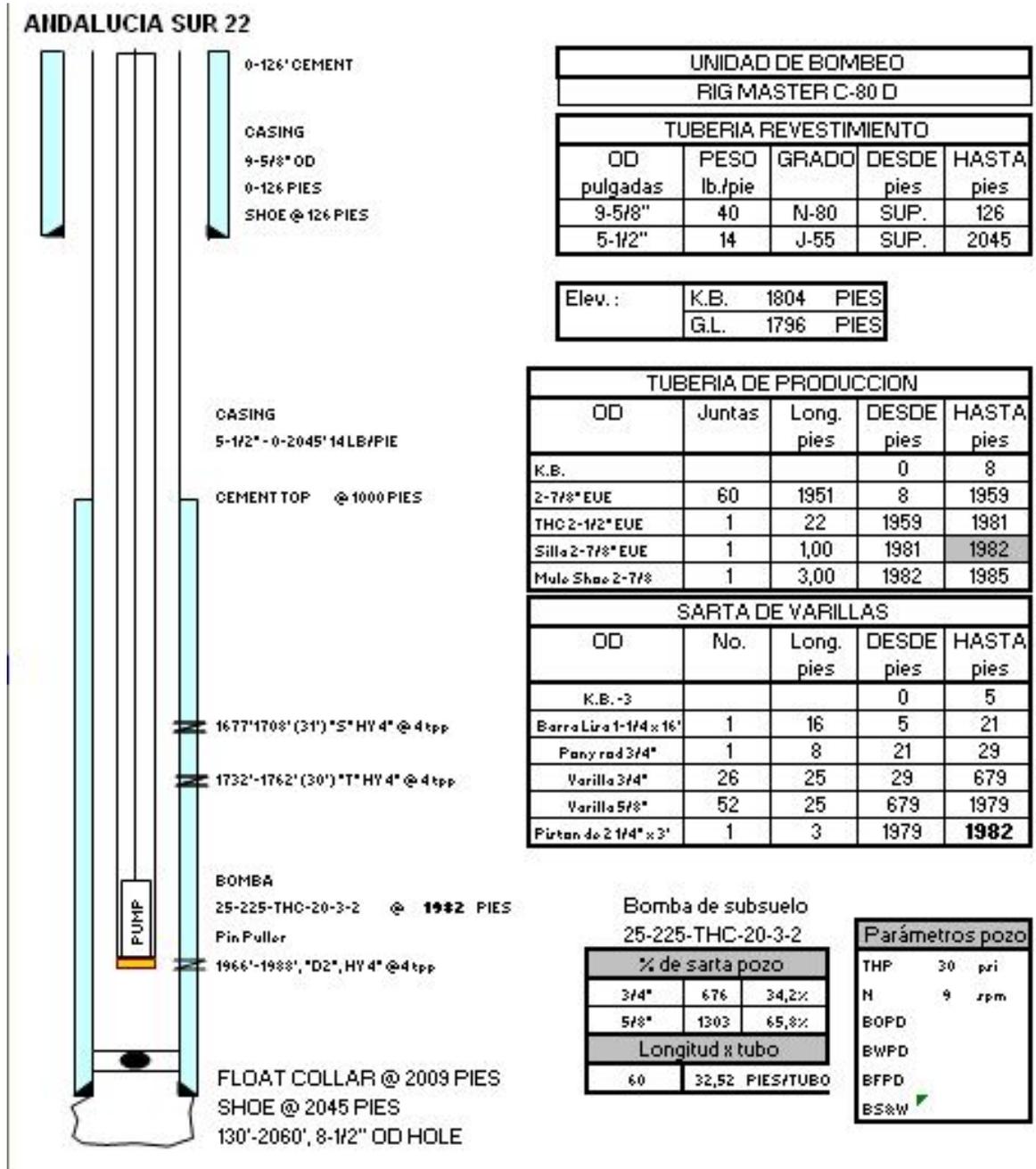


Actualizado por: Lida Marguri Acosta Alvarez

Aprobado por: Cristian A. Ducuara C.



Anexo F. Estado mecánico pozo productor AS-22



Empresa Colombiana de Petróleos S.A.

Estado mecánico - Pozo Andalucía Sur 22 - Bloque II
Actualizado @ 07 Enero de 2007

