ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

PLAN DE OPTIMIZACIÓN A TRAVÉS DE LA ESTIMACIÓN DE POTENCIALES MÁXIMOS DE PRODUCCIÓN DE UN CAMPO EN EL ECUADOR.

TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS.

SANTIAGO ALEXANDER AGUAYO FÉLIX
santyaf1202@hotmail.com

ING. JOSÉ FRANCISCO PAZ VILLARROEL
jose.paz@epn.edu.ec

Quito, Julio 2017

DECLARACIÓN

Yo, Santiago Alexander Aguayo Félix, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

SANTIAGO ALEXANDER
AGUAYO FÉLIX

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Santiago Alexander Aguayo Félix, bajo mi supervisión.

Ing. JOSE FRANCISCO PAZ
DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por bendecir mi vida y guiar mis pasos sobre el camino del bien.

A mis padres, Laura y Hugo, la razón de mi existencia, gracias por caminar conmigo a lo largo de este sueño, y por inculcar en mí lo mejor de cada uno. Todos mis logros son por y para ustedes.

A mi hermanita, Daniela, con quien he compartido los sabores dulces y amargos de la vida. Gracias por alegrar mis días, te quiero.

A todo el personal del área de producción, operaciones OPEX y CAPEX, de la empresa SHAYA ECUADOR S.A. En especial a los ingenieros: Luis Carlos Enríquez, Rosario Fraga, Yeniffer López Ruiz, y Gustavo Núñez, quienes fueron mis tutores y compartieron su amistad y conocimiento conmigo; y al Ing. Carlos Reyes, quien me dio la oportunidad de aprender y crecer dentro de tan prestigiosa empresa, muchísimas gracias.

A los ingenieros: Francisco Paz y Jaime González, por su guía durante el desarrollo de este trabajo. Y al Ing. Raúl Valencia por el apoyo y amistad brindada durante mi vida universitaria.

A mis compañeros y amigos DIGNOS, gracias por su amistad y el apoyo constante, son lo mejor que encontré en la Escuela Politécnica Nacional. Se quedaran conmigo, para toda la vida.

A mis amigos de siempre, mis hermanos IBEROAMERICANO, gracias por su amistad eterna y sincera.

DEDICATORIA

A Dios, y a mi madre bendita de EL QUINCHE.

A mi madre, mi mujer policía, luchadora, fuerte, perseverante, quien no se dejó vencer NUNCA por todas las adversidades de la vida, te amo mami.

A mi padre, mi profe Hugo, quien fue mi profesor de la escuela, y de la vida, te amo papi.

A mi hermanita, espero ser un ejemplo para ti, recuerda siempre luchar por tus sueños.

A mis amigos con quienes he compartido este sueño, que se ha hecho realidad.

CONTENIDO

DECLARACIÓN I
CERTIFICACIÓN II
AGRADECIMIENTOS III
DEDICATORIA IV
CONTENIDO V
INDICE DE FIGURAS IX
INDICE DE TABLAS XII
INDICE DE ECUACIONES XIII
INDICE DE ANEXOS XIV
SIMBOLOGÍA XV
RESUMEN XVI
ABSTRACT XVII
PRESENTACIÓN XVIII
CAPITULO I 1
INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN 1
1.1. INTRODUCCIÓN 1
1.2. OBJETIVOS 2
1.2.1. OBJETIVO GENERAL 2
1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS 2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 2
1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL TRABAJO 5
CAPITULO II 6
DAÑO Y ANÁLISIS NODAL 6
2.1. DAÑO 6
2.1.1. INTRODUCCIÓN 6

2.1.2. COMPONENTES DEL DAÑO PARA POZOS VERTICALES E INCLINADOS. 8

2.1.3. MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN 9

2.1.3.1. Taponamiento del espacio poroso 9

2.1.3.2. Migración de finos. 10

2.1.3.3. Precipitación Química 11

2.1.3.4. Daño por fluido: emulsiones, permeabilidad relativa, y cambios de mojabilidad. 12

2.1.3.5. Daño Mecánico 13

2.1.3.6. Daño Biológico 14

2.1.4. FUENTES DE DAÑO A LA FORMACIÓN DURANTE ACTIVIDADES EN EL POZO 14

2.1.4.1. Daño durante la perforación 14

2.1.4.2. Daño durante la completación. 15

2.1.4.3. Daño durante la producción. 15

2.1.4.4. Daño durante la inyección. 16

2.2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FLUIDO DE FORMACIONES PRODUCTORAS (IPR) 16

2.2.1. ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO PSEUDOESTABLE 16

2.2.1.1. Índice De Productividad 18

2.2.2. EFICIENCIA DE FLUJO 19

2.2.3. IPR EN YACIMIENTOS SUB-SATURADOS 20

2.2.3.1. Ecuación de Vogel 20

2.2.3.2. Ecuación de Fetkovich 24

2.2.3.3. Ecuación de Jones 25

2.3. ANALISIS NODAL 26

2.3.1. INTRODUCCIÓN 26

2.3.2. PARAMETROS NECESARIOS 27

2.3.3. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN 28

CAPITULO III 33

APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL AL CAMPO....33

3.1. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO LÓPEZ RUIZ....33

3.1.1. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO 34

3.1.1.1. Arenas Productoras....35

3.1.1.2. Historial de Producción....37

3.1.1.3. Datos PVT 37

3.1.1.4. Levantamiento Artificial....38

3.2. SOFTWARE PIPESIM....39

3.2.1. INTRODUCCIÓN....39

3.2.2. CORRELACIONES UTILIZADAS POR PIPESIM 39

3.3. METODOLOGÍA DE TRABAJO....41

3.3.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA 41

3.3.1.1. Adquisición de Datos. 41

3.3.1.2. Cálculo de los Potenciales de Producción. 43

3.3.1.3. Compilación de la Información....44

3.3.1.4. Sumario Ejecutivo de reporte....45

3.3.2. EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA....45

3.4. ANÁLISIS NODAL POR POZO....58

3.4.1. POZOS ESTUDIADOS....59

3.4.2. ANÁLISIS POR POZO....60

3.4.2.1. Ejemplo de elaboración de las curvas IPR, de un pozo del campo, mediante la aplicación de las ecuaciones del capítulo 2....62

CAPITULO IV....65

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS....65

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DE RESULTADOS....65

4.2. DETERMINACIÓN DE CANDIDATOS PARA OPTIMIZACIÓN....65

4.2.1. PARÁMETROS DE ESTUDIO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS 65

4.2.1.1. Daño....65
4.2.1.2. Permeabilidad....65
4.2.1.3. Presión de Fondo Fluyente....66
4.3. PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO 66
4.3.1. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS....68
4.3.1.1. FRAGA-01....68
4.3.1.2. FRAGA-07....71
4.3.1.3. FRAGA-08....74
4.3.1.4. FRAGA-20....77
4.3.1.5. FRAGA-29....80
4.3.1.6. FRAGA-41....83
4.3.1.7. FRAGA-42....86
4.3.1.8. FRAGA-46....89
4.3.1.9. FRAGA-47....92
4.3.1.10. FRAGA-48....95
4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO....98
4.4.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)....99
4.4.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)....99
4.4.3. RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)....100
4.4.4. PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSION (PRI)....100
4.4.5. COSTOS OPERACIONALES....101
4.4.6. CONSIDERACIONES PARA EL ANALISIS ECONÓMICO....101
4.5. PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES DESDE EL PUNTO DE VISTA ECONÓMICO....103
4.5.1. DESCRIPCION DE LOS POZOS SELCCIONADOS. 106
CAPITULO V....107
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES....107
5.1. CONCLUSIONES....107

5.2. RECOMENDACIONES.....108

BIBLIOGRAFÍA.....110

ANEXOS.....112

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Definición de potencial de producción..... 4
Figura 2. Distribución de la presión en un pozo con daño..... 7
Figura 3. Taponamiento Poroso.....10
Figura 4. Esquema de una emulsión.....13
Figura 5.Perforación en una formación débil.....13
Figura 6.Parámetros de Perforación 15
Figura 7. Regímenes de Flujo.....17
Figura 8. Índice de productividad 18
Figura 9. Curva IPR 21
Figura 10. Índice de productividad Compuesto, para reservorios Sub-saturados.....22
Figura 11.Standing, IPR para diferentes Eficiencias de Flujo.....23
Figura 12.Procedimiento a seguir con la ecuación de Fetkovich.....24
Figura 13. Procedimiento a seguir con la ecuación de Jones.....25
Figura 14.Sistema de Producción. 26
Figura 15.Puntos de Presión del Sistema de Producción.....27
Figura 16.Ubicación de los nodos en el sistema de producción. 28
Figura 17. Componentes del sistema de producción.....29
Figura 18. Curva IPR resultado del análisis nodal.....30
Figura 19. Ubicación del nodo solución en el fondo del pozo.....30
Figura 20. División de los componentes del sistema de producción, con el nodo ubicado en el fondo del pozo.....31
Figura 21. Curva IPR resultado del análisis nodal en el fondo del pozo.....31
Figura 22. Ubicación del Bloque Fraga. 33
Figura 23. Campos del Bloque Fraga. 34
Figura 24. Historial de Producción del Bloque Fraga. 37
Figura 25. Métodos de Levantamiento Artificial utilizados en el Bloque Fraga. 38
Figura 26. Metodología para el cálculo de potenciales de producción. 41

Figura 27. Análisis de Sensibilidad. 43
Figura 28. Sección de Presión de Yacimiento.....45
Figura 29. Sección de Producción del Pozo.....46
Figura 30. Sección de Producción de los pozos vecinos.....46
Figura 31. Sección de Información del Survey del Pozo. 46
Figura 32. Sección de Información PVT y curva IPR de Producción del Pozo. 47
Figura 33. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....48
Figura 34. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....48
Figura 35. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....49
Figura 36. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....49
Figura 37. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....50
Figura 38. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....50
Figura 39. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....51
Figura 40. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....51
Figura 41. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....52
Figura 42. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....52
Figura 43. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....53
Figura 44. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....53
Figura 45. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....54
Figura 46. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....54
Figura 47. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....55
Figura 48. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....55
Figura 49. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....56
Figura 50. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....56
Figura 51. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....57
Figura 52. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....57
Figura 53. Interfaz gráfica Software PIPESIM.....58
Figura 54. Sección de Potenciales del Pozo. 58
Figura 55. Resultados del análisis nodal Total del Campo.....62
Figura 56. Curvas IPR del pozo Fraga-08.....64
Figura 57. Diferencia de producción total actual de petróleo vs el potencial de yacimiento y el potencial técnico de producción de los pozos seleccionaos para el primer portafolio. 67
Figura 58. Historial de producción del pozo Fraga-01.....68
Figura 59. Registro eléctrico del pozo Fraga-01.....69
Figura 60. Curva IPR del pozo Fraga-01.....70

Figura 61. Historial de producción del pozo Fraga-07. ..... *71*
Figura 62. Registro eléctrico del pozo Fraga-07. ..... *72*
Figura 63. Curva IPR del pozo Fraga-07. ..... *73*
Figura 64. Historial de producción del pozo Fraga-08. ..... *74*
Figura 65. Registro eléctrico del pozo Fraga-08. ..... *75*
Figura 66. Curva IPR del pozo Fraga-08. ..... *76*
Figura 67. Historial de producción del pozo Fraga-20. ..... *77*
Figura 68. Registro eléctrico del pozo Fraga-20. ..... *78*
Figura 69. Curva IPR del pozo Fraga-20. ..... *79*
Figura 70. Historial de producción del pozo Fraga-29. ..... *80*
Figura 71. Registro eléctrico del pozo Fraga-29. ..... *81*
Figura 72. Curva IPR del pozo Fraga-29. ..... *82*
Figura 73. Historial de producción del pozo Fraga-41. ..... *83*
Figura 74. Registro eléctrico del pozo Fraga-41. ..... *84*
Figura 75. Curva IPR del pozo Fraga-41. ..... *85*
Figura 76. Historial de producción del pozo Fraga-42. ..... *86*
Figura 77. Registro eléctrico del pozo Fraga-42. ..... *87*
Figura 78. Curva IPR del pozo Fraga-42. ..... *88*
Figura 79. Historial de producción del pozo Fraga-46. ..... *89*
Figura 80. Registro eléctrico del pozo Fraga-46. ..... *90*
Figura 81. Curva IPR del pozo Fraga-46. ..... *91*
Figura 82. Historial de producción del pozo Fraga-47. ..... *92*
Figura 83. Registro eléctrico del pozo Fraga-47. ..... *93*
Figura 84. Curva IPR del pozo Fraga-47. ..... *94*
Figura 85. Historial de producción del pozo Fraga-48. ..... *95*
Figura 86. Registro eléctrico del pozo Fraga-48. ..... *96*
Figura 87. Curva IPR del pozo Fraga-48. ..... *97*

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores promedio del Daño 8
Tabla 2. Ubicación de los nodos en el sistema de producción. 28
Tabla 3. Condiciones del pozo obtenidas de la Figura 20. 32
Tabla 4. Litología de las arenas productoras del Bloque Fraga. 36
Tabla 5. Parámetros PVT por arena productora del Campo López Ruiz. 38
Tabla 6. Métodos de Levantamiento Artificial utilizados en el Campo López Ruiz 39
Tabla 7. Correlaciones que utiliza PIPESIM. 40
Tabla 8. Mejores correlaciones de acuerdo al caso que se presente. 40
Tabla 9. Presión de Fondo Fluyente para el cálculo del potencial Teórico de Producción, en cada arena productora. 44
Tabla 10. Pozos del campo López Ruiz. 60
Tabla 11. Resultados del análisis nodal por Pozo. 61
Tabla 12. Datos del Pozo Fraga-08 63
Tabla 13. Valores Obtenidos de la aplicación de las ecuaciones. 63
Tabla 14. Comparación de Resultados. 64
Tabla 15. Consideraciones respecto a los valores de Daño obtenidos. 66
Tabla 16. Portafolio de oportunidades desde el punto de vista técnico. 67
Tabla 17. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Superior, Pozo Fraga-01 69
Tabla 18. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-01 70
Tabla 19. Parámetros Petrofísicos reservorio T Inferior, Pozo Fraga-07 72
Tabla 20. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-07 73
Tabla 21. Historial de reacondicionamientos del pozo Fraga-08 74
Tabla 22. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Inferior, Pozo Fraga-08 75
Tabla 23. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-08 76
Tabla 24. Historial de reacondicionamientos del pozo Fraga-20 77
Tabla 25. Parámetros Petrofísicos reservorio U Inferior, Pozo Fraga-20. 78
Tabla 26. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-20 79
Tabla 27. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Superior, Pozo Fraga-29 81
Tabla 28. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-29 82
Tabla 29. Parámetros Petrofísicos reservorio T Inferior, Pozo Fraga-41 84
Tabla 30. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-41 85
Tabla 31. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Superior, Pozo Fraga-42 87
Tabla 32. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-42 88
Tabla 33. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Superior, Pozo Fraga-46 90

Tabla 34. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-46 91
Tabla 35. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Superior, Pozo Fraga-47.....93
Tabla 36. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-47 94
Tabla 37. Parámetros Petrofísicos reservorio T Inferior, Pozo Fraga-48.....96
Tabla 38. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-48 97
Tabla 39. Resumen de oportunidades delos pozos seleccionados. 98
Tabla 40. Costos Operacionales asignados para el año 2017. 101
Tabla 41. Producciones y declinaciones estimadas. 103
Tabla 42. Portafolio de oportunidades desde el punto de vista económico. 104
Tabla 43. Análisis Económico de todo el proyecto. 105
Tabla 44.Resumen del Análisis Económico por pozo.....106

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 5. Daño ..... ***¡Error! Marcador no definido.***
Ecuación 6. Componentes de daño para pozos verticales . ***¡Error! Marcador no definido.***
Ecuación 10: Índice de productividad..... ***¡Error! Marcador no definido.***
Ecuación 14: Eficiencia de Flujo ..... ***¡Error! Marcador no definido.***
Ecuación 15. Vogel..... ***¡Error! Marcador no definido.***
Ecuación 20. Fetkovich..... ***¡Error! Marcador no definido.***
Ecuación 21. Jones ..... ***¡Error! Marcador no definido.***
Ecuación 28. VAN..... ***¡Error! Marcador no definido.****7*
Ecuación 29. TIR. ..... ***¡Error! Marcador no definido.****7*
Ecuación 30. RCB ..... ***¡Error! Marcador no definido.****8*
Ecuación 31. PRI ..... ***¡Error! Marcador no definido.****8*
Ecuación 32. Ingresos ..... ***¡Error! Marcador no definido.****9*
Ecuación 33. Egresos..... ***¡Error! Marcador no definido.***
Ecuación 34. Ingreso Gravable..... ***¡Error! Marcador no definido.***
Ecuación 35. Declinación de producción exponencial..... ***¡Error! Marcador no definido.***

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Geometria del Pozo. 112
Anexo 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente del Ecuador..... 113
Anexo 3. PVT del Bloque Fraga..... 115
Anexo 4. Grafica IPR de los pozos del campo. 117
Anexo 5. Potenciales calculados vs producción actual de cada pozo. 142
Anexo 6. Diagrama Mecánico Actual de los pozos del portafolio de oportunidades 143
Anexo 7. Registro de Cemento de los pozos de los pozos del portafolio de oportunidades 153
Anexo 8.Costos Operacionales Desglosados 158
Anexo 9. Análisis Económico por Pozo..... 163

SIMBOLOGÍA

SIMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	Gravedad Especifica en grados API	
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo	L^3
BAPD	Barriles de Agua por Día	L^3/t
BFPD	Barriles de Fluido por Día	L^3/t
BPPD	Barriles de Petróleo por Día	L^3/t
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos	%
F	Grados Farenheit	T
Ft	Pies	L
H Neto	Espesor Neto de la Formación	L
K	Permeabilidad Efectiva	L^2
MD	Profundidad Verdadera	Ft
Pb	Presión de Burbuja	M/Lt^2
PIP	Presión De Fluido en el Intake	M/Lt^2
Pr	Presión de Yacimiento	M/Lt^2
PRI	Periodo de Recuperación de Inversión	T
Psi	Libra por pulgada cuadrada	M/Lt^2
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
Pwh	Presión de Cabeza	M/Lt^2
Pwf	Presión de Fondo Fluyente	M/Lt^2
Q	Caudal de Fluido	L^3/t
Qo	Caudal de Petróleo	L^3/t
Rd	Radio de Petróleo Drenado	L
RCB	Relación Costo Beneficio	
S	Daño de Formación (Skin)	
TIR	Tasa Interna de Retorno	%
TVD	Profundidad Vertical Verdadera	L
VAN	Valor Actual Neto	
Uo	Viscosidad del Petróleo	M/Lt
WO	WorkOver Trabajo de Reacondicionamiento	

RESUMEN

El trabajo realizado y presentado en este documento fue desarrollado con la cooperación de la empresa SHAYA ECUADOR S.A, y los resultados obtenidos servirán para las campañas de optimización del Bloque Fraga, el cual está adjudicado a la empresa antes mencionada.

El Bloque Fraga está compuesto por 16 campos, uno de los campos más importantes es el campo López Ruiz, seleccionado para el estudio. El análisis nodal, usado ampliamente en sistemas de producción de pozos de petróleo, fue aplicado para optimizar la producción del campo de estudio, siendo este el objetivo principal de este trabajo.

El Campo López Ruiz es un excelente candidato para someterse al análisis nodal y lograr incrementar su producción, ya que sus pozos aportan un porcentaje significativo a la producción total del Bloque, y la optimización de estos pozos representaría un importante incremento de producción en general. Para este análisis se ha aplicado el Estándar de prácticas operacionales, SOP-001, del segmento SPM, de SCHLUMBERGER. Dicho estándar establece cuatro potenciales de producción que deben ser estimados como requerimientos operacionales, por esta razón y debido a la necesidad dentro de la empresa de conocer estos potenciales, se han estimado dos de los cuatro potenciales; el potencial de yacimiento, que representa el potencial máximo del campo, y el potencial teórico de producción, que representa el potencial ideal sin considerar el daño, mediante el uso del software PIPESIM. El alcance de este proyecto no contempla el cálculo de los potenciales considerando restricciones de flujo, sistemas de levantamiento artificial, choques, y equipos de superficie, ya que para el ejercicio de optimización se realizó el estudio solo a nivel de yacimiento. En base a los resultados obtenidos se estableció un portafolio de oportunidades de optimización que consta de diez pozos analizados técnicamente, y como segundo paso se realizó un análisis económico a los mismos pozos del primer portafolio, para priorizar las oportunidades antes establecidas y generar un portafolio final.

Para la elaboración de este trabajo se siguió una metodología, la cual se describe posteriormente, y se demuestra el beneficio de la aplicación de la misma, en cuanto a los resultados obtenidos, los cuales son la parte fundamental de este proyecto.

PALABRAS CLAVES: Optimización de Producción, Análisis Nodal, PIPESIM, Daño, estimulación matricial, recañoneo.

ABSTRACT

The study, showed in this document, was developed with the cooperation of the Company SHAYA ECUADOR S.A., and the results obtained will be used for the optimization campaigns of the Fraga Block, which is under the control of the company mentioned before.

The Fraga Block has 16 fields, one of the most important fields, is the López Ruiz Field, which was selectionated for the study. The Nodal analysis, which is very used in production systems, was used in order to optimize the Block, which is the principal goal of the study.

The López Ruiz field is an excellent candidate for the nodal analysis in order to increase its production, because the well's production of this field represents an important percent of the total production of the Block.

The SPM-PT-SOP-001 (Schlumberger Production Management Well Status & Potential Definition Standard Operating Practice) was used during the development of the study. The Standard has been prepared to communicate definition and methodology to be used for calculating Well Potential in all Assets operated by SPM. Because of the necessity of knowing the potentials of the Block, established in the Standard, two of the four potentials were estimated. This potentials calculated are: "The Well Reservoir Inflow Potential" and "The Theoretical Well Production Potential". The nodal analysis and the calculation of the potentials were made using the PIPESIM Software.

The study of the production potentials were made at the reservoir level, which means that the tubing components, facilities and chokes weren't considered.

Once the results were obtained, the wells with the best optimization opportunity were selectionated, 10 in total, in order to create an Optimization Portfolio. Then an economic study was made for each well of the portfolio, and with the results obtained, the Wells of the first portfolio were prioritized.

KEY WORDS: Production Optimization, Nodal Analysis, PIPESIM, Skin Factor, Matrix Stimulation.

PRESENTACIÓN

Este trabajo de titulación, describe el desarrollo de un proyecto para optimizar la producción de petróleo de uno de los campos pertenecientes al Bloque Fraga, utilizando para ello el análisis nodal y las definiciones de un Estándar de Practicas Operacionales del Segmento SPM de SCHLUMBERGER:

En la actualidad la aplicación de proyectos de optimización está enfocada a campos con un número importante de pozos ya existentes, con el objetivo de maximizar la producción y el factor de recobro de las reservas, para ello la aplicación de trabajos de reacondicionamiento es la opción principal al momento de desarrollar un proyecto de esta índole.

Este trabajo comprende un estudio completo de los potenciales de yacimiento del campo mediante el análisis nodal, presión actual del pozo, presión de fondo fluyente de cada uno de los pozos, y cuantificación del daño de formación. Todo este estudio con el objetivo de seleccionar los pozos con mejores oportunidades de optimización.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN Y JUSTIFICACIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

Para planificar el desarrollo y el potencial de producción de un yacimiento con respecto al sistema de producción y su evaluación económica, es necesario predecir el comportamiento del yacimiento a través de la IPR de sus pozos productores. (Klins & Clark, 1993)

El índice de productividad (IP) está definido como la relación entre la razón de flujo y la caída de presión del yacimiento, es una característica del comportamiento de la formación que ayuda a definir la facilidad con que los fluidos están pasando desde la formación hasta el pozo. (Díaz Viloria, 2009)

Las curvas IPR (Inflow Performance Relationship) son usadas como un método para optimizar los parámetros de producción y para determinar las curvas de comportamiento de los pozos.

El cálculo de productividad se realiza para priorizar las distintas oportunidades de trabajo en los pozos en los que se analizarán los posibles escenarios que se den a futuro y la manera de intervenirlos. Por medio de este cálculo se puede determinar un método de producción óptimo, diseño de levantamiento artificial[1], y estimulación ya sea acidificación matricial o fracturamiento hidráulico.

Cuando la roca reservorio ha sido dañada por causas artificiales se dice que existe un daño en la formación. Se define como daño de formación al cambio de permeabilidad[2] y porosidad[3] en las zonas aledañas al pozo que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. El daño como se mencionó anteriormente es una causa artificial, que reduce la producción de una capa productiva[4], no es posible evitarlo, por lo tanto debe ser minimizado. (Shaya Ecuador S.A, 2017)

La prevención del daño apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan con el mínimo daño evitando así que la producción se vea afectada. El estudio de los Índices

---

[1] Levantamiento Artificial: se refiere al uso de medios artificiales para incrementar el flujo de fluidos, tales como petróleo, agua y gas, desde pozos de producción hacia la superficie.

[2] Permeabilidad: es la capacidad de la roca para permitir que un fluido fluya a través de ella.

[3] Porosidad: es la capacidad de la roca para almacenar fluidos.

[4] Capa Productiva: arena que almacena el fluido a producir.

de producción es un tema relevante para las entidades relacionadas al desarrollo y producción de los campos petrolíferos debido a su aplicación a nivel mundial. (Nogueda Montalvo, 2011)

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

- Elaborar un plan de optimización a través de la estimación de potenciales máximos de producción.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Construir modelos representativos de cada pozo que integra el campo de estudio.
- Estimar potenciales máximos de producción
- Identificar y cuantificar la diferencia entre el potencial máximo y la producción actual de los pozos.
- Elaborar un portafolio de oportunidades para 10 pozos del campo
- Jerarquizar las oportunidades de optimización a partir del portafolio elaborado.
- Realizar una evaluación económica de 10 pozos que cuenten con mayor oportunidad de optimización desde el punto de vista técnico, para de esta manera jerarquizar estas oportunidades desde el punto de vista económico.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La empresa SHAYA ECUADOR SA. ha visto la necesidad de incrementar la producción en los campos del bloque adjudicado, por lo que ha incrementado el interés por tener bien definidos los potenciales de reservorio en los que se desprecie los factores que afectan la productividad de los pozos y que reflejen el potencial máximo de producción, con el fin de observar la desviación existente entre la producción real y la máxima estimada, buscando optimizar la producción y de esta manera cumplir con el SOP-001 (Estándar Operating Practice) de SPM (Schlumberger Production Managment) “Well Status & Potencial Definition Estándar Operating Practice”. El cual establece dentro de sus mínimos requerimientos que con el fin de pronosticar los volúmenes de producción disponibles debe realizarse una estimación del potencial de producción por pozo y se debe seguir un método en el que se debe estimar y conocer cuatro potenciales de producción:

1. Potencial del Yacimiento: en inglés conocido como “Well Reservoir Inflow Potential” (WRIP) es el potencial de producción del pozo calculado a la presión Datum, asumiendo condiciones de presión atmosférica al fondo del pozo, y daño

cero. Este se ajusta a las condiciones del reservorio como, la declinación de presión, producción de agua y de gas, y el control de la conificación de agua y de gas.

2. Potencial teórico de producción: en inglés conocido como "Theoretical Well Production Potential" (TWPP), es el potencial de producción calculado tomando en cuenta las siguientes consideraciones:
   - Capacidad conductora
   - Condiciones de seguridad
   - Facilidades de contractura en los parámetros iniciales de diseño.

   Este potencial puede ser calculado por medio de un análisis nodal o una simulación numérica. En el análisis nodal es importante que se utilice curvas IPR que hayan sido desarrolladas con información validada del pozo de estudio. Es importante que la información que se utilice para desarrollar estos modelos sea la óptima. El potencial teórico de producción es obtenido por medio de un ajuste histórico a la información utilizada.

3. Potencial restringido de producción: en inglés conocido como "Constrained Technical Well Production Potential" (CTWPP), es calculado en base a las pocas limitaciones presentadas durante la vida del campo como:
   - Restricciones de la capacidad de inyección de gas.
   - Facilidad de formación de cuellos de botella.
   - Restricciones de la capacidad eléctrica.
   - Restricciones impuestas debido a los depósitos en el pozo, como escala[5].
   - Consideraciones del comportamiento del pozo, como el daño, producción de arena y otros.

   Este potencial de producción de debería se calculado modificando levemente la simulaciones del pozo, y el análisis nodal tomando en cuenta las consideraciones antes nombradas.

4. Potencial Operativo: en inglés es conocido como "Operational Well Technical Production Potential" (OWTPP). El cálculo de este potencial de producción se lo

[5] Escala: también conocido como incrustaciones, son depósitos producto de la acumulación de sedimentos minerales, y que se incrustan en los orificios de los cañoneos o de las facilidades instaladas. La mayor cantidad de incrustaciones se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación,

realiza tomando en cuenta todas las pérdidas que se presentan en el pozo, las que pueden ser causadas por:

- Mantenimiento del pozo y actividades de intervención, como inspecciones.
- Actividades en las facilidades del pozo.
- Apagados del pozo planeados.
- Monitoreo del pozo y de las facilidades[6] instaladas.
- Eventos forzados

El potencial operativo del pozo es definido como el potencial máximo sustentable de producción o inyección de un pozo, tomando en consideración todos los factores de restricción del reservorio, pozo y sus facilidades. (SCHLUMBERGER, SPM Well Status & Potencial Definition Standar Operating Practice, 2012)

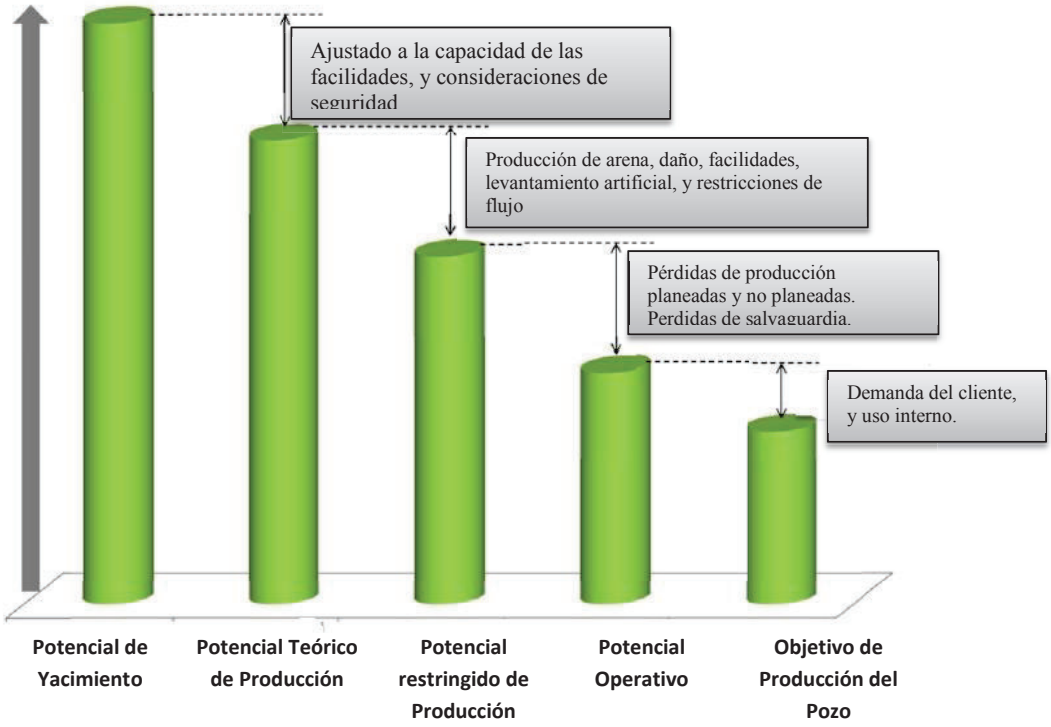


Figura 1. Definición de potencial de producción
Fuente: (SCHLUMBERGER, SPM Well Status & Potencial Definition Standar Operating Practice, 2012)
Modificado por: Santiago Aguayo

[6] Facilidades: conjunto de equipos instalados para la producción de los fluidos del pozo.

El Bloque Fraga, tiene una extensión de 750 km2. Este bloque abarca 16 campos petrolíferos, siendo el campo López Ruiz uno de los más grandes e importantes.

El campo López Ruiz, seleccionado para este estudio, cuenta con 50 completaciones[7] activas, las cuales manejan una tasa de producción de 21,957 BFPD aproximados. (SHAYA, 2017)

El estudio que tiene la finalidad de evaluar el potencial máximo del campo López Ruiz, mediante la elaboración de los índices de productividad actuales y de los índices de productividad asumiendo un daño de formación cero a una presión optima de fondo fluyente para cada arena, que permita conocer el escenario actual del pozo, y el escenario ideal que refleje las condiciones máximas de productividad del mismo. En base a los resultados obtenidos, se desarrolló un plan de optimización el cual consta de 10 pozos con las mejores condiciones, orientado a incrementar la producción actual de petróleo en el campo de estudio.

1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DEL TRABAJO

El trabajo desarrollado es importante dentro del área de Ingeniería de Producción principalmente en análisis nodal y en el análisis de índices de producción, ya que estos estudios pueden ser utilizados para analizar problemas en pozos y poder definir el procedimiento a seguir una vez conocido el escenario obteniendo como resultado un incremento de la producción.

El desarrollo de este proyecto provee soluciones eficientes plasmadas en un plan que facilite y optimice la producción además que permita conocer cuál es la máxima producción del campo, lo que ayuda a crear planes de acción a corto, mediano y largo plazo para mejorar los índices de desempeño. El plan de optimización desarrollado permitirá a los involucrados directos, tomar medidas de acción efectivas que permitan materializar el portafolio de oportunidades en una campaña de trabajos de Reacondicionamiento. Los resultados obtenidos servirán tanto para uso de la empresa SHAYA ECUADOR S.A., la cual está comprometida en implementar el plan de trabajo ya que va encaminado dentro de la estrategia global de optimización de producción, así como para la empresa estatal PETROAMAZONAS EP. Estas empresas serán las beneficiadas directamente ya que son responsables del desarrollo del Bloque Fraga, pero también servirá de apoyo para todas las empresas privadas dedicadas a las operaciones hidrocarburíferas que requieran desarrollar y potencializar la producción de sus campos.

---

[7]Completación: conjunto de equipos instalados en el fondo de un pozo petrolero, los cuales permiten la extracción del fluido.

CAPITULO II

DAÑO Y ANÁLISIS NODAL

2.1. DAÑO

2.1.1. INTRODUCCIÓN

El daño de formación se define como cualquier restricción al flujo de los fluidos dentro del medio poroso. Este efecto puede ser producido por causas de diferente naturaleza pero que afectan al pozo de manera mecánica al intentar producir del yacimiento.

El efecto más importante producido por un daño en la formación es la disminución de la tasa de producción de petróleo, pero no es con este parámetro con el que se sabe si este fenómeno se está presentando en el pozo, ya que la tasa también se ve afectada por posibles defectos de los sistemas de levantamiento o del diseño de la tubería. Por lo tanto debe realizarse el análisis mediante el índice de productividad con respecto a otros pozos existentes (Carrión, S-F).

Durante las operaciones de perforación y completación, la permeabilidad de la formación en la sección cercana al pozo puede ser alterada, esta zona es conocida como la zona dañada. La invasión de fluidos de perforación[8], la dispersión de arcillas[9], presencia de revoque[10] y cemento, y la presencia de una gran saturación de gas alrededor del pozo, son algunos de los factores que afectan esta zona cercana al pozo. Sin embargo un exitoso tratamiento de estimulación tal como acidificar o fracturar, resulta en un incremento de la permeabilidad en los alrededores del pozo, reduciendo así el daño de formación. (Economides, 2012).

El efecto del daño en la cara del pozo se observa en la figura 2.

El factor de daño como se observa en la ecuación 5 es una constante que relaciona la caída de presión con el caudal y la conductividad de la formación.

---

[8] Fluido de Perforación: conocido como lodo de perforación, es un líquido o gas que circula a través de la sarta de perforación hasta el fondo del pozo y regresa a la superficie, durante las actividades de perforación.

[9] Arcillas: sedimento de grano fino, cuyo tamaño es menor que 0,0039 mm.

[10] Revoque: es el residuo depositado sobre un medio permeable cuando una lechada, tal como un fluido de perforación, es forzado contra el medio bajo presión.

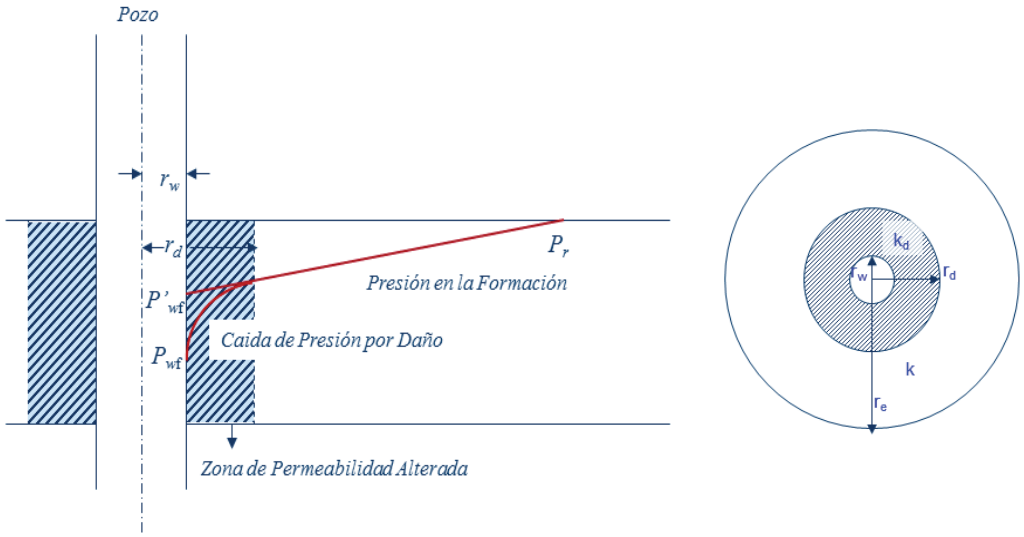


Figura 2. Distribución de la presión en un pozo con daño.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo.

$$q_o = \frac{kh\left(\bar{P}_r - P_{wf}\right)}{141.2\ \mu_o\beta_o\left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75\right]} \tag{1}$$

$$\Delta P_{skin} = \left[\frac{141.2\ q_o\mu_o\beta_o}{k_d h}\left\{\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right) - 0.75\right\}\right] - \left[\frac{141.2\ q_o\mu_o\beta_o}{kh}\left\{\ln\left(\frac{r_e}{r_d}\right) - 0.75\right\}\right] \tag{2}$$

$$\Delta P_{skin} = \frac{141.2\ q_o\mu_o\beta_o}{kh}\ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right)\left(\frac{k}{k_d} - 1\right) \tag{3}$$

$$S = \ln\left(\frac{r_d}{r_w}\right)\left(\frac{k}{k_d} - 1\right) \tag{4}$$

$$S = \frac{\Delta P_{skin}}{\left(\frac{141.2\ q_o\mu_o\beta_o}{kh}\right)} \tag{5}$$

Dónde:

$\Delta P_{skin} = \left(P'_{wf} - P_{wf}\right)$: Diferencia de presión de fondo fluyente en la zona dañada. (PSI)

q_o: Caudal de petróleo que ingresa al pozo (STD Barril/día).

μ_o: Viscosidad de petróleo, (cp).

β_o: Factor volumétrico de petróleo, (bbl/stdbbl).

k: Permeabilidad de la formación, (md).

h: Espesor neto de la formación, (ft).

r_d: Radio de la zona con daño, (ft).

r_w: Radio del pozo, (ft).

r_e: Radio de drenaje, (ft).

El daño de un pozo puede ser positivo o negativo, bajo estas características, la producción es afectada dependiendo el daño que se tenga, esta disminuye al tener un daño positivo pero si el daño es negativo la producción aumenta. Es de interés general determinar las razones por las que se produce el daño, y las maneras de manipularlo de acuerdo a las necesidades que tengamos. Dependiendo de los valores que pueda tomar el daño se puede realizar un análisis de la condición en la que se encuentra el pozo. (Economides, 2012)

Tenemos tres condiciones del pozo generalizadas en base al valor del daño.

Pozo Dañado $S > 0$

Pozo sin Daño $S = 0$

Pozo Estimulado $S < 0$

	Valor del Daño	
Daño Extremo	300	
	200	
	100	
Empacadura de Grava	50	
	10	Empacadura de Fractura
Permeabilidad alta. Fracturamiento	0	
	-1	
	-2	Fracturamiento Acido
Fracturamiento "Normal"	-3	
	-4	
	-5	
Fracturamiento Hidráulico Masivo	-6	
	-7	

Tabla 1. Valores promedio del Daño
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

En este capítulo se presenta los componentes del daño en pozos verticales e inclinados ya que el estudio desarrollado fue realizado en pozos de este tipo, y los mecanismos de daño de formación, información que es relevante y complementaria en el estudio presentado.

2.1.2. COMPONENTES DEL DAÑO PARA POZOS VERTICALES E INCLINADOS.

El efecto total de daño para un pozo vertical o inclinado consiste en un número de componentes, los cuales pueden ser añadidos en conjunto para obtener la ecuación 6: (Economides, 2012)

$$s = \left(S_{comp}\right)_d + S_c + S_\theta + \sum S_{pseudo} \quad (6)$$

Dónde:

$\left(S_{comp}\right)_d$: es el efecto combinado del daño por la completación y por la permeabilidad circundante a la completación.

S_c: es el daño debido al completamiento parcial.

S_θ: es el efecto del daño debido a la inclinación del pozo.

$\sum S_{pseudo}$: es la suma de todos los pseudodaños, los cuales incluyen los efectos del daño que dependen de las fases y el caudal.

Todos estos componentes causan alteraciones al comportamiento del flujo y de la caída de presión con flujo radial, en cualquier tipo de pozo, ya sea vertical o inclinado, que tenga una permeabilidad uniforme a lo largo de una tubería.

Otros componentes de daño deben ser introducidos dependiendo del tipo de configuración de flujo que se tenga. Si la configuración está asociada a una fractura debemos tener muy en cuenta esta consideración.

La mayoría de los efectos de daño durante el pre tratamiento no son tomados en cuenta y no tienen impacto en el desarrollo post tratamiento del pozo. En general no es correcto tomar en cuenta efectos de daño del pre tratamiento del pozo para un estudio post tratamiento. (Economides, 2012)

2.1.3. MECANISMOS DE DAÑO DE FORMACIÓN

2.1.3.1. Taponamiento del espacio poroso

El medio poroso es un conjunto complejo de granos de minerales con formas irregulares y espacios vacíos, conocidos como poros, los cuales están distribuidos irregularmente a lo largo de la roca proveyendo la vía para el transporte del fluido. Esta compleja estructura puede ser idealizada como un conjunto de largas cámaras, mejor conocido como cuerpo poroso, conectadas entre sí por las gargantas porosas. La permeabilidad del medio está controlada por el número de gargantas que mantengan en contacto a las cámaras porosas.

Cuando las arcillas[11] se mueven a través del medio poroso, a menudo, se depositan, y cuando estos depósitos ocurren en las gargantas porosas, reducen de manera drástica la permeabilidad del medio.

El taponamiento poroso se puede dar de tres maneras muy comunes, las cuales se representan en la figura 3.