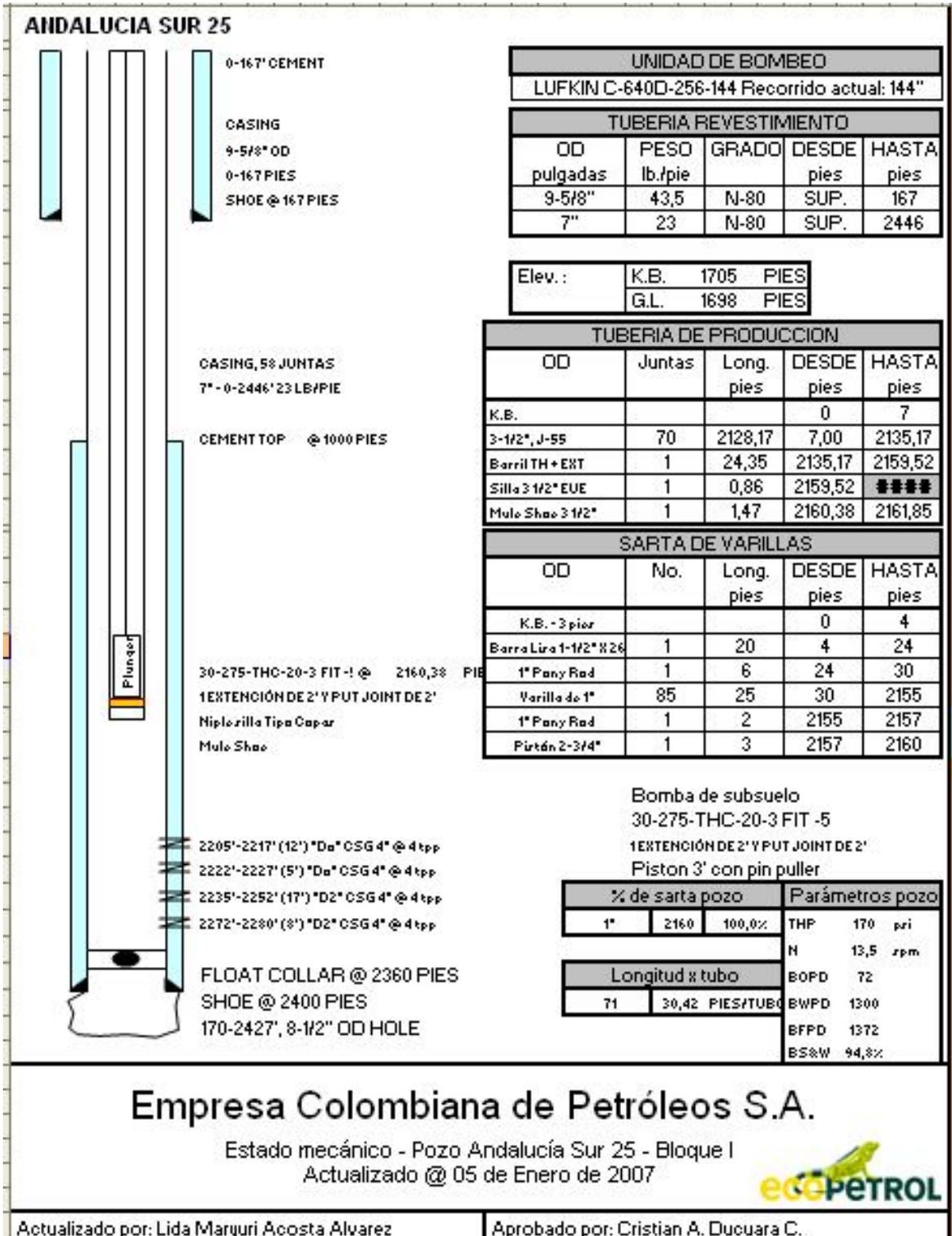


Actualizado por: Lida Marguri Acosta Alvarez

Aprobado por: Cristian A. Ducuara C.

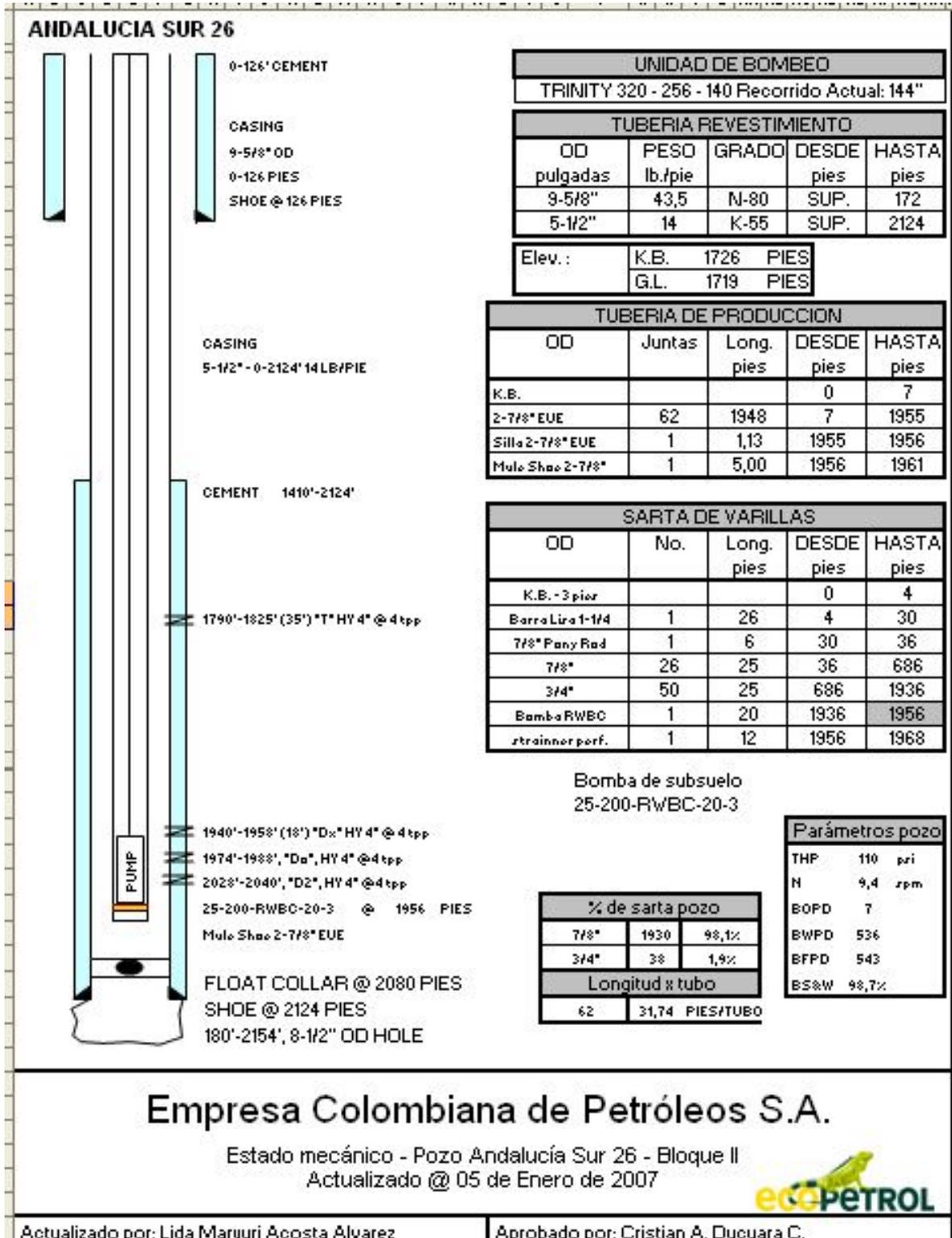


Anexo G. Estado mecánico pozo productor AS-25



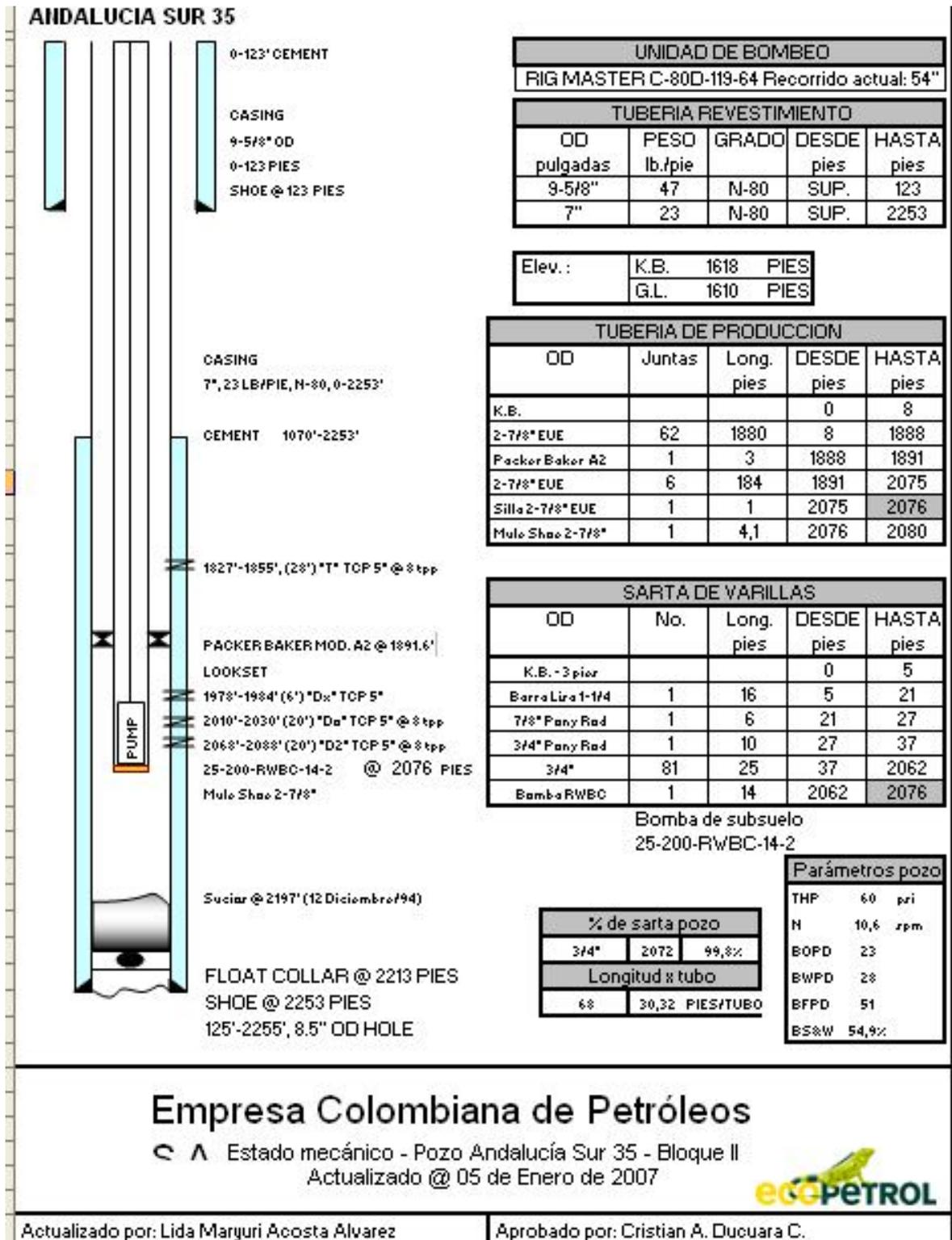


Anexo H. Estado mecánico pozo productor AS-26



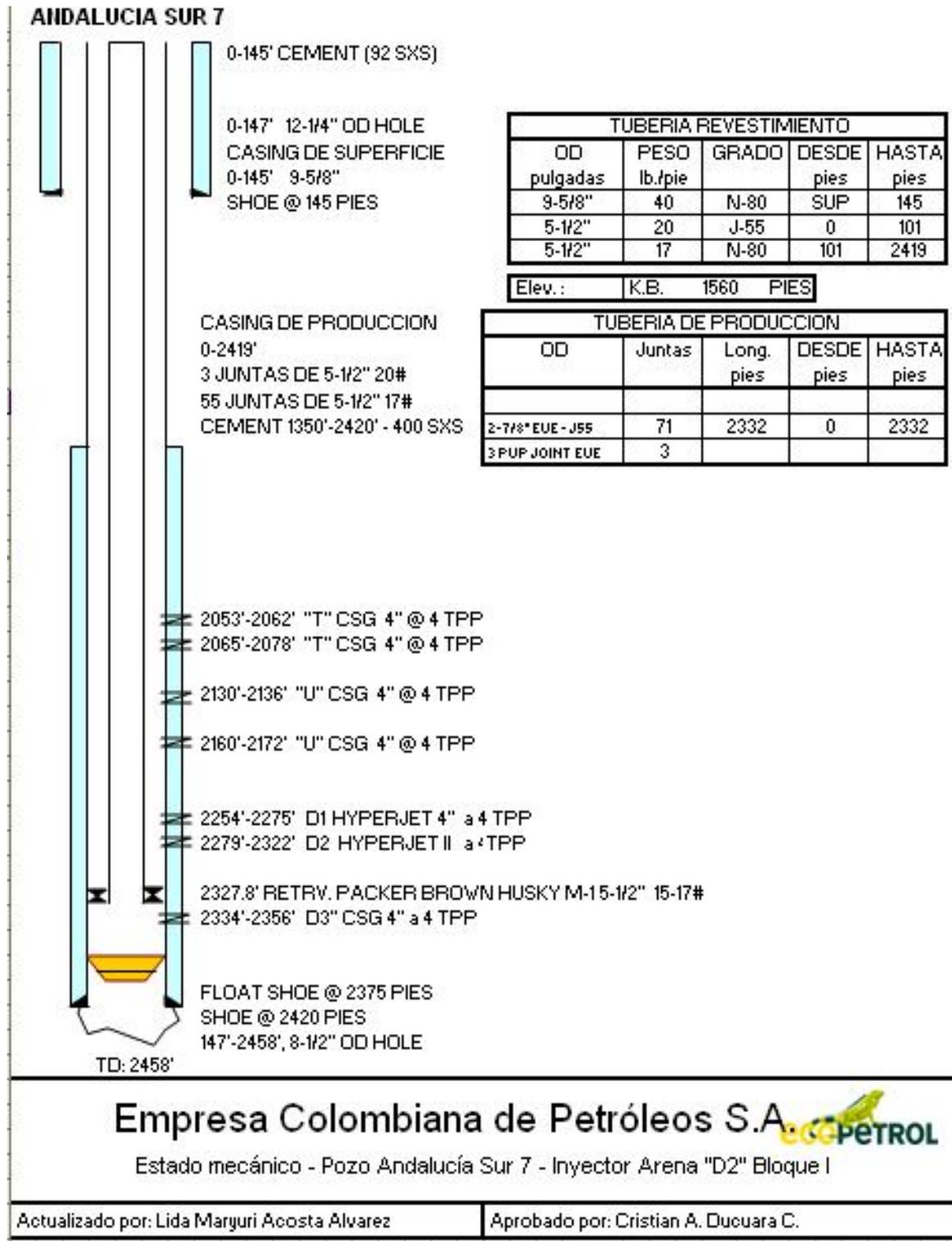


Anexo I. Estado mecánico pozo productor AS-35