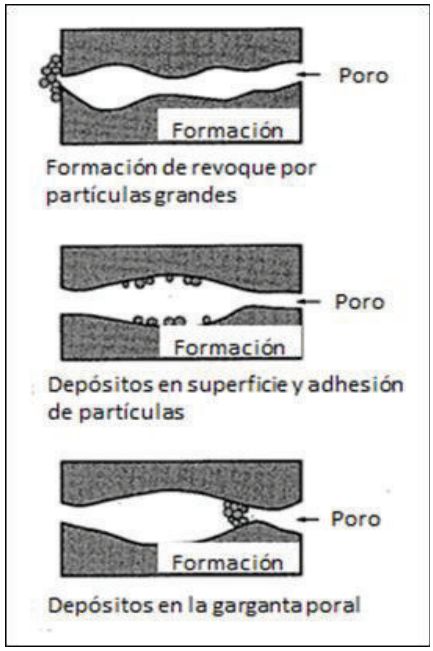


Figura 3. Taponamiento Poroso
FUENTE: (Economides, 2012)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

Primer caso: Formación de una costra por partículas grandes, en la parte externa del medio poroso, aunque reduce la habilidad de transportar fluidos al medio poroso, este es fácil de remover o de evitar.

Segundo caso: finos más pequeños pasan a través del medio poroso y se adhieren a la superficie del poro, resultando en un pequeño cambio a la permeabilidad.

Tercer Caso: puede resultar del segundo caso, los finos se depositan en la garganta del poro, dentro de la cámara porosa, lo que ocasiona el taponamiento. (Economides, 2012)

2.1.3.2. Migración de finos.

Los finos responsables del taponamiento de las gargantas porosas, pueden venir de fuentes externas, como de los fluidos de perforación, o se pueden originar en el mismo medio poroso. Estos finos pueden ser movilizados por un cambio en la composición

[11] Arcillas: en un sentido amplio, partículas muy pequeñas, ya sea de una roca, muestra de lodo o aditivo para lodo.

química del agua o simplemente pueden entrar mecánicamente, debido a las fuerzas de cizallamiento [12]aplicadas por el fluido en movimiento. El daño a la formación es a menudo causado por la migración de partículas de arcilla muy finas, cuando la salinidad en el agua intersticial [13]es reducida si se cambia su composición iónica. Por este motivo, cualquier fluido que este en contacto con los fluidos de la formación deben tener una composición iónica que no genere daño.

Numerosos estudios muestran que una vez disminuida la salinidad de la salmuera fluyendo a través de una arena se causará daño a la formación por dispersión de arcillas, este fenómeno conocido como sensibilidad al agua, depende de la presencia de cationes en la salmuera, su pH[14], y la rata de salinidad[15] que se ha cambiado. En general los cationes monovalentes son mucho más dañinos que los divalentes y trivalentes, y a mayor pH el medio poroso es más sensible a cualquier cambio en la salinidad. Para prevenir la dispersión de arcillas debido al cambio de salinidad, cualquier fluido que pueda estar en contacto con la formación debe tener una concentración mínima de un ion monovalente, o su equivalente en fracción de iones divalentes. (Economides, 2012)

2.1.3.3. Precipitación Química

La precipitación de solidos de una salmuera o del petróleo en la formación puede causar un severo daño a la formación cuando estos solidos taponan el espacio poroso. Los precipitados formados pueden ser especies orgánicas precipitadas del petróleo. La precipitación puede darse debido a cambios en la temperatura o presión cerca de la cara del pozo o de alteraciones en la composición de la fase[16], debido a los fluidos inyectados.

Los precipitados inorgánicos que causan daño a la formación son usualmente cationes divalentes como calcio o bario combinado con iones de carbonado o sulfato.

Las especies orgánicas más comunes que causan daño a la formación son las parafinas y asfáltenos, las parafinas son cadenas largas de hidrocarburos que precipitan del petróleo cuando la temperatura es reducida. Los asfáltenos son componentes aromáticos y naftenos de alto peso molecular los cuales se cree que están

---

[12] Fuerza de cizallamiento: fuerza interna que desarrolla un cuerpo como respuesta a una fuerza cortante y que es tangencial a la superficie sobre la que actúa, también es conocida como esfuerzo cortante.

[13] Agua Intersticial: agua presente naturalmente en los poros de la roca, conocida también como agua de formación.

[14] pH: potencial del Ion de hidrógeno.

[15] Salinidad: contenido de sales de minerales disueltas en un cuerpo de agua.

[16] Fase: referente al fluido que se encuentra en el yacimiento.

coloidalmente[17] dispersos en el crudo. Este estado coloidal es estabilizado por la presencia de resinas[18]. (Economides, 2012)

2.1.3.4. Daño por fluido: emulsiones, permeabilidad relativa, y cambios de mojabilidad.

El daño de formación puede ser causado por cambios en los mismos fluidos más que por algún cambio en la permeabilidad de la roca. El daño causado por fluidos es debido a un cambio en la viscosidad aparente de la fase del petróleo o por algún cambio en la permeabilidad relativa. Estos tipos de daño se los considera como temporales porque los fluidos son móviles y teóricamente todos pueden ser removidos desde la vecindad del pozo. Como sea, remover este daño a veces es difícil.

La formación de emulsiones[19] de agua en petróleo en la roca del reservorio alrededor de la cara del pozo puede causar daño ya que la viscosidad aparente de la emulsión puede ser mayor que la del petróleo.

Las emulsiones son comúnmente causadas por la mezcla mecánica de petróleo con el agua lo cual rompe una de las fases en pequeñas gotas dispersas en la otra fase. En la formación las emulsiones se forman químicamente a través de la introducción de surfactantes o finos que tienden a estabilizarse en pequeñas gotas. Aparentemente el daño a la formación puede ser causado debido a un simple aumento en la saturación del agua alrededor del pozo, resultando en la reducción de la permeabilidad del petróleo. Este efecto llamado bloqueo de agua, puede ocurrir siempre cuando se introduzca un fluido acuoso en la formación.

Algunos químicos pueden alterar la mojabilidad de la formación, cambiando las características de permeabilidad relativa de la formación entera. Si una formación mojada al agua, cambia su mojabilidad alrededor del pozo, a mojada por petróleo, la permeabilidad relativa del petróleo puede reducir bastante en la región cercana al pozo. (Economides, 2012)

En la figura 4, se puede apreciar de una manera esquemática una emulsión.

---

[17] Coloidal: que forma un sistema con la presencia de dos o más fases, normalmente una liquida y otra dispersa en forma de finos.

[18] Resinas: material orgánico que tiene baja solubilidad, constituye uno de los cuatro componentes principales del petróleo. Contribuye con la adherencia y viscosidad del petróleo pesado.

[19] Emulsión: dispersión de gotas de un líquido en otro líquido con el cual no es completamente miscible. La mezcla que se forma puede ser más o menos homogénea.

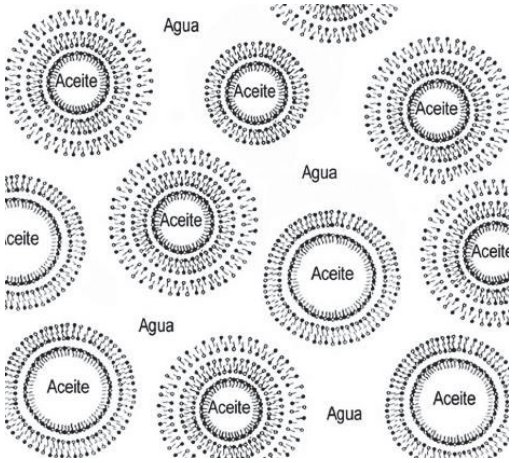


Figura 4. Esquema de una emulsión
FUENTE: (Lillini, Pasquali, Pedemonte, Bregni, & Lavaselli, 2016).
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo.

2.1.3.5. Daño Mecánico

La formación cerca del pozo puede darse por choques físicos o por compactación de la roca. La pulverización y compactación de la roca durante las operaciones de perforación son consecuencias inevitables, lo que nos hace lidiar con una región dañada alrededor de la perforación como se indica en la figura 5.

El daño mecánico alrededor del pozo puede también resultar del colapso de una formación de un material débil alrededor del pozo, este tipo de daño es posible en formaciones friables[20] o aquellas formaciones débiles debido a la acidificación en la región cercana al pozo. (Economides, 2012)

Figura 5.Perforación en una formación débil.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

[20] Friable: que se desmenuza fácilmente.

2.1.3.6. Daño Biológico

Algunos pozos, en particular los pozos inyectores, son susceptibles al daño causado por bacterias en el ambiente cercano al pozo. Las bacterias en la formación, particularmente las bacterias anaeróbicas[21], pueden crecer rápidamente en la formación, taponando el espacio poroso con las mismas bacterias o con precipitados que resultan de la actividad biológica de los organismos. El daño biológico se previene tratando el agua inyectada antes de su inyección. (Economides, 2012)

2.1.4. FUENTES DE DAÑO A LA FORMACIÓN DURANTE ACTIVIDADES EN EL POZO

2.1.4.1. Daño durante la perforación

La fuente más común de daño a la formación en los pozos es durante el proceso de perforación. Este daño resulta de la invasión de las partículas del fluido de perforación y la filtración del mismo fluido de perforación en la formación. De las dos causas antes mencionadas la invasión de partículas del fluido de perforación es la que causa un daño más severo.

El depósito de partículas del lodo de perforación alrededor del pozo puede reducir severamente la permeabilidad en esta región critica, afortunadamente la profundidad de la invasión de estas partículas es usualmente pequeña siendo máximo de 1 pie de profundidad. Para minimizar este daño, las partículas del fluido de perforación deben ser más largas que los poros.

Los fluidos de perforación pueden dañar la formación por el movimiento de finos, precipitación o bloqueo por agua. La migración de finos y la precipitación pueden ser minimizadas considerando la composición iónica del fluido de perforación de tal manera que esta sea compatible con la formación. Si el bloqueo por agua es un serio problema, los lodos en base agua deben ser evitados. (Economides, 2012)

Los parámetros de perforación, que se recomienda aplicar, se pueden observar en la figura 6.

---

[21] Bacterias Anaeróbicas: bacterias que no necesitan oxígeno para vivir.

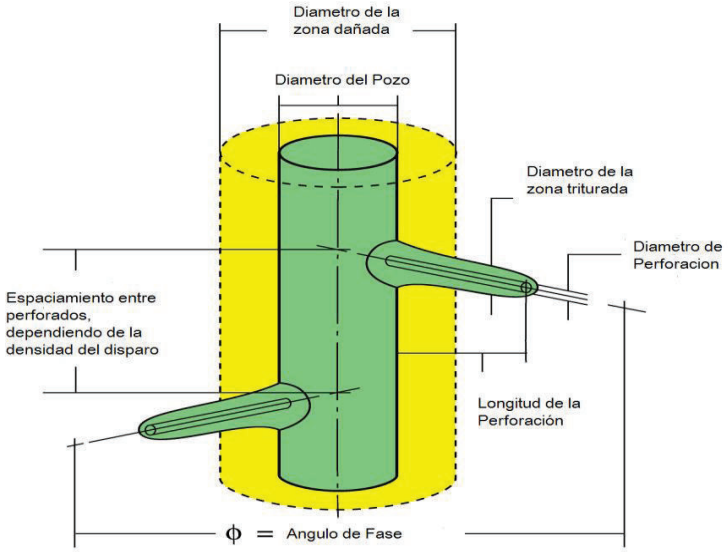


Figura 6.Parámetros de Perforación
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo.

2.1.4.2. Daño durante la completación.

Este daño puede ser causado por la invasión de fluidos de completación en la formación, por la cementación, perforación, o por las técnicas de simulación. Los fluidos de completación tienen como propósito mantener la presión en el pozo mayor a la de la formación, sobre-balance, debido a esta situación los fluidos son forzados a entrar en la formación. Si el fluido de completación tiene sólidos, o es químicamente incompatible con la formación, vamos a tener daños similares a los causados por el fluido de perforación. Por esta razón es muy importante que se filtre el fluido de completación para evitar así la inyección de solidos a la formación.

La filtración de cemento es otro daño potencial cuando este ingresa a la formación. Debido a que el cemento tiene una alta concentración de iones de calcio, se puede dar un daño por precipitación.

La perforación inevitablemente resultara en alguna trituración de la formación en las cercanías inmediatas del pozo. Este daño es minimizado perforando bajo-balance, es decir con la presión del pozo menor a la de la formación. (Economides, 2012)

2.1.4.3. Daño durante la producción.

El daño a la formación durante la producción puede ser causado por la migración de finos en la formación o por la precipitación. La alta velocidad en el medio poroso cerca al pozo es a veces suficiente para movilizar los finos que pueden taponar las gargantas porosas. Existen estudios que demuestran que existe una velocidad crítica sobre la cual puede ocurrir un daño a la formación por la migración de finos, pero no se puede especificar una

misma velocidad para todos los tipos de rocas ya que esta depende de las características del fluido y de la roca en particular donde se esté trabajando. Los finos por lo general pueden ser movilizados en la vecindad de un pozo productor, cuando empiece la producción de agua. Los finos se movilizan cuando la fase que los moja es móvil, y debido a que la mayoría de los finos de las formaciones son mojados al agua, la presencia de esta fase móvil, causara el movimiento de los finos. (Economides, 2012)

2.1.4.4. Daño durante la inyección.

Los pozos inyectores son susceptibles al daño de formación causado por la inyección de partículas sólidas, por la precipitación de debido a la incompatibilidad del agua inyectada y el agua de formación, o por el crecimiento de bacterias. La inyección de solidos siempre es peligrosa si el agua inyectada nos es filtrada correctamente. El daño por la precipitación de solidos puede ocurrir cuando se mezcla el agua inyectada con el agua de la formación lo cual lleva a la súpersaturación[22] de una o más especies químicas. La precipitación puede ocurrir en la formación incluso cuando el agua inyectada es aparentemente compatible con el agua de formación.

El agua de inyección puede contener bacterias, las cuales pueden taponar la formación tal y como lo hacen otras partículas sólidas. Las bacterias inyectadas pueden crecer en la vecindad del pozo causando un daño severo de formación. Por estos motivos el agua que se va a inyectar debe pasar por pruebas de presencia de bacterias, y se deben añadir bactericidas en el agua si se ha estimado que pueden causar un potencial daño a la formación. (Economides, 2012)

2.2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE FLUIDO DE FORMACIONES PRODUCTORAS (IPR)

2.2.1. ECUACIÓN DE DARCY PARA FLUJO PSEUDOESTABLE

Existen tres regímenes de flujo, flujo estable, flujo no estable, y flujo pseudo estable, siendo este último tipo de flujo el considerado para el desarrollo de este estudio.

Cuando la presión en diferentes puntos del reservorio está declinando en función del tiempo, a un caudal constante se caracteriza como un flujo pseudo estable.

[22] Súper-saturación: se refiere a una solución que ha pasado el límite de soluto que el solvente puede admitir, por lo que este exceso de soluto aparece como un precipitado.

Matemáticamente la definición de este régimen de flujo es descrita con la siguiente relación:

$$\left(\frac{\partial p}{\partial t}\right)_i = constante \tag{7}$$

La figura 7, muestra una comparación esquemática de la declinación de la presión en función de tiempo, para los tres regímenes de flujo.

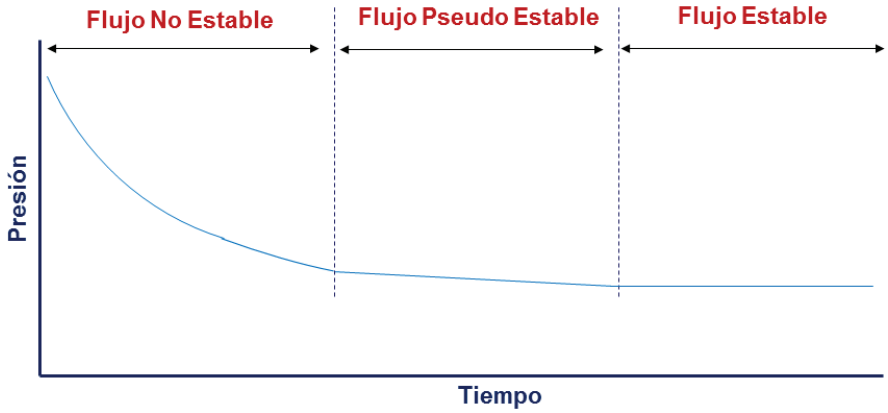


Figura 7. Regímenes de Flujo.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Para flujo Pseudo estable, se aplican las siguientes consideraciones; el reservorio es finito, la declinación de la presión en función del tiempo es constante, y la ecuación utilizada para este régimen es la siguiente:

Para daño = 0,

$$\bar{P}_r - P_{wf} = \frac{141.2\, q_o \beta_o \mu_o}{k_o h}[\ln(X) - 0.75] \tag{8}$$

Para daño ≠ 0,

$$\bar{P}_r - P_{wf} = \frac{141.2\, q_o \beta_o \mu_o}{k_o h}[\ln(X) - 0.75 + s] \tag{9}$$

Dónde:

X es obtenido para pozos con diferentes formas y posiciones en el área de drenaje. Por lo general se trabaja asumiendo flujo radial para este caso $X = \frac{r_e}{r_w}$, pero si se dispone de otra configuración, véase Anexo 1.

2.2.1.1. Índice De Productividad

El índice de productividad representa una simple aproximación para describir el comportamiento de un pozo. La producción aportada por el yacimiento es directamente proporcional a la diferencia de presión que existe entre el yacimiento y el pozo. La constante de proporcionalidad es el índice de productividad, conocido con la letra "J", para un pozo de petróleo.

$$J = \frac{q}{\bar{P}_r - P_{wf}} = \frac{kh}{\alpha_r \beta_o \mu_o} J_D \qquad (10)$$

Dónde:

q: Caudal de fluido que ingresa al pozo, (STD Barril/día).

$\bar{P}_r$: Presión promedia del reservorio, (PSI).

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, (PSI).

k: Permeabilidad de la formación, (md).

h: Espesor neto de la formación, (Ft).

α_r: Factor de forma.

β_o: Factor volumétrico de petróleo, (bbl/std bbl).

μ_o: Viscosidad de petróleo, (cp).

J_D: Índice de productividad adimensional

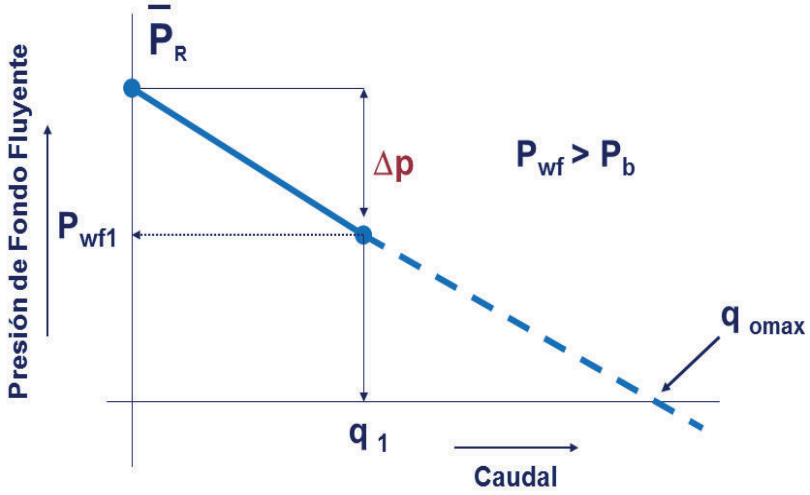


Figura 8. Índice de productividad
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

La escala típica de valores del índice de productividad en BPPD/LPC es la siguiente:

Baja Productividad	$J < 0.5$
Productividad Media	$0.5 < J < 1$
Alta Productividad	$1 < J < 2$
Excelente Productividad	$J > 2$

El índice de productividad adimensional, J_D, es bien representado para los diferentes regímenes de flujos:

Para pozos verticales con flujo Estable.

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + S} \tag{11}$$

Para pozos verticales con flujo Pseudo Estable.

$$J_D = \frac{1}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0{,}75 + S} \tag{12}$$

Para pozos verticales con flujo No Estable.

$$J_D = \frac{1}{p_D + S} \tag{13}$$

Dónde, para todas las ecuaciones anteriores:

r_e: Radio de Drenaje

r_w: Radio del Pozo

p_D: Presión Adimensional

S: Daño

2.2.2. EFICIENCIA DE FLUJO

El concepto de eficiencia de flujo fue introducido por Standing, para poder tomar en cuenta el daño. Esta es una medida cuantitativa de la condición del pozo. (Calispa Chiliguano & Proaño Guevara, 2011)

$$EF = \frac{\Delta P_{ideal}}{\Delta P_{real}} = \frac{\bar{P}_r - P_{wf} - \Delta P_s}{\bar{P}_r - P_{wf}} \tag{14}$$

Dónde:

$\bar{P}_r$: Presión promedia del reservorio, (PSI).

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, (PSI).

ΔP_s: Variación de presión de fondo fluyente con daño y sin daño. (PSI).

Para flujo radial,

$$EF = \frac{\ln \frac{0,47 r_e}{r_w}}{\ln \frac{0,47 r_e}{r_w} + S} \quad (14)$$

Dónde:

r_e: Radio de Drenaje.

r_w: Radio del Pozo

S: Daño

En base al valor del factor de eficiencia se puede estimar la condición del pozo:

Pozo estimulado $EF > 1$

Pozo sin daño $EF = 1$

Pozo dañado $EF < 1$

2.2.3. IPR EN YACIMIENTOS SUB-SATURADOS

Muchos de los componentes del sistema de producción de petróleo pueden ser considerados graficando la curva IPR (relación del comportamiento de afluencia). El IPR se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert, en 1954 fue el primero en proponer esta relación. El IPR se define en el rango de presión desde la presión promedia de Reservorio y la presión atmosférica. El caudal correspondiente a la presión atmosférica como presión dinámica de fondo, se define a flujo potencial completamente abierto al pozo, Q_{max}, mientras que el caudal a la presión promedio de reservorio en fondo, es siempre cero.

2.2.3.1. Ecuación de Vogel

En el caso del flujo bifásico, donde la presión promedio del reservorio se encuentre por debajo del punto de burbuja, es recomendable utilizar la ecuación de Vogel.

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2\left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right) - 0,8\left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right)^2 \quad (15)$$

Dónde:

q_o, caudal de producción

q_{max}, caudal de producción cuando $P_{wf} = 0$

P_{wf}, presión de fondo fluyente

$\bar{P}_r$, presión promedia del reservorio

La curva del IPR puede ser generada cualquiera sea, el caudal máximo q_{max}, como así también la presión promedio del reservorio $\bar{P}_r$, y el caudal q_o, a la correspondiente presión dinámica.

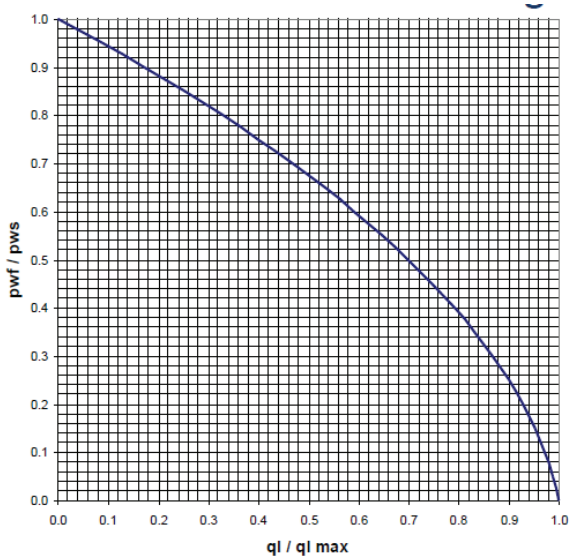


Figura 9. Curva IPR

FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

Para cualquier caso, se necesita conocer los valores verdaderos de presión del pozo, para lo cual es necesario contar con pruebas de presión del pozo, o si no se dispone de dichas pruebas, se puede realizar una aproximación usando información de pozos cercanos al pozo en estudio.

En el caso de tener una combinación de condiciones, podemos obtener el IPR Compuesto, el cual se basa en la ley de Darcy cuando las presiones de reservorio están por encima de la presión de punto de burbuja[23], y cuando la presión está por debajo de esta, se utiliza la ecuación de Vogel. Este IPR compuesto está particularmente utilizado cuando la presión de reservorio, está por encima del punto de burbuja y la presión dinámica de fondo está por debajo.

Por lo tanto, tenemos dos condiciones y en cada una de ellas se utilizará la ecuación correspondiente.

[23] Presión de Punto de Burbuja: presión a la cual sale la primero burbuja del gas en solución del petróleo.

Para $P_{wf} \geq P_b$:

$$q_o = J\left(\bar{P}_r - P_{wf}\right) \tag{16}$$

Dónde:

q_o: Caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día).

J: Índice de Productividad, (bppd/lpc).

$\bar{P}_r$: Presión promedia del reservorio, (PSI).

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, (PSI).

Para $P_{wf} < P_b$:

$$q_o = \left(q_b + \left(\frac{J \times P_b}{1.8}\right)\right)\left[1 - 0{,}2\left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0{,}8\left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2\right] \tag{17}$$

Dónde:

$q_b = J \times (\bar{P}_r - P_b)$: Caudal cuando $P_{wf} = P_b$, (STD Barril/día)

q_o: Caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día).

P_b: Presión de Burbuja, (PSI).

J: Índice de Productividad, (bppd/lpc).

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, (PSI).

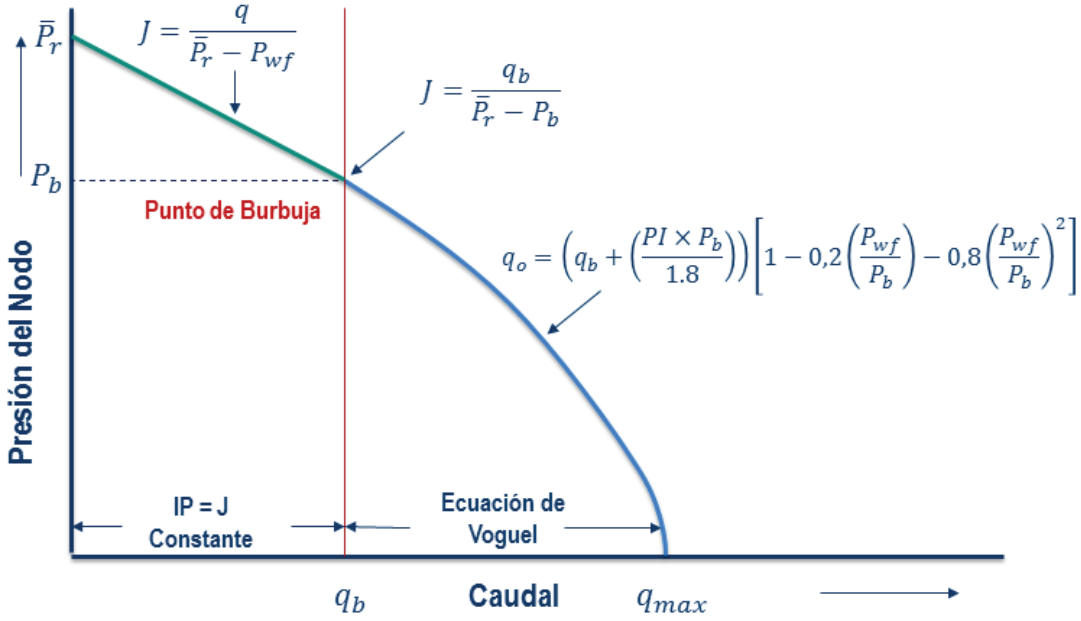


Figura 10. Índice de productividad Compuesto, para reservorios Sub-saturados.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Hay que considerar que la curva IPR calculada con la ecuación de Vogel es independiente del daño, y por lo tanto este es aplicado únicamente a pozos que no tienen daño. Standing extendió las curvas de IPR de Vogel, basándose en el concepto de eficiencia de flujo, para poderlas aplicar a pozos con daño o estimulaciones. (Hirschfeldt & Ruiz, Conceptos de Well Performance, 2008)

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0{,}2\left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r}\right) - 0{,}8\left(\frac{P'_{wf}}{\bar{P}_r}\right)^2 \quad (18)$$

Dónde:

$$P'_{wf} = \bar{P}_r - \left[\left(\bar{P}_r - P_{wf}\right) \times EF\right] \quad (19)$$

EF: Eficiencia de flujo.

q_o: Caudal de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día).

q_{max}: Caudal máximo de petróleo que ingresa al pozo, (STD Barril/día).

P_{wf}: Presión de fondo fluyente, (PSI).

$\bar{P}_r$: Presión promedia del reservorio, (PSI).

P'_{wf}: Presión promedia del reservorio considerando la eficiencia de flujo, (PSI).

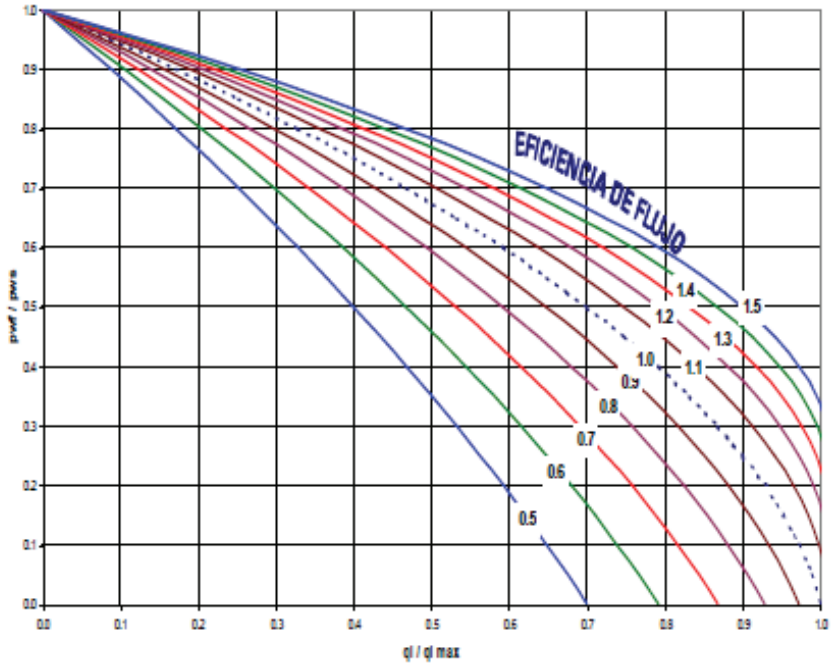


Figura 11.Standing, IPR para diferentes Eficiencias de Flujo.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

2.2.3.2. *Ecuación de Fetkovich*

Fetkovich demostró que los pozos de petróleo, produciendo por debajo de la presión del punto de burbuja, y los pozos de gas exhiben curvas IPR, similares. La ecuación general del desarrollo de un pozo de gas, también puede ser aplicada a un pozo de petróleo. (Hirschfeldt & Ruiz, Conceptos de Well Performance, 2008):

$$q_o = C\left(\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2\right)^n \tag{20}$$

Dónde:

q_o, caudal de producción

C, coeficiente que representa el índice de productividad del reservorio.

n, coeficiente de turbulencia

P_{wf}, presión de fondo fluyente

$\bar{P}_r$, presión promedia del reservorio.

Para poder encontrar el valor de los coeficientes C y n, es necesario que se disponga de por lo menos dos pruebas con valores reales del pozo.

El procedimiento que se sigue para la aplicación de la ecuación de Fetkovich es el siguiente:

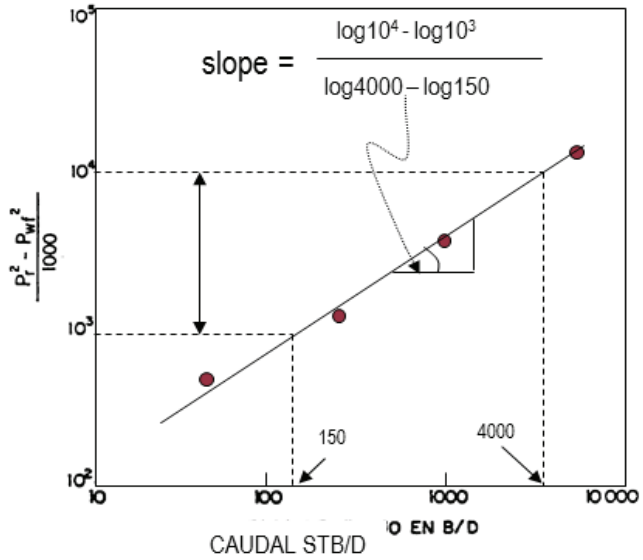


Figura 12.Procedimiento a seguir con la ecuación de Fetkovich.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo.

1. Graficar los valores de $\frac{\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2}{10^3}$ versus los valores del caudal, q_o, en escala logarítmica, log-log utilizando los datos de la prueba MULTIRATE

2. Dibujar una línea la más recta posible a través de los puntos.
3. Calcular la $pendiente$ de la recta, calculando el cambio en el caudal durante un ciclo en la escala logarítmica vertical.
4. Calcular n, con la ecuación $n = \frac{1}{pendiente}$
5. Calcular C, mediante la sustitución de un valor conocido de caudal q_o, y presión de fondo fluyente P_{wf}, en la ecuación de Fetkovich.
6. Generar la curva IPR asumiendo valores de Presión de fondo fluyente P_{wf}, y calcular el caudal q_o, con la ecuación de Fetkovich.

2.2.3.3. Ecuación de Jones

La ecuación de Darcy para petróleo es usada para derivar la ecuación de Jones.

$$P_R - P_{wf} = Aq_o + Bq_o{}^2 \tag{21}$$

$$\frac{P_R - P_{wf}}{q_o} = A + Bq_o \tag{22}$$

El procedimiento que se sigue para la aplicación de la ecuación de Jones es el siguiente:

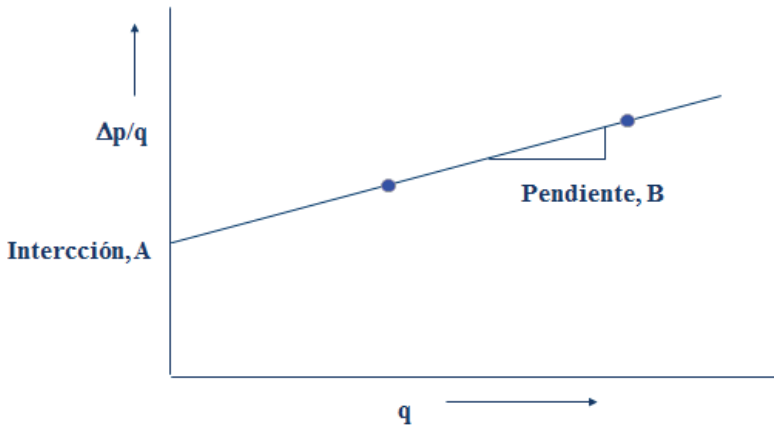


Figura 13. Procedimiento a seguir con la ecuación de Jones.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo.

1. Graficar $\Delta P/q$ vs q en escala cartesiana. Para lo cual se requieren por lo menos dos pruebas estabilizadas.
2. Una vez A y B sean determinadas, se puede resolver para cualquier caudal, aplicando la ecuación 23, variando la presión de fondo fluyente, y se puede estableces el IPR.

$$q_o = \frac{-A + \left[A^2 + 4B\left(P_R - P_{wf}\right)\right]^{0,5}}{2B} \tag{23}$$

3. Para determinar el caudal máximo, planteamos que $P_{wf} = 0$.

NOTA: El alcance de este proyecto no cubre el desarrollo de las curvas IPR mediante los métodos de Fetkovich y Jones, los cuales han sido descritos anteriormente con una única finalidad académica. El desarrollo de las curvas IPR fue mediante la ecuación de Darcy para flujo Pseudo Estable y la ecuación de Vogel, para presiones bajo el punto de burbuja.

2.3. ANALISIS NODAL

2.3.1. INTRODUCCIÓN

El análisis nodal es un procedimiento ampliamente desarrollado y usado a nivel mundial con el objetivo de optimizar la producción en pozos de petróleo o de gas. El análisis nodal, algunas veces conocido como análisis de sistema de producción, se trata de un medio para determinar a cual tasa de flujo producirá un pozo de petróleo o gas evaluando el efecto de varios componentes, tales como: el tamaño de la sarta de tubería y el de la línea de flujo, la presión del separador, la situación del estrangulador, la válvula de seguridad, las restricciones de hoyo bajo y las técnicas de completación del pozo, incluyendo empaques con grava y pozos perforados en forma convencional. (CIED, 1995)

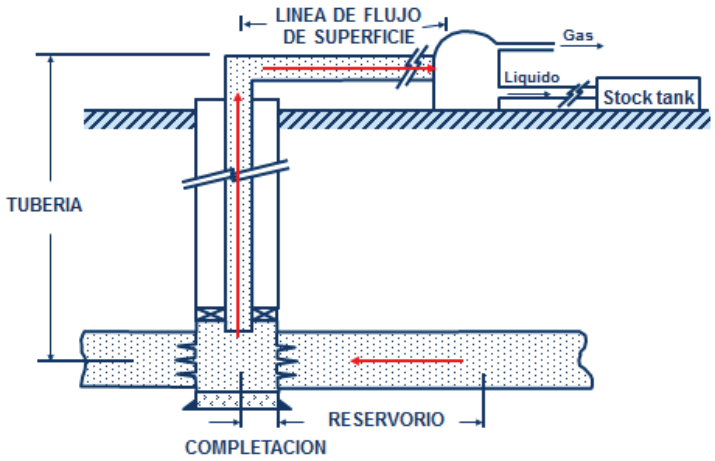


Figura 14.Sistema de Producción.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

La figura 14 muestra un diagrama esquemático de un sistema de producción simple, este sistema consta de tres secciones principales:

1. Flujo a través del medio poroso (reservorio)
2. Flujo a través del conducto vertical o direccional (tubería)

3. Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de Flujo de Superficie)

Cada componente se evalúa por separado y luego se combinan para optimizar el sistema completo a fin de obtener la más eficiente tasa de flujo objetiva.

Existen varios sistemas que están produciendo ineficientemente, pero muchos de estos pueden ser mejorados significativamente mediante un cuidadoso análisis. El análisis nodal puede aplicarse a pozos con altas tasas de producción así como a pozos con pobre producción. Algunos de los cambios más dramáticos, en cuanto a producción, han ocurrido en pozos con bajo caudal. (CIED, 1995)

2.3.2. PARAMETROS NECESARIOS

Para describir los parámetros necesarios, se debe hacer referencia a la figura 15, la cual es la representación de las presiones a lo largo del sistema de producción, por lo que además de lo descrito anteriormente, se debe explicar la manera como se interrelacionan las distintas perdidas de presión. En particular se combinará, la habilidad del pozo para producir fluidos, con la habilidad del sistema de tubería para manejarlos.

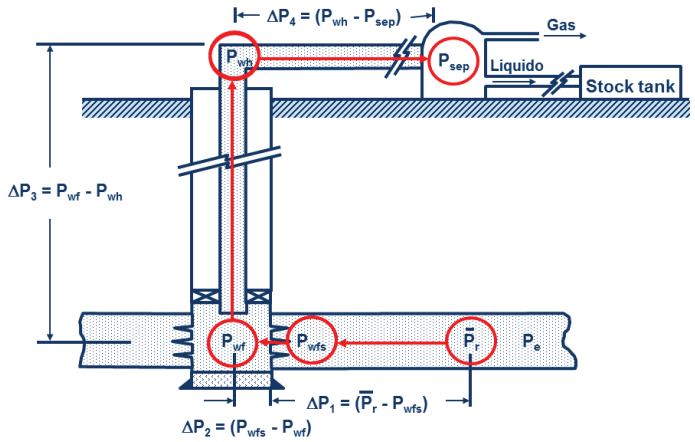


Figura 15.Puntos de Presión del Sistema de Producción.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

La figura 16 muestra la ubicación de los distintos nodos en el sistema de producción. Un nodo se clasifica como funcional cuando existe una presión diferencial a través de él y la respuesta de la tasa de producción puede representarse mediante alguna función matemática.

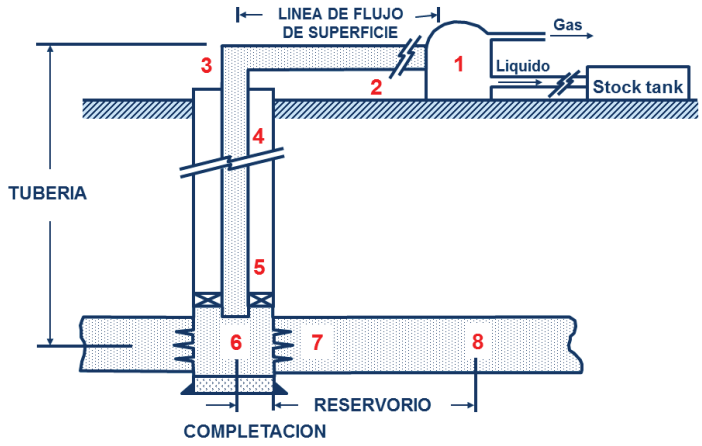


Figura 16.Ubicación de los nodos en el sistema de producción.
FUENTE: SCHLUMBERGER INFORMATION SOLUTIONS, 2012.
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

NODO	UBICACIÓN
1	Separador
2	Restricción en superficie (Choque)
3	Cabezal del Pozo
4	Válvula de Seguridad
5	Restricción en fondo
6	Fondo del Pozo
7	Cara del Pozo
8	Reservorio

Tabla 2. Ubicación de los nodos en el sistema de producción.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012).
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

La ubicación de los nodos a lo largo del sistema representa una aproximación para evaluar efectivamente un sistema de producción completo. Para tal efecto se consideran todos los componentes en el pozo, comenzando desde la presión estática del yacimiento, y finalizando en la presión del separador.

El sistema nodal es un medio efectivo para el análisis de un pozo, haciendo los cambios recomendados o planificados apropiadamente en un pozo, siendo este un procedimiento económico para optimizar la producción. (CIED, 1995)

2.3.3. PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN

El procedimiento que se sigue para realizar un análisis nodal en un punto del pozo, se basa en los siguientes pasos:

1. Identificar los componentes en el sistema.
2. Seleccionar el componente que va a ser optimizado

3. Seleccionar el nodo solución, es decir el punto donde se realizará el estudio y dividirá el sistema en dos componentes, como se observa en la figura 17.
   Asumir:
   - $Flujo\ de\ entrada = Flujo\ de\ Salida$
   - Existe una presión única en el nodo

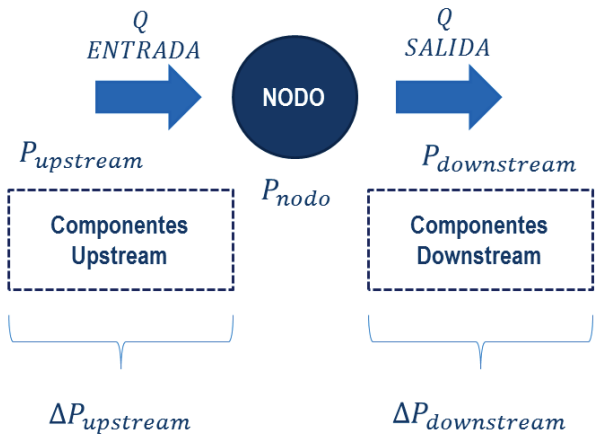


Figura 17. Componentes del sistema de producción.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

A continuacion se presentan las ecuaciones 24 y 25, que describen los componentes una vez dividido en dos el sistema de producción:

$$P_{nodo} = P_{upstream} - \Delta P_{upstream} \quad = Curva\ Inflow \tag{24}$$

$$P_{nodo} = P_{downstream} - \Delta P_{downstream} \quad = Curva\ Outflow \tag{25}$$

Dónde:

P_{nodo}: Presión en el nodo, (PSI).

$P_{upstream}$: Presión aguas arriba del nodo, (PSI).

$P_{downstream}$: Presión aguas abajo del nodo, (PSI)

$\Delta P_{upstream}$: Variación de presión aguas arriba del nodo, (PSI).

$\Delta P_{downstream}$: Variación de presión aguas abajo del nodo, (PSI).