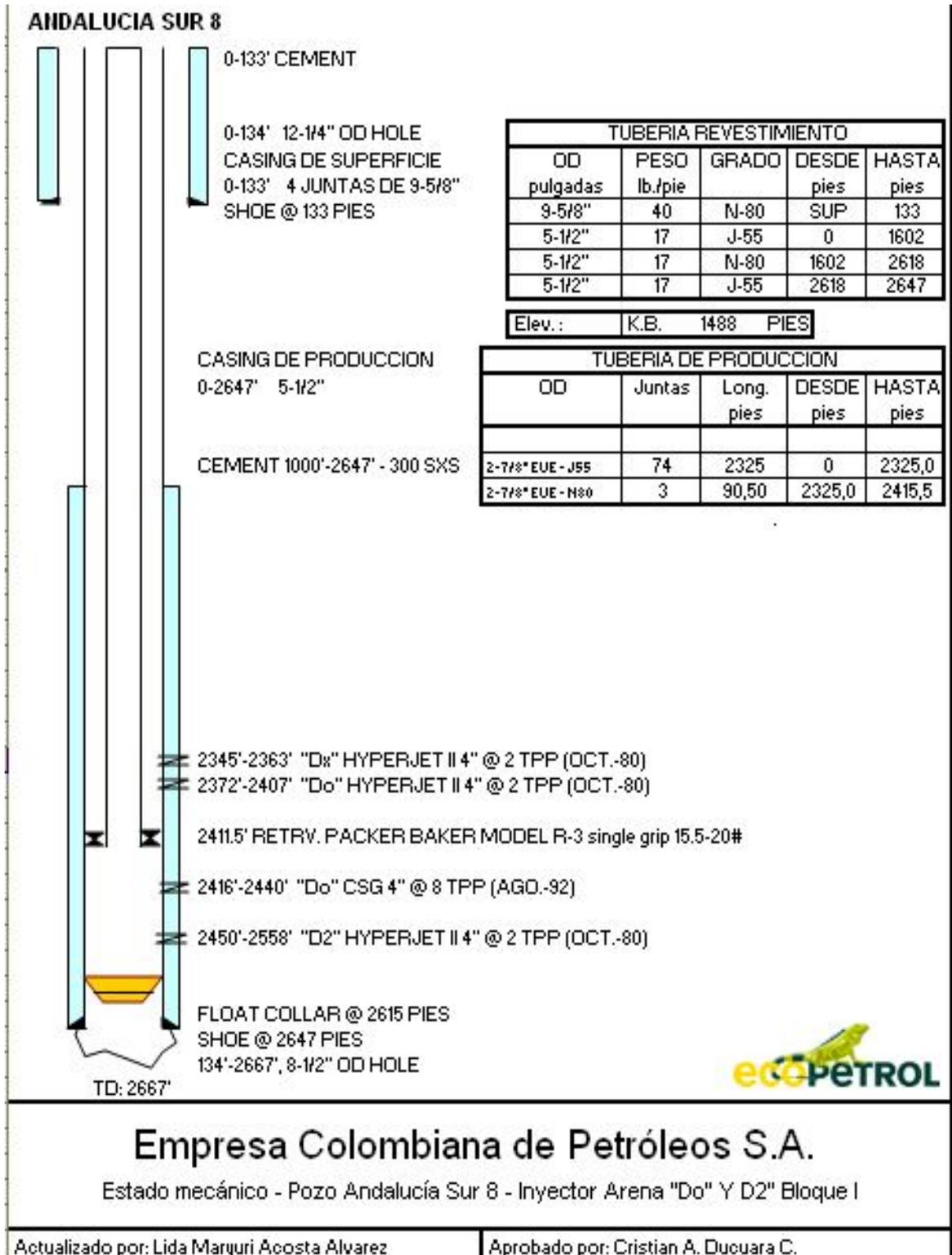


Anexo J. Estado mecánico pozo inyector AS-7





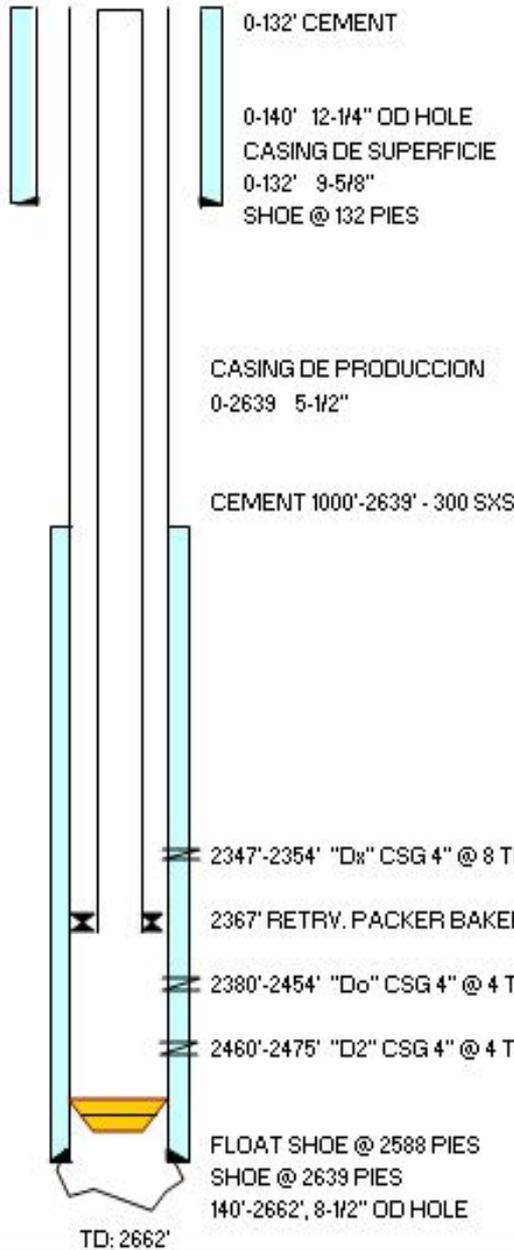
Anexo K. Estado mecánico pozo inyector AS-8





Anexo L. Estado mecánico pozo inyector AS-14

ANDALUCIA SUR 14



TUBERIA REVESTIMIENTO				
OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	40	N-80	SUP	132
5-1/2"	14	J-55	0	2010
5-1/2"	17	J-55	2010	2639

Elev.: K.B. 1590 PIES

TUBERIA DE PRODUCCION				
OD	Juntas	Long. pies	DESDE pies	HASTA pies
2-7/8" EUE - J55	74	2379	0	2379
1 PUP JOINT EUE	1	12,00		

1 PUP JOINT EUE - N-80



Empresa Colombiana de Petróleos S.A.

Estado mecánico - Pozo Andalucía Sur 14 - Inyector Arena "Do" Y D2" Bloque I

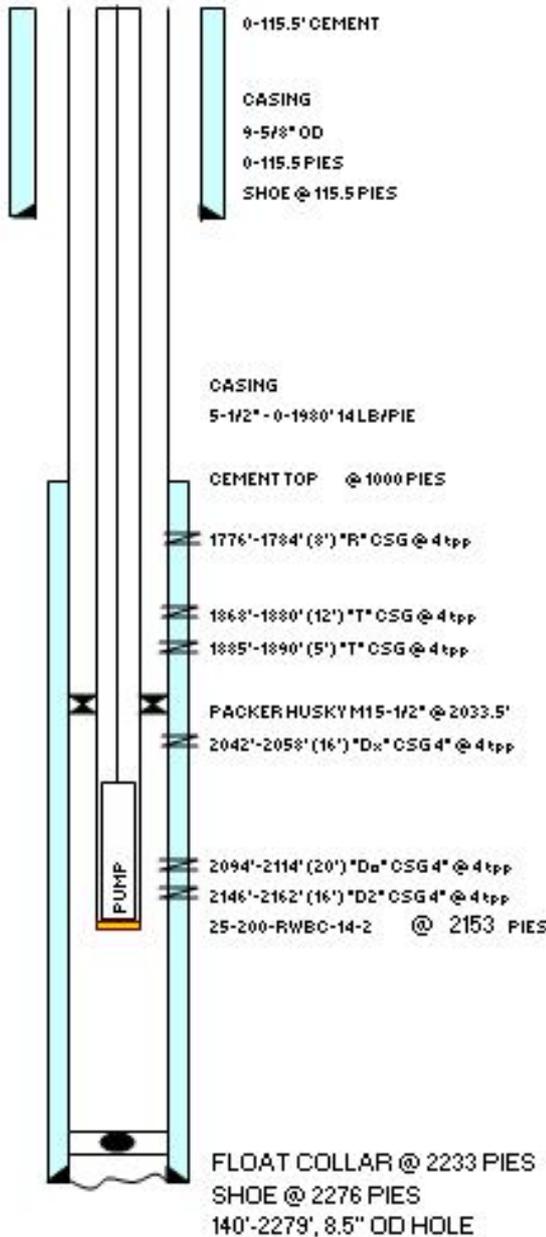
Actualizado por: Lida Marguri Acosta Alvarez

Aprobado por: Cristian A. Ducuara C.



Anexo M. Estado mecánico pozo inyector AS-16

ANDALUCIA SUR 16



UNIDAD DE BOMBEO				
RIG MASTER C-88D-119-64 Recorrido Actual: 44"				

TUBERIA REVESTIMIENTO				
OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	40	N-80	SUP.	115,5
5-1/2"	14	J-55	SUP.	1980

Elev. :	K.B. 1697 PIES
	G.L. 1690 PIES

TUBERIA DE PRODUCCION				
OD	Juntas	Long. pies	DESDE pies	HASTA pies
K.B.			0	7
2-7/8" EUE	64	2011	7	2018
Packer Hurky	1	3	2018	2021
2-7/8" EUE	4	131	2021	2152
Silla 2-7/8" EUE	1	1	2152	2153

SARTA DE VARILLAS				
OD	No.	Long. pies	DESDE pies	HASTA pies
K.B. - 3 pie			0	4
Barra Lira 1-1/4	1	13	4	17
Pony Rod 3/4"	1	2	17	19
Pony Rod 3/4"	2	10	19	39
3/4"	74	25	39	1889
5/8"	10	25	1889	2139
Bomba RWBC	1	14	2139	2153

Bomba de subsuelo
25-200-RWBC-14-2

% de sarta pozo		
3/4"	1889	87,7%
5/8"	264	12,3%
Longitud x tubo		
68	31,66	PIES/TUBO

Parámetros pozo	
THP	70 psi
N	10 rpm
BOPD	10
BWPD	16
BFPD	26
BS&W	61,5%

Empresa Colombiana de Petróleos S.A.

Estado mecánico - Pozo Andalucía Sur 16 - Bloque II
Actualizado @ 05 de Enero de 2007



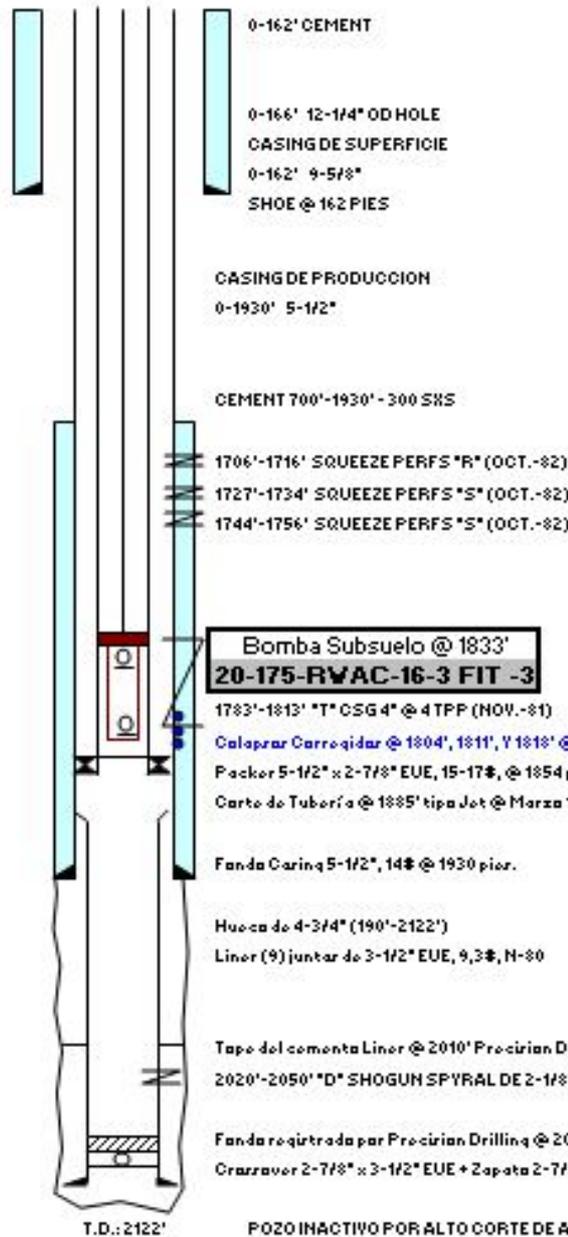
Actualizado por: Lida Marguri Acosta Alvarez

Aprobado por: Cristian A. Ducuara C.