4. Construir la curva de comportamiento de afluencia (IPR) para los componentes del nodo Upstream y Downstream. Determinar el punto de operación del sistema. A condiciones actuales.
5. Determinar el efecto de cambiar las características del componente seleccionado, realizando un análisis de sensibilidad.
6. Repetir el procedimiento para cada componente.
7. Optimizar el sistema de producción.

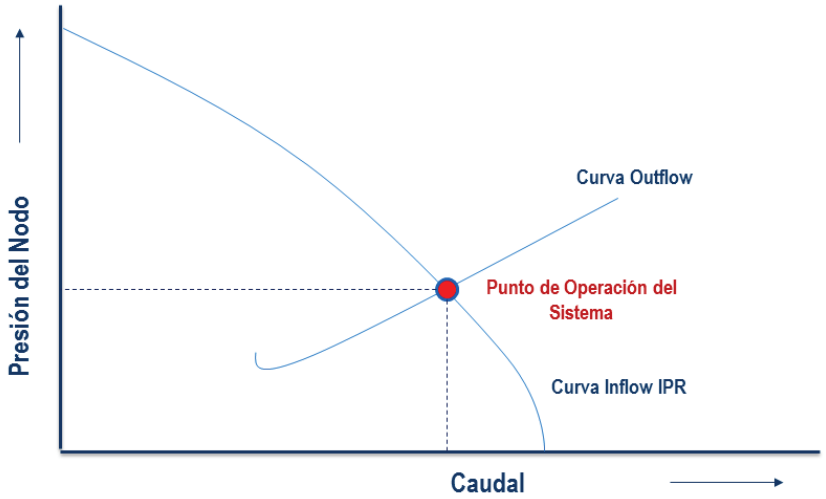


Figura 18. Curva IPR resultado del análisis nodal.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

En el desarrollo de este trabajo, se ubicó el nodo solución en el fondo del pozo, nodo 6 de la figura 19, probablemente la posición solución más común, es decir, se toma como referencia el fondo del pozo, centro del intervalo perforado.

Se siguió el procedimiento antes señalado:

1. Componentes identificados, análisis en el fondo del pozo.
2. Componente a ser optimizado es el reservorio.
3. Establecimiento del Nodo Solución.

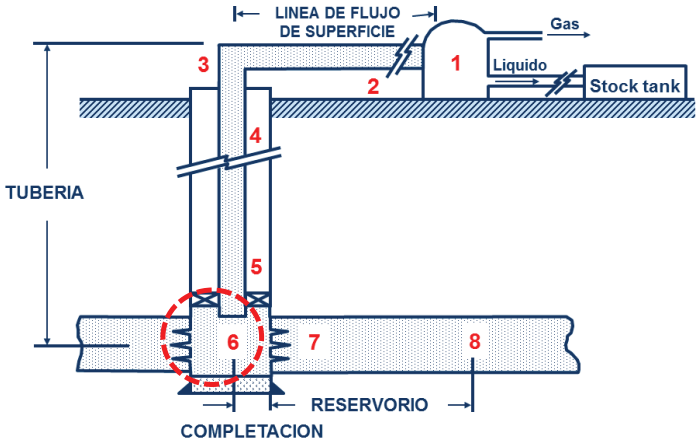


Figura 19. Ubicación del nodo solución en el fondo del pozo.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

El sistema completo se divide en dos componentes, el yacimiento y el sistema total de tubería hasta superficie.

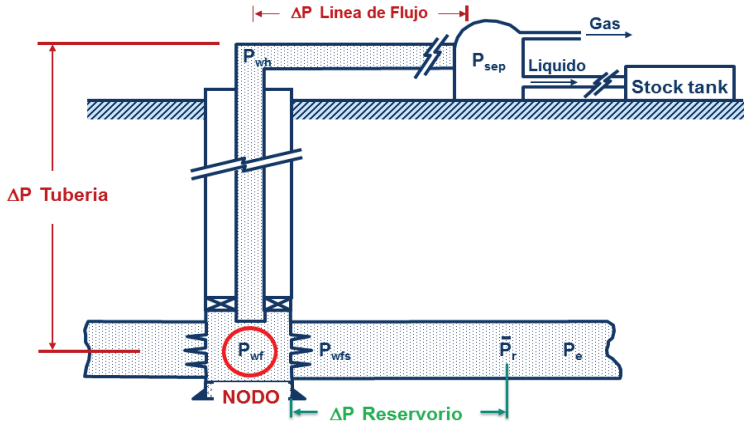


Figura 20. División de los componentes del sistema de producción, con el nodo ubicado en el fondo del pozo.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

$$P_{nodo} = P_{wf} = \bar{P}_R - \Delta P_{Reservorio} = Curva\ Inflow \quad (26)$$

$$P_{nodo} = P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_{Linea\ de\ Flujo} + \Delta P_{Tubería} = Curva\ Outflow \quad (27)$$

4. Construir la curva de comportamiento de afluencia (IPR) para los componentes del nodo Upstream y Downstream y se determina el punto de operación del sistema.
5. Una vez conocida la condición actual se puede realizar un análisis de sensibilidad, en donde se puede minimizar las restricciones que presente el sistema, lo que permite optimizar el sistema.

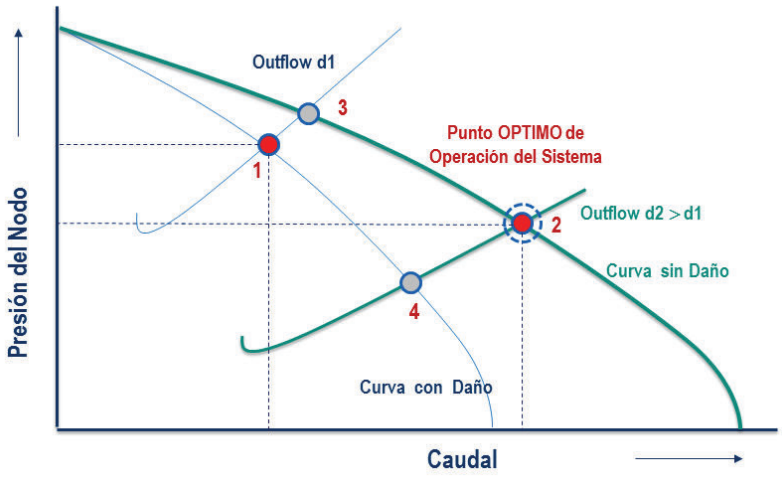


Figura 21. Curva IPR resultado del análisis nodal en el fondo del pozo.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

De la Figura 21 se obtienen los siguientes puntos operativos del sistema descritos en la tabla 3.

Puntos	Condición
1	ACTUAL. Pozo con daño, diámetro de la tubería no óptimo.
2	IDEAL, Pozo sin daño, y diámetro de la tubería óptimo.
3	NO APLICABLE, Pozo sin daño, y diámetro de la tubería no óptimo.
4	NO APLICABLE, Pozo con daño, y diámetro de la tubería óptimo.

Tabla 3. Condiciones del pozo obtenidas de la Figura 20.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Nodal Analysis-Skin Effects, 2012)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

Mediante al análisis nodal, la solución en el fondo del pozo es el mejor ejemplo para ilustrar el efecto de la variación de algunos componentes que restringen el flujo del pozo. Se puede observar claramente el cambio esperado en la tasa de flujo al estimular o remover el daño del pozo, así como el cambio de los diámetros de la tubería. (CIED, 1995)

Las aplicaciones del análisis nodal son varias, pero las más relevantes son:

- Seleccionar el diámetro de la tubería apropiado.
- Seleccionar el diámetro de línea de flujo de superficie apropiado.
- Diseño de la empacadura de grava.
- Análisis de las restricciones anormales de flujo del pozo.
- Diseño del sistema de levantamiento artificial del pozo.
- Simular el comportamiento del pozo para poder evaluarlo.
- Predicción del efecto de la depletación.
- Analizar un sistema de producción multi-pozo.
- Reportar el comportamiento del campo en el tiempo.

El análisis nodal de sistemas de producción puede ser utilizado para analizar problemas en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser utilizado tanto para pozos surgentes como pozos con sistemas de levantamiento artificial. Este procedimiento también puede ser utilizado para analizar el comportamiento de pozos inyectores a partir de la modificación de las ecuaciones de entrada (Inflow) y salida (outflow). (Hirschfeldt & Ruiz, Conceptos de Well Performance, 2008)

CAPITULO III

APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL AL CAMPO

3.1. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN DEL CAMPO LÓPEZ RUIZ.

El campo López Ruiz es uno de los 16 campos, y el más grande, que forman parte del Bloque Fraga, este bloque fue descubierto en el año 1970 por la empresa petrolera TEXACO, con la perforación del primer pozo exploratorio, Fraga-01, cuyas operaciones de completación finalizaron al 30 de marzo del mismo año, dando paso al desarrollo y descubrimiento de nuevos campos productores que forman parte del Bloque en la actualidad. (Rivadeneira, Baby, & Barragan, 2004)

Figura 22. Ubicación del Bloque Fraga.
FUENTE: (Ecuador Noticias, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

Como se observa en la figura 22, el bloque Fraga, se encuentra ubicado en la región Amazónica al nororiente del Ecuador, en la provincia de Orellana, tiene una extensión de 750 km^2, una vía asfaltada de segundo orden con una extensión de 85 km, cruza el bloque por centros poblado como El Dorado, Tarapoa, Dayuma, e Ines Arango. (Shaya Ecuador S.A, 2017)

3.1.1. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO

En el año 2011, el campo López Ruiz junto a 13 campos, descubiertos hasta esa fecha, fueron agrupados en un solo bloque y nombrados como Boque Fraga, como se observa en la figura 23. Dos años más tarde este Bloque pasa a cargo de la empresa estatal PETROAMAZONAS EP, dando inicio a una alta actividad de trabajos de perforación y de reacondicionamientos lo que lleva al descubrimiento de tres nuevos campos productores. (Petroamazonas EP, 2016)

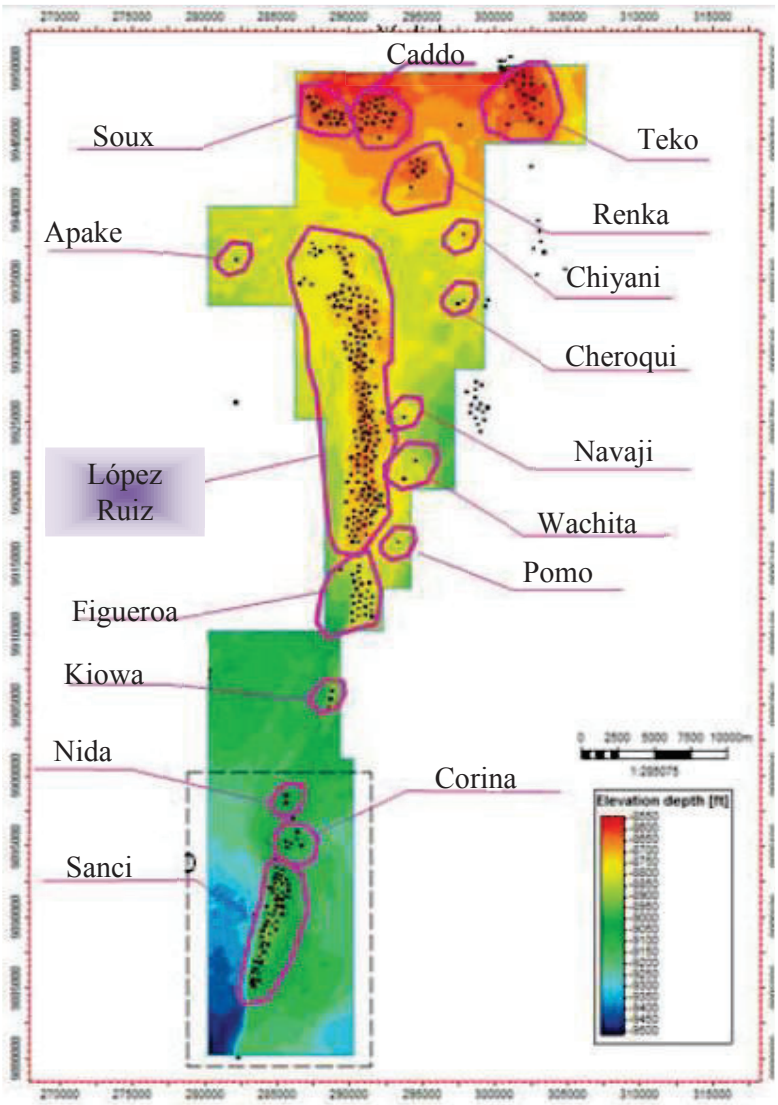


Figura 23. Campos del Bloque Fraga.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

Las actividades realizadas por la empresa estatal permitieron que el Bloque Fraga alcanzara un pico de producción de más de 74 mil barriles de petróleos por día en el mes de marzo de 2015. A finales del mismo año se evidencia una clara declinación de

producción reflejada en el cierre anual con una producción de alrededor de 66 mil barriles de petróleo por día. (Petroamazonas EP, 2016)

En Diciembre de 2015, la empresa estatal PETROAMAZONAS EP, a través de su gerente, firma con representantes de la empresa prestadora de servicios SHAYA ECUADOR S.A., filial de SCHLUMBERGER, un contrato de servicios específicos con financiamiento para que la misma intervenga en el Bloque Fraga. Según PETROAMAZONAS EP, este tipo de contrato permite incrementar la producción sin riesgo para el estado, además que ratifica que continuara como operador del Bloque. Con la firma de este contrato se logra un nuevo hito en la historia petrolera nacional. (Petroamazonas EP, 2016)

3.1.1.1. Arenas Productoras

Las principales formaciones productoras de hidrocarburos en el Bloque Fraga, son las formaciones Napo, Hollín, y en ciertos campos la formación Tena, las cuales se caracterizan por tener las siguientes características litológicas, reflejadas en la tabla 4.

La litología de la Cuenca Oriente del Ecuador se encuentra detallada en el Anexo 2.

Formación	Litología		Ambiente
Tena	Tena Superior	Arcillas abigarradas[24] rojas limolitas[25] y areniscas de grano grueso	Continental a Marino Somero[26]
	Basal Tena	Areniscas y limolita	
Napo	Napo Superior	**Arenisca M1:** areniscas glauconiticas[27]con intercalaciones de lutitas,[28] luego sobreyacidos por sedimentos pantanosos que formaron capas de carbón, areniscas masivas gruesas frecuentemente microconglomeraticas a la base.	Depósito estuarino[29], depositación fluvial y canales de marea en ambiente estuarino.
		Lutitas M1:lutitas negas y grisaseas oscuras con lentes calcáreos, sucesión de lutitas, calizas y margas.	Plataforma Marina.

[24] Abigarrada: que tiene muchos colores mal combinados, o que está compuesto de muchos elementos muy diversos.

[25]Limolitas: es una roca sedimentaria que tiene un tamaño de grano en el rango de limo más fino que la arenisca y más grueso que arcillas.

[26] Somero: que tiene poca profundidad.

[27]Glauconita: es un mineral del grupo de los silicatos, subgrupo filosilicatos y dentro de ellos pertenece a las micas.

[28]Lutitas: Roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor. Es la roca sedimentaria más abundante.

[29]Estuarino: arte final de los ríos, que es una zona donde se mezcla el agua dulce y la marina.

	Napo Medio	**Caliza M2:** calizas fosilíferas interestratificadas con lutitas y margas.	Marino profundo de baja energía en la base y más abierto y somero en el tope.
		Arenisca M2: arenas muy finas intercaladas con lutitas calcáreas con variaciones en el contenido de glauconita.	Plataforma carbonada abierta somera de baja energía.
		Caliza A: calizas masivas con con bancos delgados de margas y en la base niveles arenosos en el contenido con chertz[30] y pintas.	Depósito de mar abierto y de baja energía.
	Napo Inferior	**Arenisca U superior:** areniscas glauconiticas de grano fino intercaladas con lutitas.	Plataforma marina estuarina y planicie costanera
		Arenisca U Inferior: areniscas cuarzosas con estratificación cruzada.	Canales de marea, ambiente fluvial.
		Lutita U:lutitas negras algo calcáreas, también se conoce como caliza U.	Marino Anóxico de baja energía
		Caliza B:lutitas y limolitas negras no bioturbadas, calizas margosas con pirita.	Marino Anóxico de baja energía
	Basal Napo	**Arenisca T Superior:** areniscas glauconiticas y calcáreas intercaladas con lutitas.	Plataforma marina somera. Estuario y canales de marea.
		Arenisca T Inferior: areniscas de grano grueso a conglomeráticas.	Canales fluviales de marea y deltas.
		Caliza T: margas y calizas, varia lateralmente a Lutita T, al este es más arenosa.	
		Lutita T:lutitas laminadas, algo arenosas.	Plataforma marina abierta.
Hollín	Hollín Superior	Areniscas con estratificación cruzada, en el tope hay glauconita, calizas y margas. Caliza C: calizas masivas y lutitas negras con glauconita, posee más salinidad y menos ambar.	Marino Somero, depositación de playa y plataforma marina abierta.
	Hollín Inferior	Areniscas cuarzosas blancas de grano medio a grueso con estratificación cruzada y ondulitas, lutitas, trazas de carbón, es salobre.	Transicional Continental Marino.

Tabla 4. Litología de las arenas productoras del Bloque Fraga.
FUENTE: (Petroamazonas EP, 2016)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

[30]Chertz: cuarzo

3.1.1.2. Historial de Producción

El Bloque Fraga empezó su producción en el año 1970 a partir de dicha fecha se dio inicio a una campaña extensa para explotar y desarrollar el bloque, lo que permitió alcanzar un pico de producción en el año 2015 de 74.614 barriles de petróleo por día, como se observa en la figura 24 (Petroamazonas EP, 2016).

A mediados del año 2015 se evidencia una caída de producción constante, la cual está asociada a la falta de actividades en el Bloque como consecuencia de la caída del precio del petróleo. (Gualancañay Guashpa, 2017)

El pronóstico de producción realizado en el Bloque Fraga, determino que, de no detener esta declinación la producción del Activo caería hasta alcanzar una producción estimada de 20 mil barriles de petróleo por día a finales del año 2021, lo cual también se evidencia en la figura 24. (Gualancañay Guashpa, 2017)

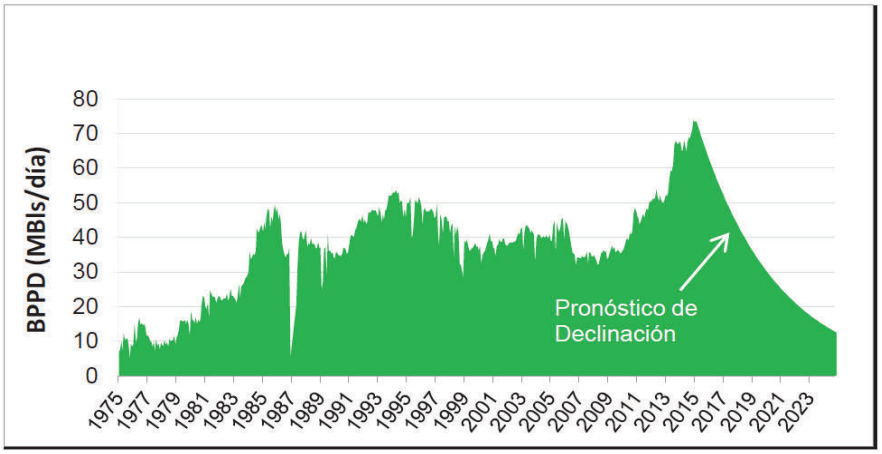


Figura 24. Historial de Producción del Bloque Fraga.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

3.1.1.3. Datos PVT

Para la caracterización de los fluidos y roca del Bloque Fraga, se realizó un análisis de varias muestras de diferentes arenas de cada uno de los reservorios. Los resultados promedios de; saturación de agua, porosidad efectiva, espesor neto de la arena y propiedades PVT de los fluidos de todo el Bloque se encuentran detallados en el ANEXO 3, los valores que se encuentran en dicha tabla fueron validados por la empresa SHAYA ECUADOR S.A durante el estudio de actualización de reservas, realizado en Diciembre del año 2015.

En la tabla 5 se representan los datos promedios de cada arena del Campo de estudio.

Campo López Ruiz	Propiedades	Arenas Productoras				
		Basal Tena	U inferior	T inferior	Hollín Superior	Hollín Inferior
	Temperatura, °F	217	228	200	236	236
	Pi, PSIA	2515	4015	4015	4015	4515
	Pb, PSIA	535	445	905	190	195
	Rs	55	79	210	9	6
	Viscosidad @ Pi, Cp	2,13	14,22	4,3	4,3	6,2
	Viscosidad @ Pb, Cp	3,97	10,39	3,4	3,28	3,94
	Factor Volumétrico, del petróleo RB/STB	1,1079	1,1335	1,1086	1,1086	1,154
	Gravedad especifica del gas	0,988	1,4889	1,315	0,8281	0,8281
	Gravedad especifica del agua	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

Tabla 5. Parámetros PVT por arena productora del Campo López Ruiz.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

3.1.1.4. Levantamiento Artificial

Debido a la continua producción del Bloque Fraga, los yacimientos productores han ido perdiendo presión, naturalmente, los pozos en su mayoría han quedado incapaces de producir con energía propia, siendo crucial la aplicación de sistemas de levantamiento artificial que permitan mantener la producción del Bloque. El campo López Ruiz, uno de los más grandes del Bloque, cuenta con una minoría de pozos que producen a flujo natural sin embargo la mayoría de sus pozos se encuentran produciendo bajo los siguientes sistemas de levantamiento artificial.