Anexo N. Estado mecánico pozo inyector AS-18

ANDALUCIA SUR 18



TUBERIA REVESTIMIENTO				
OD pulgadas	PESO lb./pie	GRADO	DESDE pies	HASTA pies
9-5/8"	32,3	H-40	SUP	162
5-1/2"	14	J-55	0	1736
5-1/2"	17	J-55	1736	1862
5-1/2"	14	J-55	1862	1930
3-1/2"	9,3	N-80	1885	2093

Elev. : K.B. 1668 PIES

TUBERIA DE PRODUCCION			
Descripción	Longitud	Desde	Hasta
(59) Juntar 2-7/8" EUE	1816,70	0,00	1816,70
(1) Niplezilla 2-7/8" EUE	0,80	1816,70	1817,50
(1) junta 2-7/8" EUE	30,00	1817,50	1847,50
Packer 2-7/8" x 5-1/2" 17#	6,75	1847,50	1854

SARTA DE VARILLAS			
Descripción	Longitud	Desde	Hasta
(1) Barra lisa 1-1/4" x 26'	26,00	0	26,00
(1) Pany Rod 7/8"	4,00	26	30,00
(1) Pany Rod 7/8"	12,00	30	42,00
(71) Varillar 7/8" x 25' C/u	1775,00	42	1817,00
Bomba de subsuelo RWAC	16,00	1817,00	1833,00
Extensión de 1/2"	12,80	1833,00	1845,80

UNIDAD DE BOMBEO	
RIG MASTER C 114-119-86	
RECORRIDO ACTUAL: 86 PULG.	
MOTOR ELECTRICO	
BALDOR 30 HP, POLEA 4" TIPO C	
VELOCIDAD DE BOMBEO: 4,8 SPM	
Q (100% E.v.): 160 BFPD	

Parámetros pozo	
THP	psi
N	rpm
BOPD	
BWPD	
BFPD	
BS&W	

Empresa Colombiana de Petróleos S.A.

Pozo Productor Arena "D" - Inyector "T" Bloque II

Estado mecánico - Pozo Andalucía Sur 18

Actualizado @ 05 de Enero de 2007

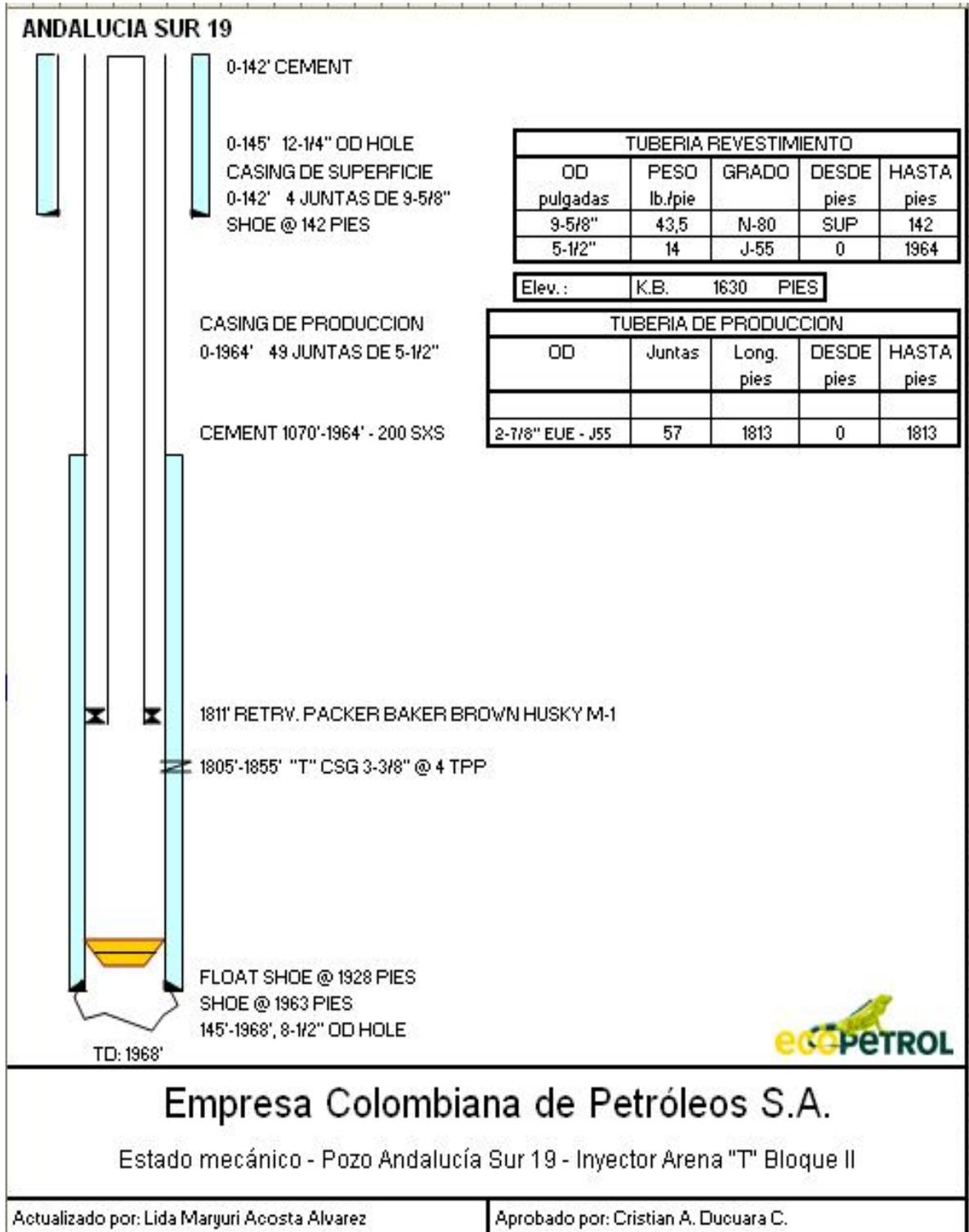


Actualizado por: Lida Marjuri Acosta Alvarez

Aprobado por: Cristian A. Ducuara C.

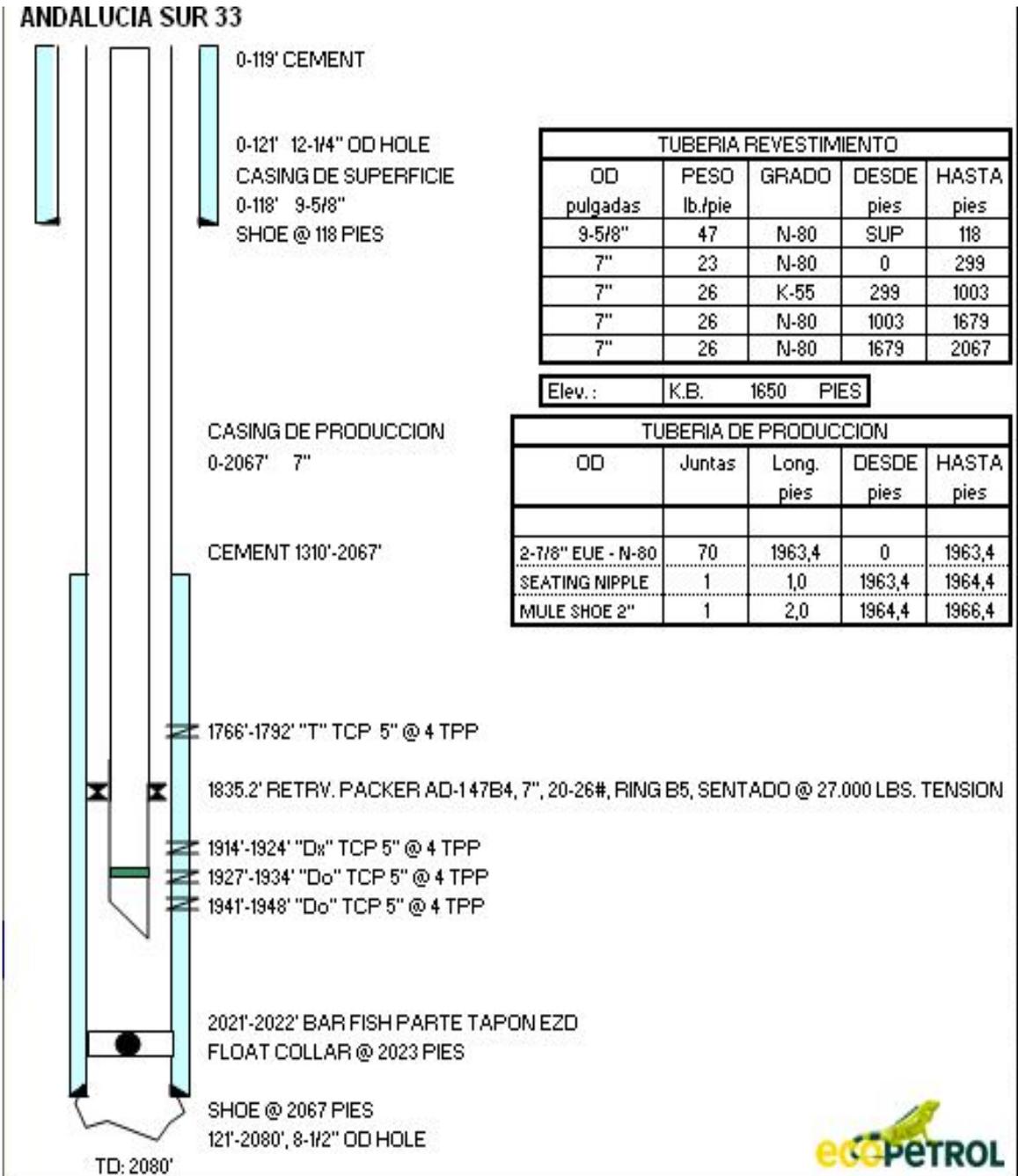


Anexo O. Estado mecánico pozo inyector AS-19





Anexo P. Estado mecánico pozo inyector AS-33



Empresa Colombiana de Petr3leos S.A.

Estado mecánico - Pozo Andalućia Sur 33

INYECTOR ARENA "T" BLOQUE II POR ANULAR - INYECTOR TUBERIA PRODUCCION ARENAS "T" Y "Do"

Actualizado por: Lida Maryuri Acosta Alvarez

Aprobado por: Cristian A. Ducuara C.



Anexo Q. Estado mecánico pozo inyector AS-36