- Bombeo Electrosumergible
- Bombeo Hidráulico
- Bombeo Mecánico

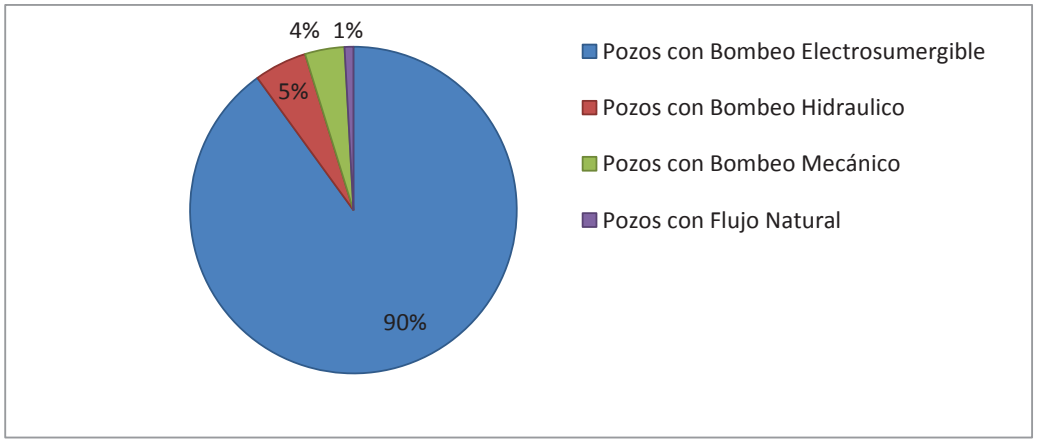


Figura 25. Métodos de Levantamiento Artificial utilizados en el Bloque Fraga.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 25, el sistema de levantamiento artificial predominante en el Bloque es el bombeo Electrosumergible, en la tabla 6, se puede observar de manera más detallada el número de pozos del campo López Ruiz con su sistema de levantamiento artificial respectivo.

Inventario de Pozos	Cantidad
N° de Pozos en Producción	50
Pozos con Bombeo Electrosumergible	41
Pozos con Bombeo Hidráulico	4
Pozos con Bombeo Mecánico	3
Pozos con Flujo Natural	2

Tabla 6. Métodos de Levantamiento Artificial utilizados en el Campo López Ruiz
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

3.2. SOFTWARE PIPESIM

3.2.1. INTRODUCCIÓN

PIPESIM es un programa de análisis de producción, este constituye una forma eficiente de estudiar los diferentes escenarios de un pozo y de conocer el potencial del yacimiento, para poder tomar decisiones que ayuden a incrementar la producción.

El software PIPESIM modela el flujo multifásico desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo así como también permite modelar el desempeño de la línea de flujo y de las instalaciones de superficie para proveer un análisis integral del sistema de producción.

Durante la realización de este trabajo, el software PIPESIM fue utilizado para el desarrollo del análisis nodal de los pozos del campo López Ruiz.

Los sistemas de producción modernos requieren un diseño que asegure el transporte de fluidos de una manera segura y a un costo efectivo desde el reservorio hasta las facilidades que se encuentren en superficie. Una vez que los sistemas empiecen a producir, la habilidad de asegurar un flujo optimo es crítico para maximizar el potencial económico. El software PIPESIM, permite simular el comportamiento completo de un pozo con flujo Pseudo Estable, con la finalidad de optimizar la producción del pozo a lo largo del ciclo de la vida del pozo. (SCHLUMBERGER, PIPESIM Fundamentals, 2007)

3.2.2. CORRELACIONES UTILIZADAS POR PIPESIM

El software PIPESIM, trabaja con algunas correlaciones, dependiendo el flujo y las aplicaciones para las cuales se esté utilizando el software, el mismo que sugiere las

siguientes correlaciones, indicadas en la tabla 8, en función de los buenos resultados que se pueden obtener. (SCHLUMBERGER, Design & Managment with PIPESIM, 2003)

CORRELACIONES		
Flujo en una fase	**Flujo Multifásico**	
Disponibles	**Correlaciones estándar, de la industria, publicadas.**	
Moody (default)	Duns& Ros	
AGA - Dry Gas Equation	Orkiszewski	
Panhandle A	Hagedorn& Brown	
Panhandle B	Beggs&Brill (original &revised)	
Hazen-Williams	Mukherjee&Brill	
Weymouth	Govier, Aziz&Fogarasi	
	AGA &Flanigan	
	Oliemans	
	Gray	
	Noslip	
	BJA developedcorrelations	*BJA forcondensate pipelines*
	Mechanisticcorrelations	*Ansari*
		Xiao
		OLGA-S

Tabla 7. Correlaciones que utiliza PIPESIM.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, PIPESIM Fundamentals, 2007)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

MEJORES CORRELACIONES	
Condición	**Correlación**
Sistemas en una sola Fase	Moody
Pozos de Petróleo	Hagedorn& Brown
Pozos de Gas/Condensado	Hagedorn& Brown
Líneas de Petróleo	Olimans
Líneas de Gas/Condensado	BJA Correlation

Tabla 8. Mejores correlaciones de acuerdo al caso que se presente.
FUENTE: (SCHLUMBERGER, Design & Managment with PIPESIM, 2003)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

Como se puede observar en las tablas 7 y 8, el software PIPESIM puede trabajar con varias correlaciones, pero es importante la correcta selección de las mismas, ya que no todas se ajustarán a las condiciones reales del pozo de estudio. Se debe tomar en cuenta todas las características del pozo, siendo la más importante el tipo de flujo del pozo.

3.3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para la elaboración de este proyecto, se aplicó la metodología de trabajo creada en el proyecto SHAYA ECUADOR S.A, para la estimación de potenciales de producción, la cual se describe en la figura 27.

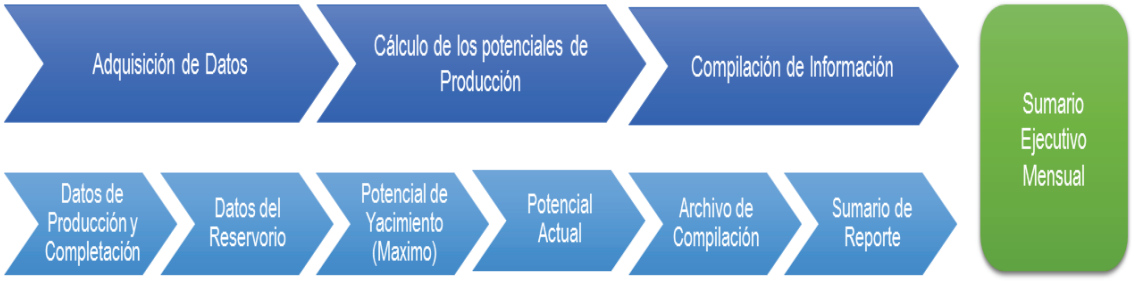


Figura 26. Metodología para el cálculo de potenciales de producción.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

3.3.1. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

A partir de la figura 26 podemos detallar el proceso aplicado, y la información que se necesita, para obtener los resultados deseados.

3.3.1.1. Adquisición de Datos.

La adquisición de datos es el primer paso, y por obvias razones el más importante, la calidad de los resultados que se obtengan dependen directamente de la calidad de la información que estemos usando, ya que al trabajar con un software este no es capaz de determinar si la información usada es la adecuada o no para el pozo de estudio sino que se limita a entregar los resultados del análisis. Es de gran importancia que el ingeniero de producción identifique la calidad de información que se disponga antes de empezar el estudio. La información necesaria para el desarrollo de los modelos se describe a continuación.

- Datos de Producción
  - Última prueba de producción validada
  - Presión de Fondo Fluyente, presión de cabeza.
  - Viscosidad y PVT del fluido.
  - Producción de los pozos vecinos, de ser necesario.

  Los datos de producción, pueden ser obtenidos de las bases de datos de pruebas de producción, que manejan conjuntamente PETROAMAZONAS EP, Y SHAYA ECUADOR S.A. Los datos de producción de cada pozo son actualizados con frecuencia, por lo tanto, si el pozo de estudio no tiene una producción estable, los

modelos que se construyan con dicha información serán obsoletos dentro de poco tiempo, teniendo que actualizar la información y construir nuevos modelos de acuerdo a la nueva información.

- Datos de Completación
  - Producción Actual de Arena.
  - Registro de desviación del Pozo, (Survey).
  - Profundidad de perforación, MD y TVD.
  - Coordenadas de Ubicación.
  - Diagrama Mecánico del Pozo.

Los datos de completación en su mayoría, son obtenidos del Survey[31] del pozo el cual no va a variar con el tiempo, en este documento se puede obtener toda la información a excepción del diagrama mecánico, el cual se lo obtiene de los reportes de perforación o de reacondicionamiento, se debe utilizar el más actual.

- Datos del Reservorio
  - Presión de Yacimiento
  - Permeabilidad
  - Porosidad
  - Espesor del Reservorio
  - Espesor neto de pago
  - Daño

La información del reservorio, a excepción de la presión de yacimiento permeabilidad y daño, es obtenida a partir del registro eléctrico del pozo, a la profundidad de la arena productora de interés, esta información debe ser analizada cuidadosamente, ya que pequeñas variaciones en las mismas pueden causar grandes cambios en los modelos. Es recomendable, si es necesario, pedir la colaboración del petrofísico de la empresa, en la obtención de estos datos. En cuanto a la presión del yacimiento esta es obtenida de las pruebas de presión realizadas en los pozos en trabajos pasados, se debe utilizar la prueba de presión más actual debido a que la presión es una propiedad muy variante, declina con el tiempo de vida del pozo, entonces si se tiene una prueba con más de dos años de antigüedad ya no es considerada útil. La permeabilidad es obtenida a partir de la interpretación de los registros eléctricos, esta interpretación va a variar dependiendo de la persona que interprete dichos registros, si se posee

[31] Survey: registro en coordenadas de la ubicación y profundidad del pozo.

información de pruebas de presión (Build Up o XPT), entonces la permeabilidad se puede obtener de la interpretación de las curvas obtenidas a partir de las pruebas de presión. Sin embargo para el desarrollo de este proyecto se utilizó los datos de permeabilidad proporcionados por departamento petrofísico.

El daño será obtenido, una vez realizado el análisis nodal, a diferentes sensibilidades.

3.3.1.2. Cálculo de los Potenciales de Producción.

El cálculo de los potenciales de producción se realizó en base al documento SPM-PT-SOP-001, "Well Status &Potencial Definition Estándar Operating Practice". Los potenciales calculados, Potencial de Yacimiento, y Potencial Teórico de Producción, descritos en el capítulo I, deben ser estimados usando modelos de pozos desarrollados en el software PIPESIM.

Para este análisis se utilizó la ecuación de Darcy conjuntamente con la definición de Índice de Productividad. Al usar dicha ecuación se puede determinar un factor de daño S ajustado a las condiciones actuales de producción y así a continuación se puede realizar el análisis de sensibilidad lo que permite determinar las variaciones de producción que se puede obtener si se remueve diferentes porcentajes de Daño de formación.

Se realizó el análisis de sensibilidad con tres condiciones de daño; "S reducido a cero", "S promedio", y "S aumentado en un porcentaje alto", lo que permite estimar un valor de daño que se ajuste a la producción actual, para al final realizar el análisis de sensibilidad con dos condiciones; "S actual", y "S reducido a cero", reflejados en una misma gráfica IPR, como se indica en la Figura 27.

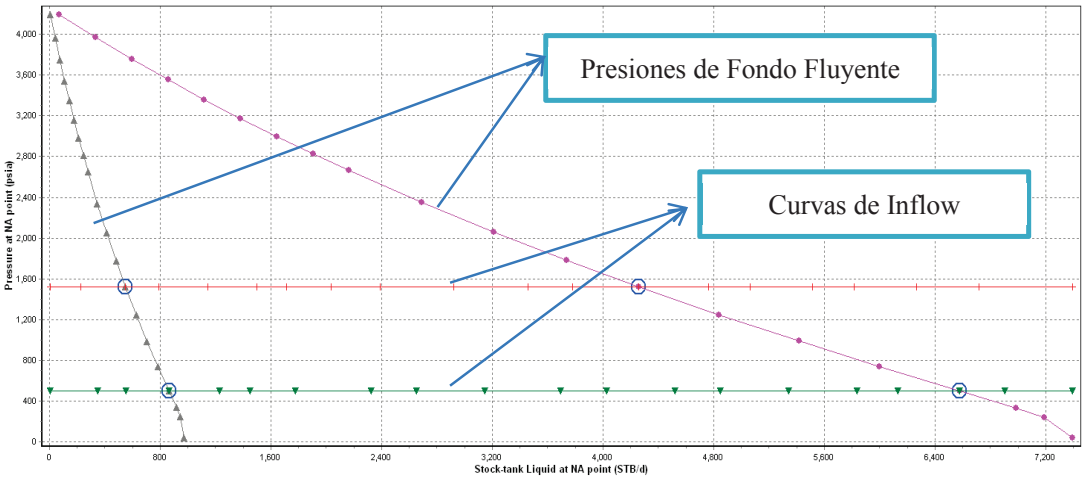


Figura 27. Análisis de Sensibilidad.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 27, las curvas de Inflow, representan la productividad del pozo en función de los valores de daño, mientras que las líneas rectas son la presión de fondo fluyente del pozo actual, y a la que se podría bajar dependiendo de la arena productora, esta segunda presión de fondo fluyente la usamos para calcular el potencial teórico de producción. La presión óptima de cada arena se especifica en la tabla 9.

Arenas Productoras	Pwf
Basal Tena	500 psi
U Inferior	500-600 psi
T Inferior	500-600 psi
Hollín Superior	300-400 psi
Hollín Inferior	3000 psi

Tabla 9. Presión de Fondo Fluyente para el cálculo del potencial Teórico de Producción, en cada arena productora.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

NOTA: Las presiones óptimas señaladas en la tabla 9, fueron determinadas en base a la presión de burbuja de cada arena, y el manejo de gas con el que se puede trabajar tomando en cuenta el Drawdown generado. (Shaya Ecuador S.A, 2017)

En los pozos cuya presión de fondo fluyente actual es menor a la presión óptima señalada en la tabla 9, se utilizó la presión de fondo fluyente actual para el cálculo del potencial teórico de producción, debido a que no es viable aumentar la presión de fondo fluyente ya que esto significaría una disminución en la producción.

3.3.1.3. Compilación de la Información.

Para el fin de compilar la información se creó una hoja de cálculo por pozo, en la cual se debe ingresar toda la información mencionada en el punto 3.3.1.1, dicha hoja de cálculo está compuesta de varias secciones que se enfocan en diferentes áreas que se debe conocer, del pozo.

- Sección de la Presión de Yacimiento.
- Sección de la Producción del Pozo.
- Sección de la Producción de los Pozos vecinos, esta sección es opcional.
- Sección de la Información del Survey del Pozo.
- Sección de la Información PVT y curva IPR de producción del Pozo.
- Sección de los Potenciales del pozo, obtenidos a partir de los modelos desarrollados en PIPESIM.

Además de recopilar la información también se realiza todo el procesamiento y cómputo de los datos ingresados, para luego ser usada en el software PIPESIM. Los resultados

leídos de los modelos construidos en PIPESIM también son recopilados en la hoja de cálculo correspondiente, específicamente en la última sección.

3.3.1.4. Sumario Ejecutivo de reporte

El sumario ejecutivo de reporte es parte del archivo de compilado de información, en este se refleja la información final resumida por pozo en una tabla con la información más relevante, esta tabla final contiene los datos claves que facilitan la toma de decisiones.

3.3.2. EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para entender de mejor manera la metodología aplicada, se explica a continuación el proceso paso a paso.

1. Compilar toda la información del pozo de estudio.
2. Crear la respectiva hoja de cálculo, con el nombre del pozo, dentro del archivo de compilado de información.
3. Crear un hipervínculo que relacione la nueva hoja de cálculo con la hoja principal "Compilado".
4. En la hoja de cálculo ya creada, mediante copia de la hoja de cálculo de referencia, completar la sección de Presión de Yacimiento la cual se puede observar en la figura 28. Escribir la información del último Buil Up del pozo validado, o del último registro Echometer si existe. Si no se dispone de la información de ninguna de las dos fuentes para el pozo de interés, se debe utilizar la Presión de Yacimiento de un pozo vecino. Se recomienda validar toda la información considerando la declinación de presión de los pozos vecinos.

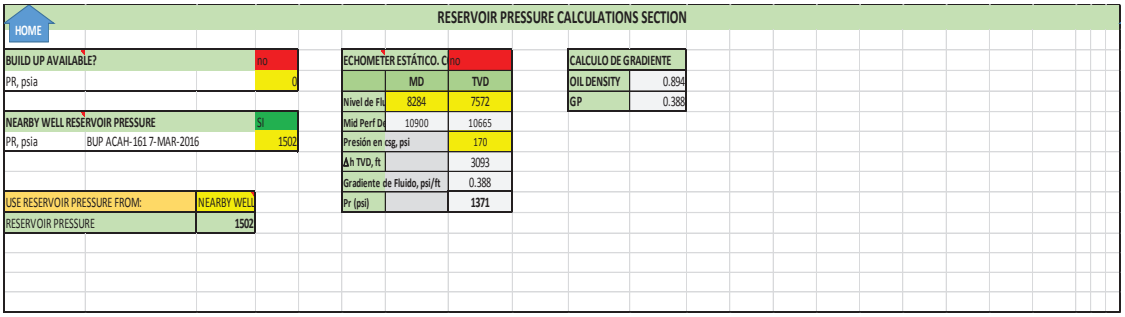


Figura 28. Sección de Presión de Yacimiento.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

5. Completar la información en la sección de la Producción del Pozo, esta información se debe completar usando la base de datos de producción que es actualizada y validada en campo. Ver figura 29.

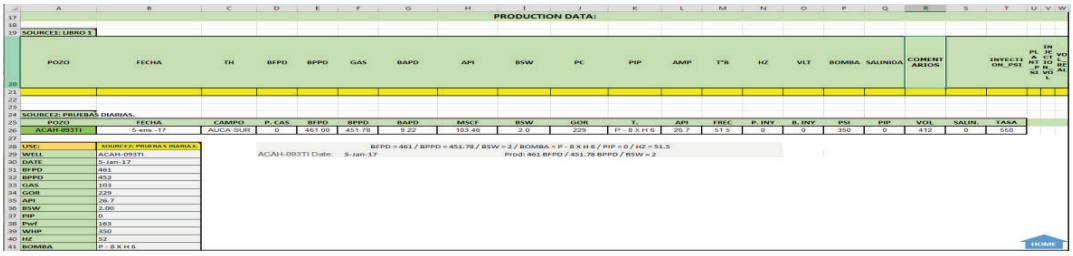


Figura 29. Sección de Producción del Pozo.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

6. Opcionalmente se puede completar la sección de Información de Producción de los pozos vecinos, figura 30, utilizando como fuente la misma base de datos de producción del bloque usada en el paso 5. Al completar esta sección se puede comparar la producción entre los pozos de la zona.

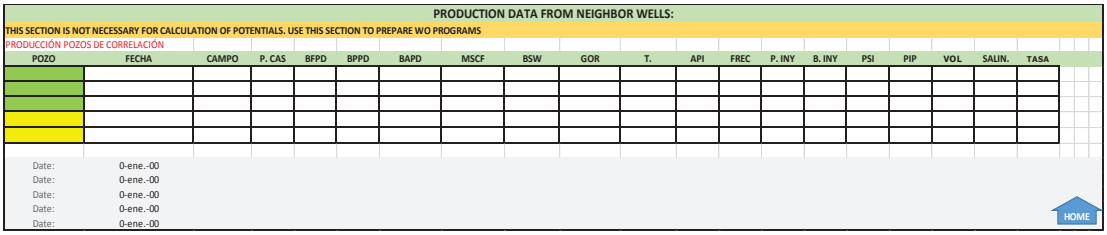


Figura 30. Sección de Producción de los pozos vecinos.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

7. Completar la sección de información del Survey del Pozo, figura 31, en la cual se debe escribir las coordenadas del pozo, y datos de profundidad en MD y TVD además de la inclinación y “Dog Leg Severity”

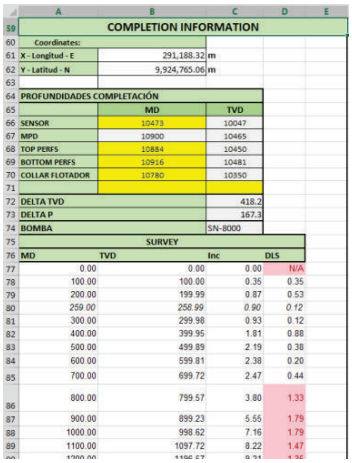


Figura 31. Sección de Información del Survey del Pozo.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

8. Completar la información de la sección de información PVT y curva IPR de producción del pozo, como se puede ver en la figura 32. La sección de la curva IPR de producción se completara automáticamente una vez se ingrese la información previa en el pasos 4 y 7. La información PVT se obtendrá de la base de datos usada en la empresa.

   Se debe completar el modelo del pozo usando la información petrofísica del pozo, la misma que nos servirá para generar los modelos en PIPESIM.

   Las viscosidades dinámicas también van a ser ingresadas en base a la base de datos de dicha información manejada en campo, la viscosidad cinemática será calculada automáticamente, y esta viscosidad será la que se use en el Software PIPESIM para la construcción de los modelos.

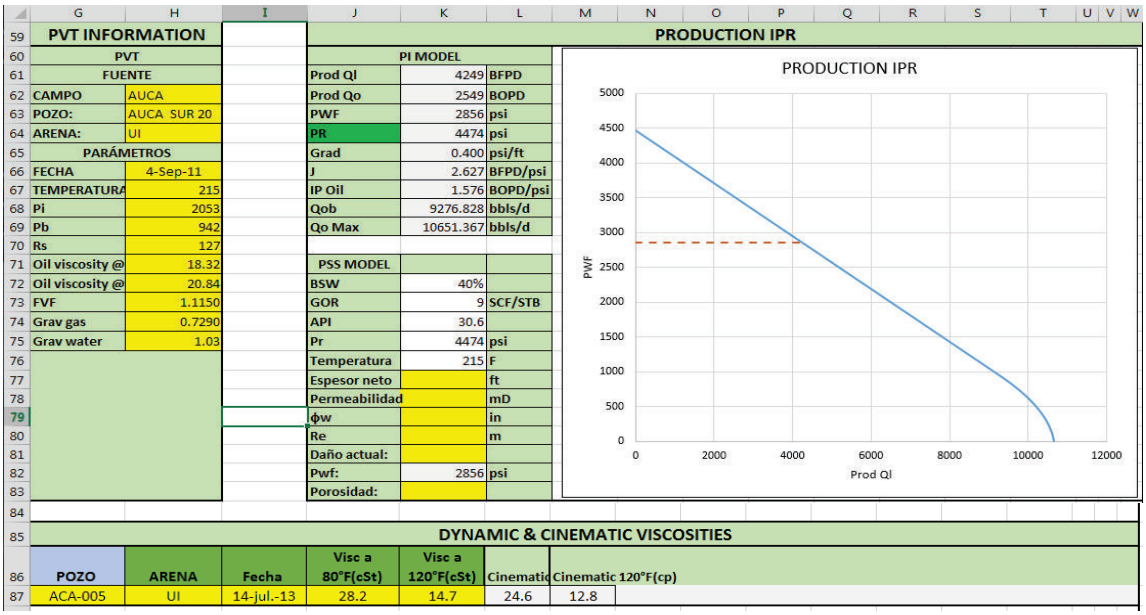


Figura 32. Sección de Información PVT y curva IPR de Producción del Pozo.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9. Realizar la construcción de los modelos en el Software PIPESIM.
   9.1. Elegir la opción "NEW SINGLE BRANCH", de las opciones que se observan en la figura 33.

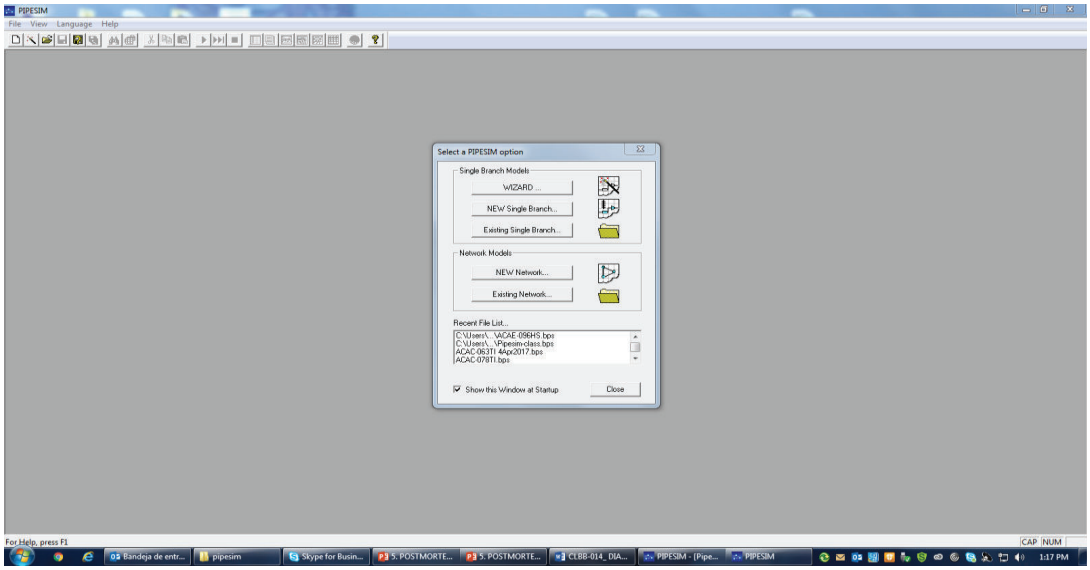


Figura 33. Interfaz gráfica Software PIPESIM.

FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)

MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

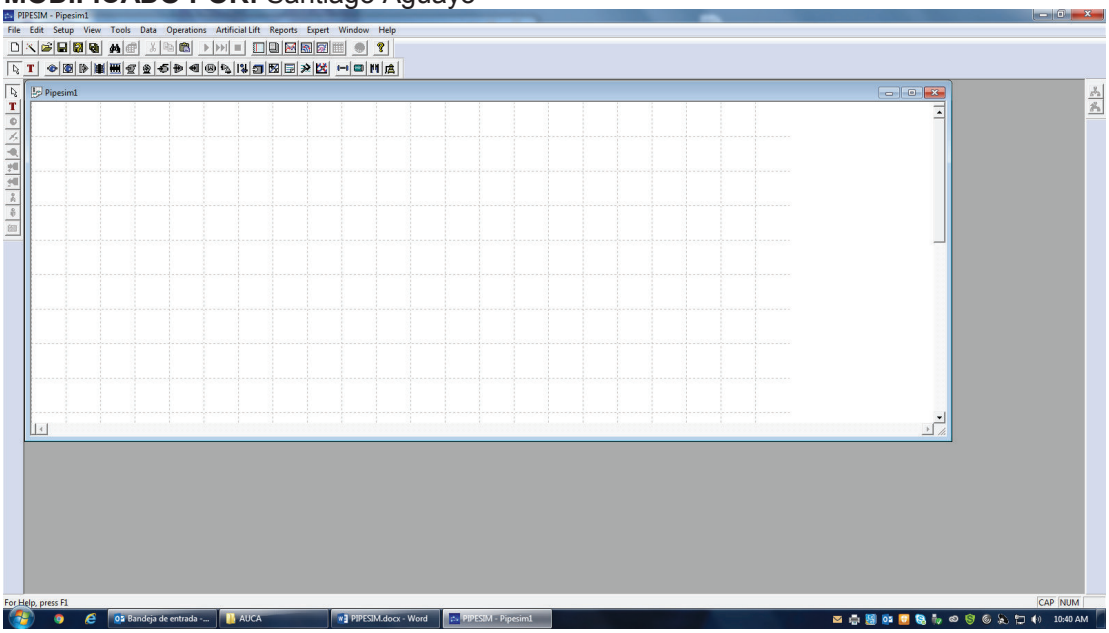


Figura 34. Interfaz gráfica Software PIPESIM.

FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)

MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.2. Una vez creado el archivo, introducir la información del proyecto, en la pestaña “Setup”, “Project Data”. Ver figura 35.

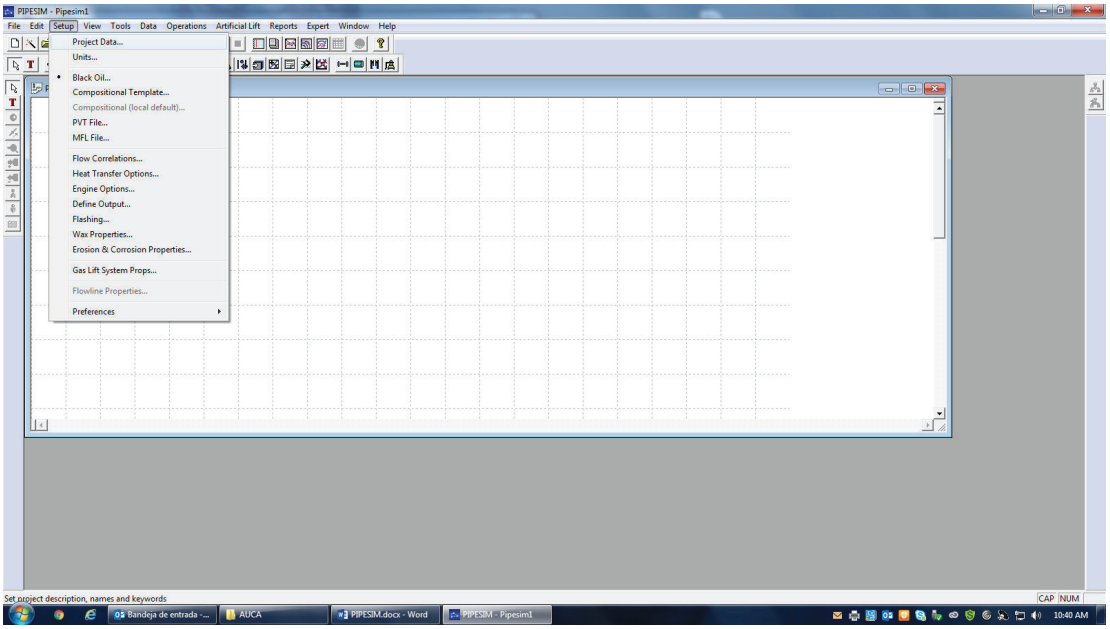


Figura 35. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

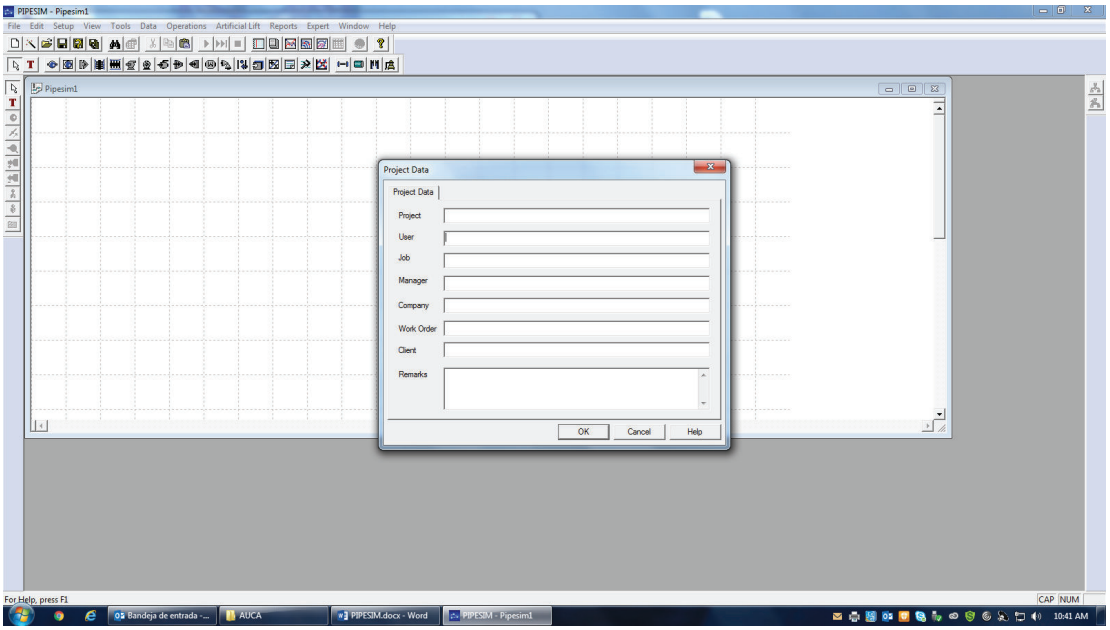


Figura 36. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.3. Del panel de herramientas, construimos el modelo, utilizando; una completación vertical, conector, punto nodal, tubería, un nodo, línea de superficie y un nodo, como se indica en la figura 37.

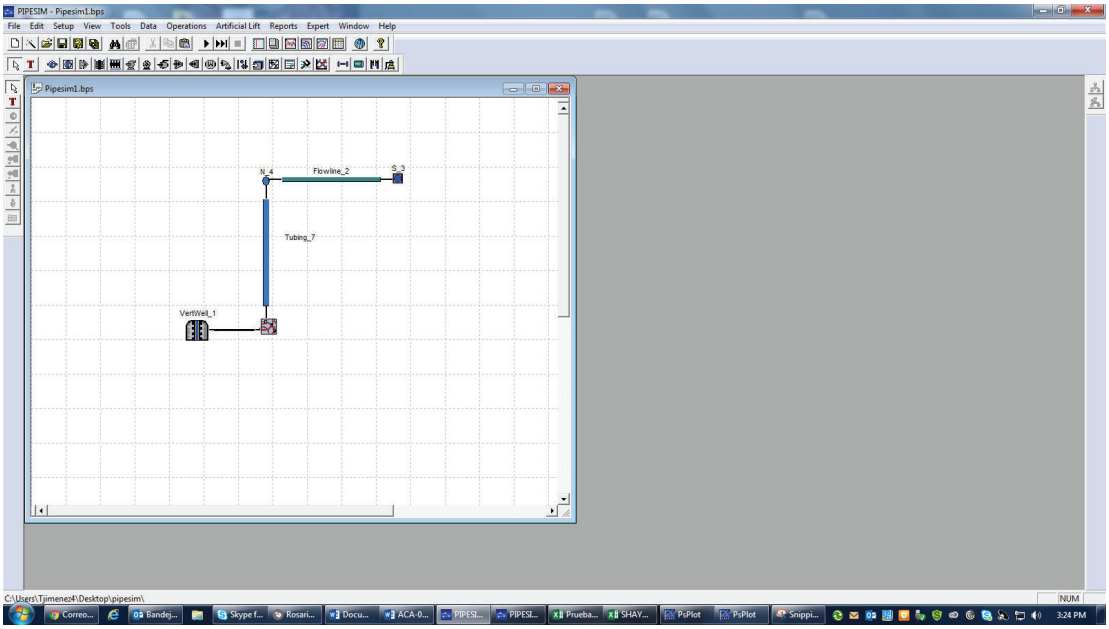


Figura 37. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.4. Completar la información del pozo, en la pestaña “Setup”, “Black Oil”, como se observa en la figura 38 y figura 39.

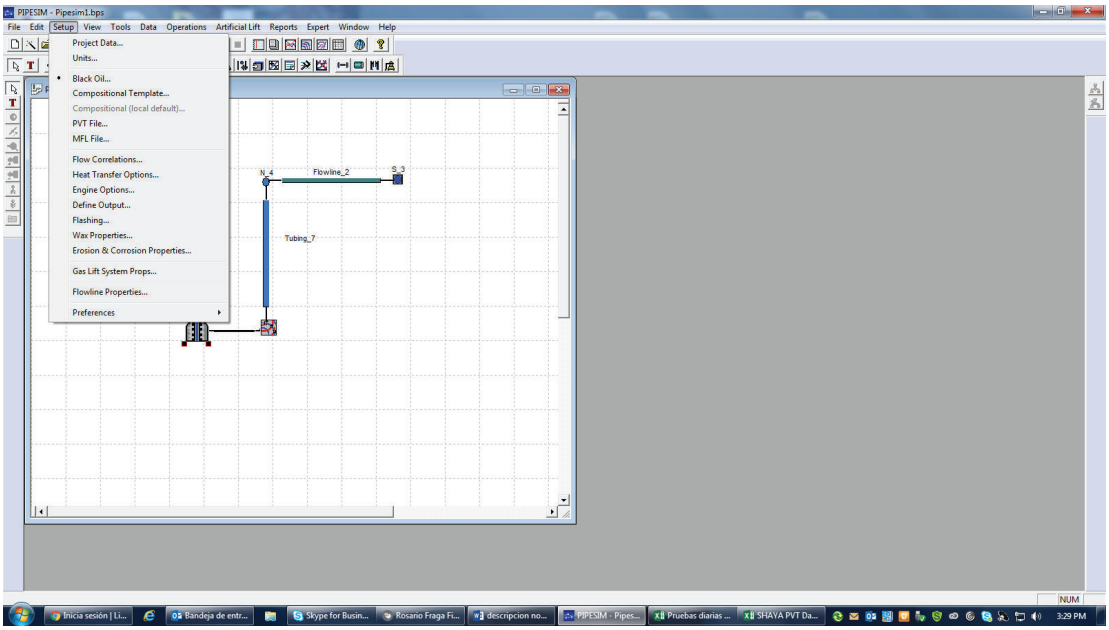


Figura 38. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

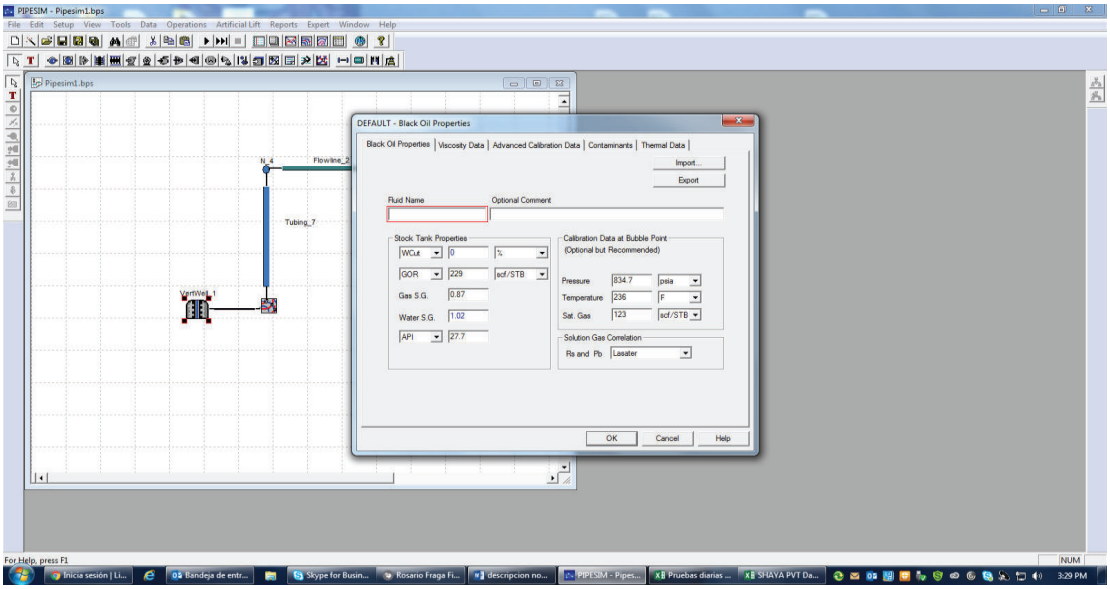


Figura 39. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.5. Completar la información de viscosidades, dentro de la pestaña “Black Oil”, como se observa en la figura 40, ingresando los dos datos de viscosidad cinemática de la hoja de cálculo del pozo. Si no se dispone de los datos de campo se puede utilizar una viscosidad aproximada, mediante alguna correlación del Programa. En el trabajo desarrollado se utilizaron datos de viscosidad proporcionados desde campo.

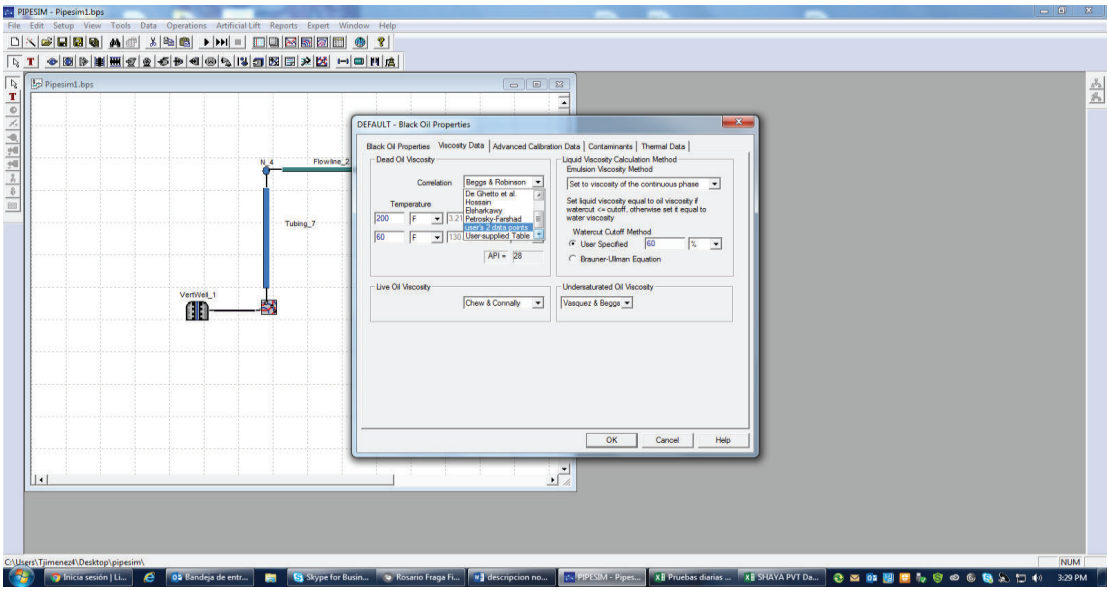


Figura 40. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.6. Completar la información de la completacion vertical, usando los datos de la hoja de cálculo del pozo. Para este estudio se trabajó utilizando el modelo IPR para Flujo Pseudo Estable, líquido y la ecuación de Vogel por debajo del punto de burbuja.

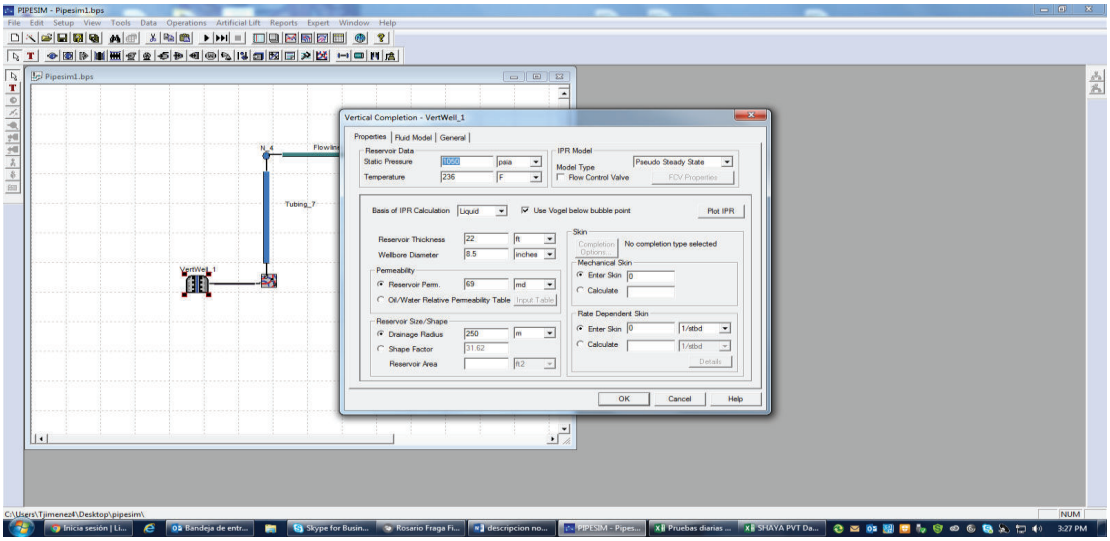


Figura 41. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.7. Completar los valores requeridos de la tubería, datos que se pueden obtener del survey del pozo. En la pestaña “Desviation Survey” es necesario completar los valores de dos de las tres columnas ya que los valores de la tercera columna se calculan automáticamente.

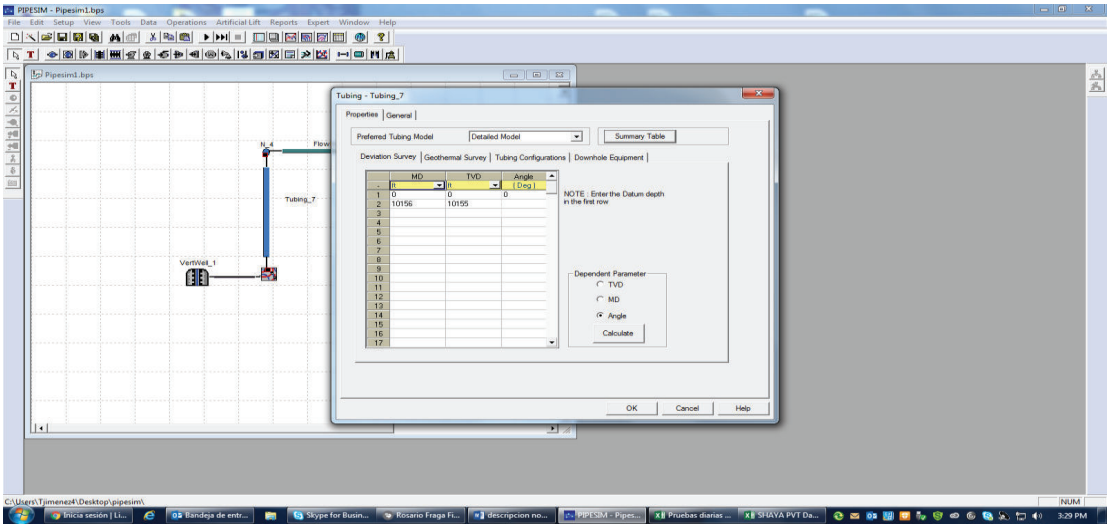


Figura 42. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

De igual manera completamos la información requerida en las demás pestañas. Ver figuras 43, 44, 45, y 46.

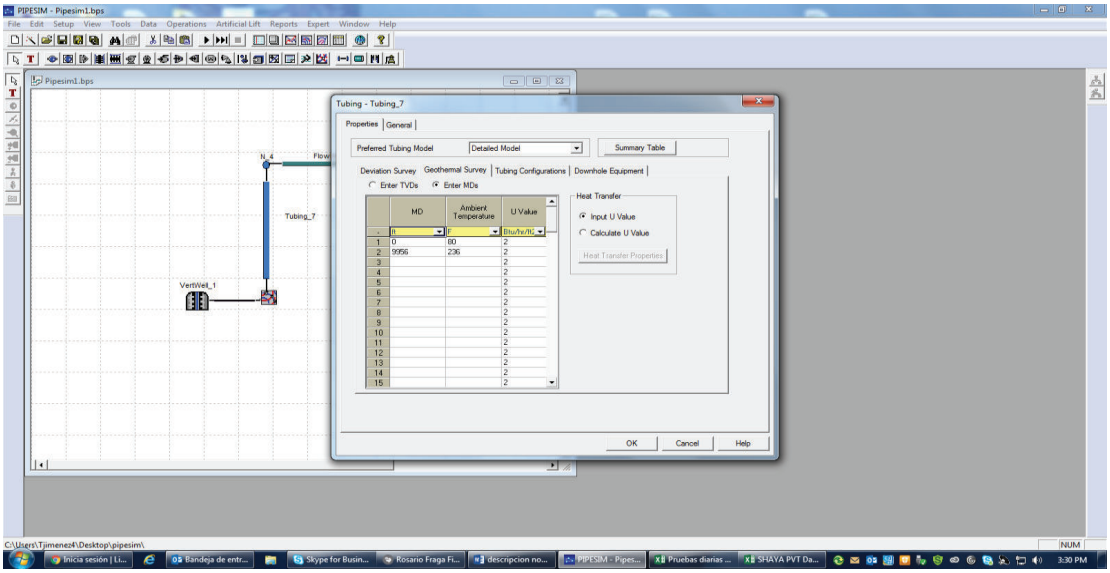


Figura 43. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

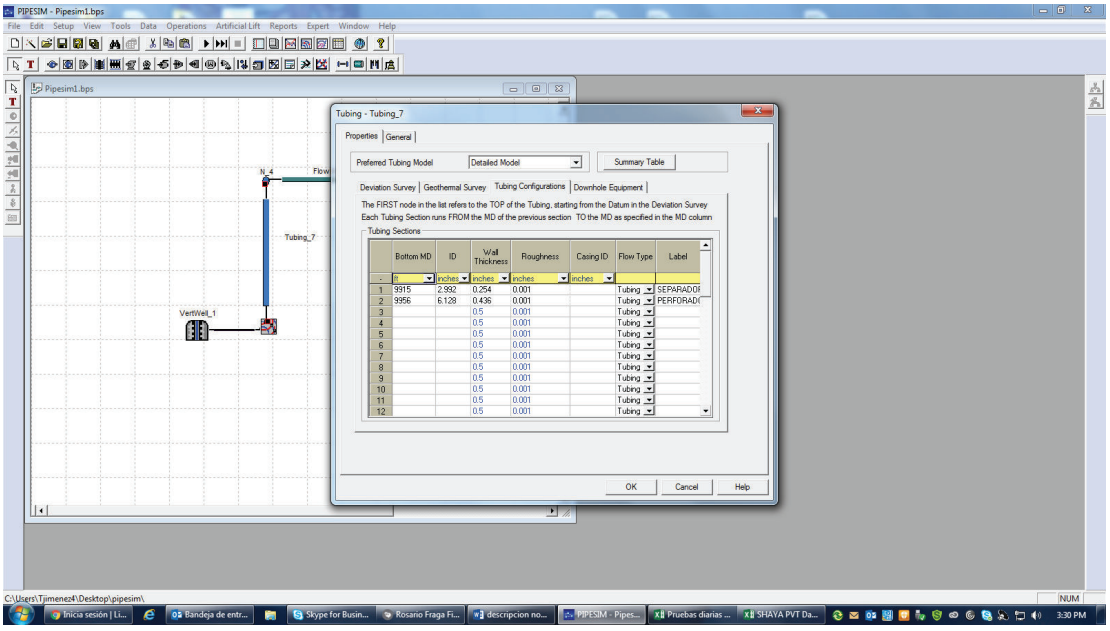


Figura 44. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

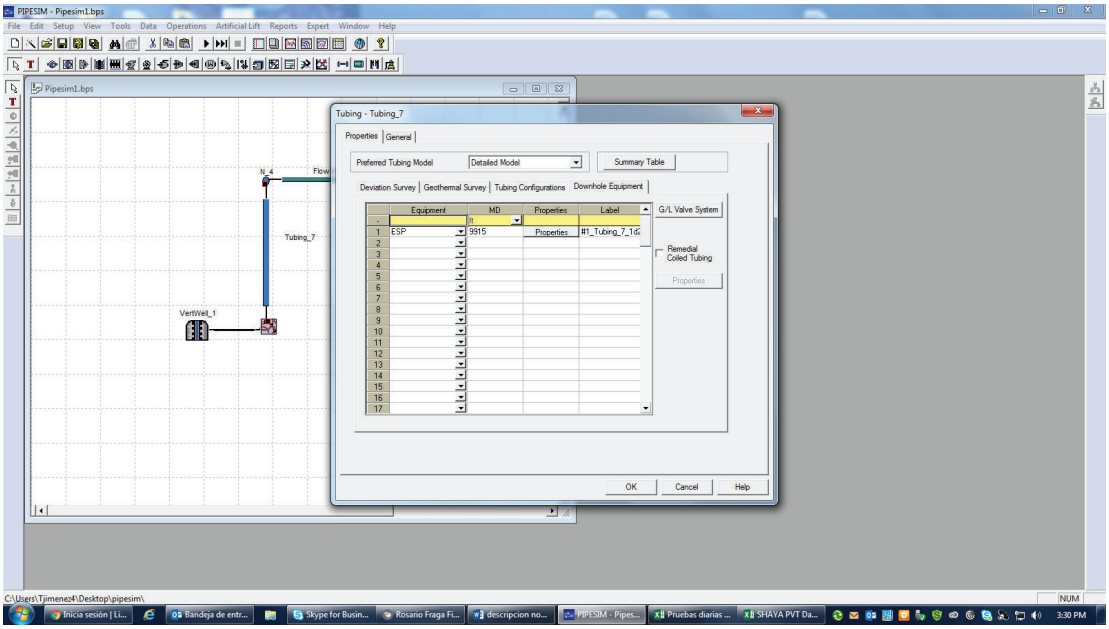


Figura 45. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

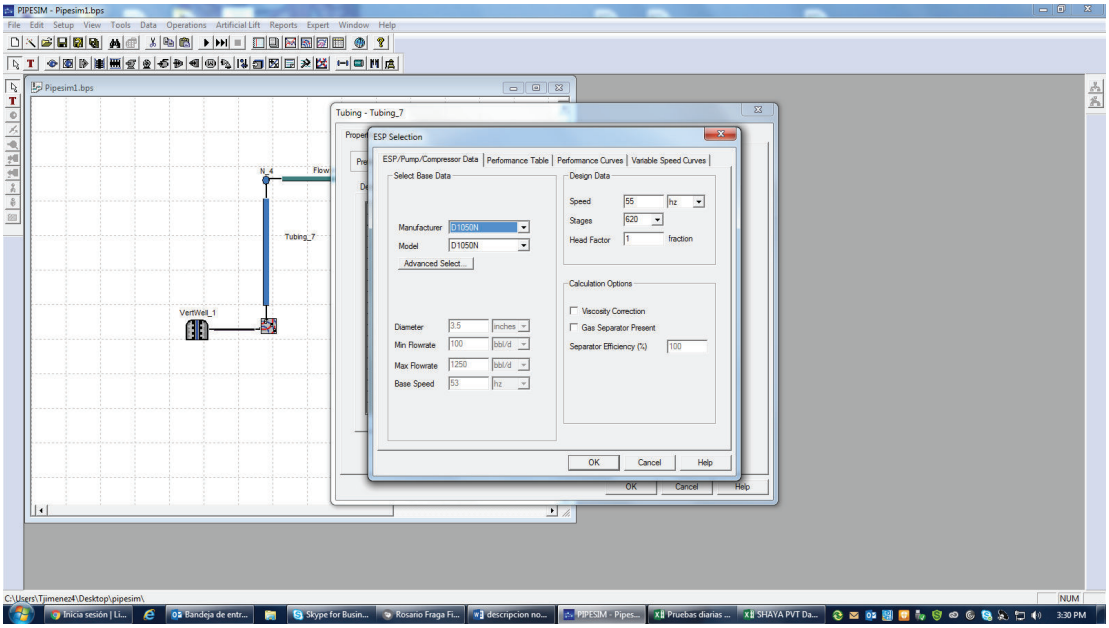


Figura 46. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.8. Completar la información de la línea de superficie, usando valores por default, ya que esta información no es relevante para el estudio, sin embargo es necesario llenar estos requerimientos para que el software nos permita continuar con el análisis. Ver figura 47.

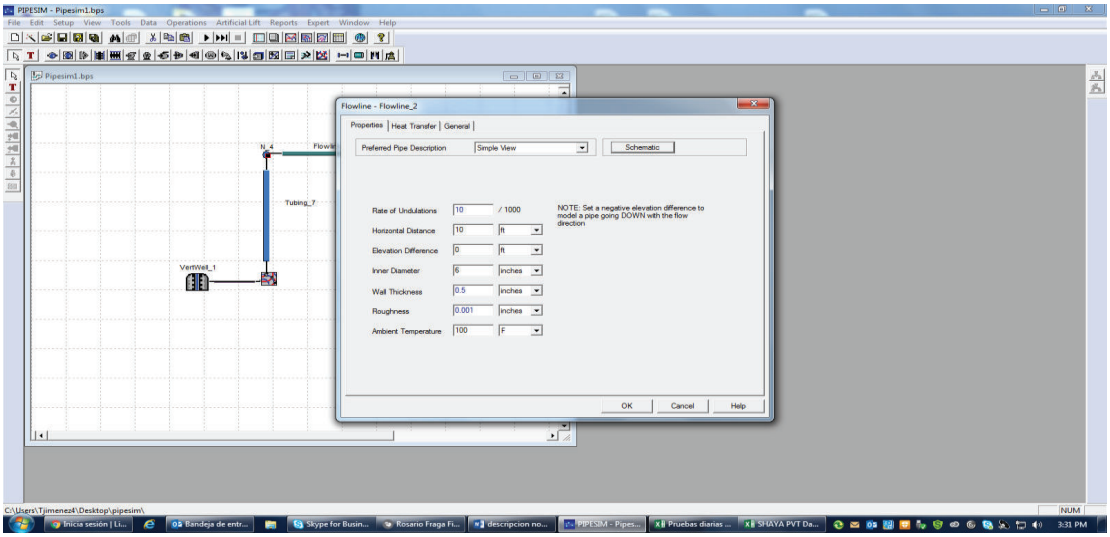


Figura 47. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.9. Realizar el Análisis Nodal en la pestaña “Operations”, como se observa en la figura 48.

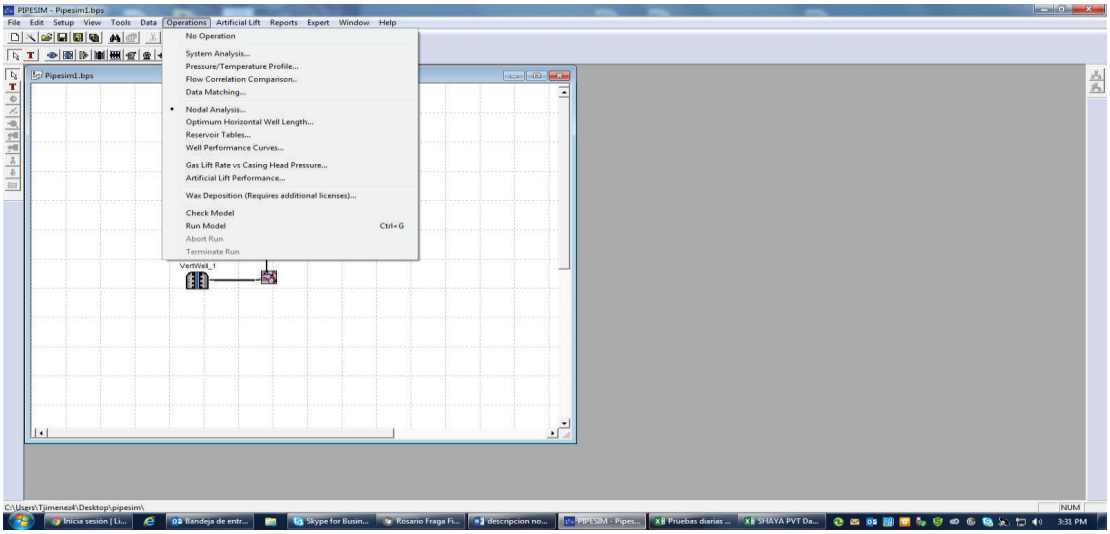


Figura 48. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017).
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.10. Completar la información para realizar las sensibilidades del pozo, considerando la sección Inflow a la completacion vertical, y el Daño Mecánico, y para la sección Outflow la data del Sistema, la presión de salida.

Para este estudio la “Outlet Pressure”, es la presión de cabeza, ya que representa la presión en la frontera de nuestro modelo. Ver figura 49.

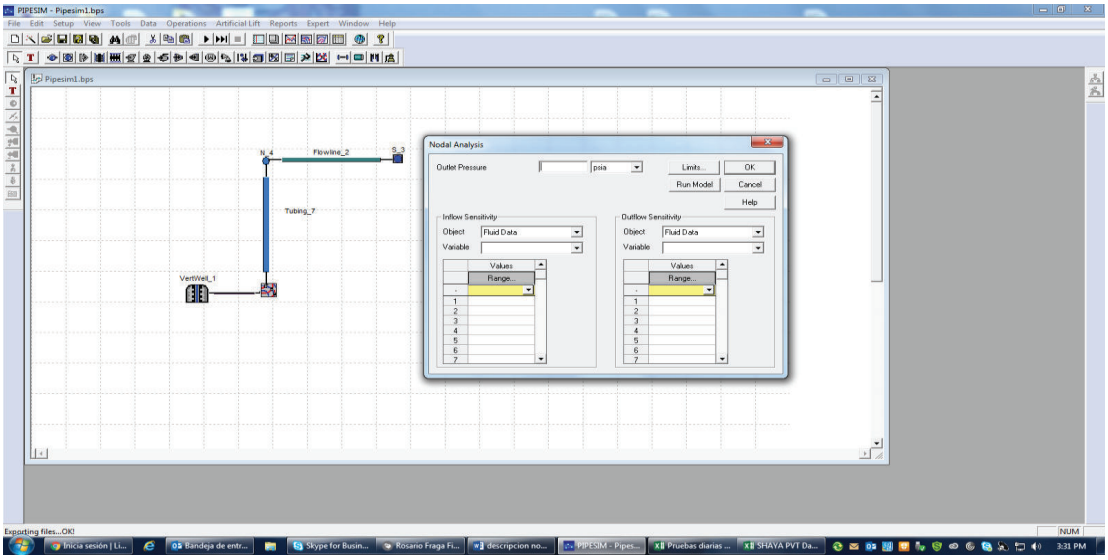


Figura 49. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.11. Corremos el modelo, para lo cual obtendremos la curva IPR, como se observa en la figura 50.

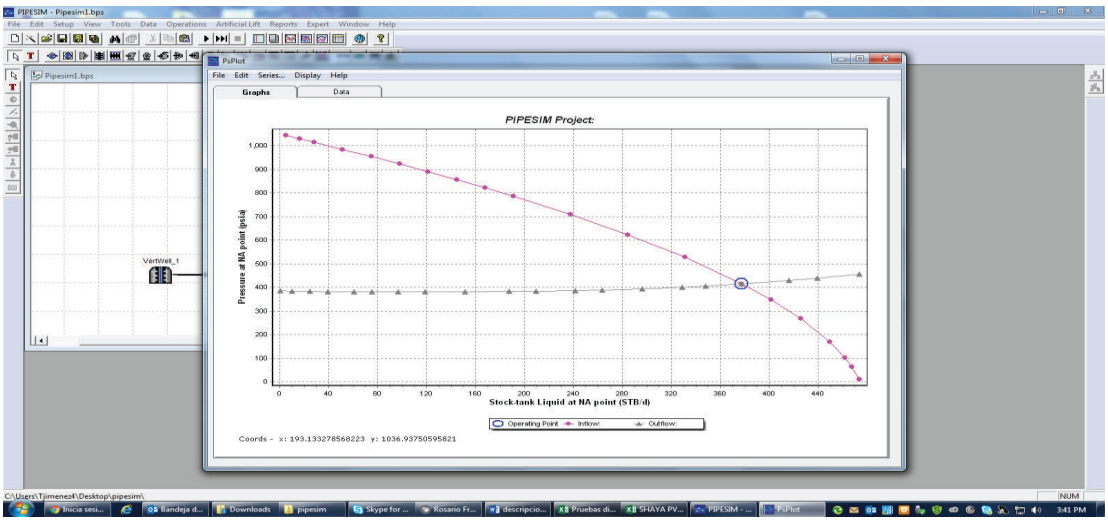


Figura 50. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

El proceso para la creación de la IPR, con sus respectivas curvas de Inflow y Outflow fue descrito anteriormente, sin embargo, para cumplir con el objetivo del estudio desarrollado, no es necesario crear las curvas de Outflow. Los modelos creados para cada uno de los pozos, representan las condiciones a nivel de yacimiento. Para poder obtener la curva IPR de interés se debe variar el procedimiento de la siguiente manera:

9.12. Desactivamos la tubería, ya que no es de interés en el estudio, esta se tornara de color rojo, tal como se ve en la figura 51.

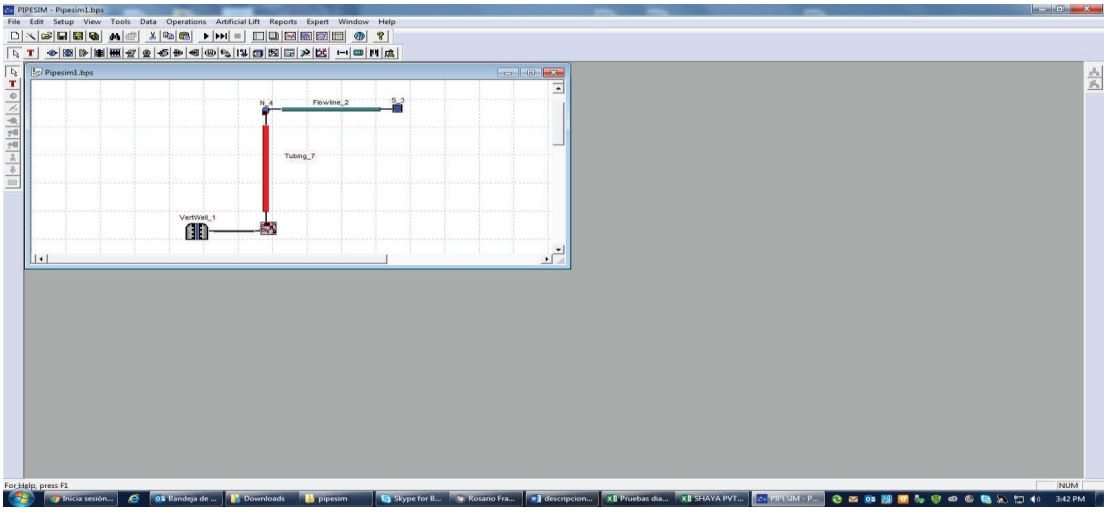


Figura 51. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.13. Realizamos el análisis nodal, para este caso la "Outlet Pressure", es la presión de fondo fluyente. Ver figura 52

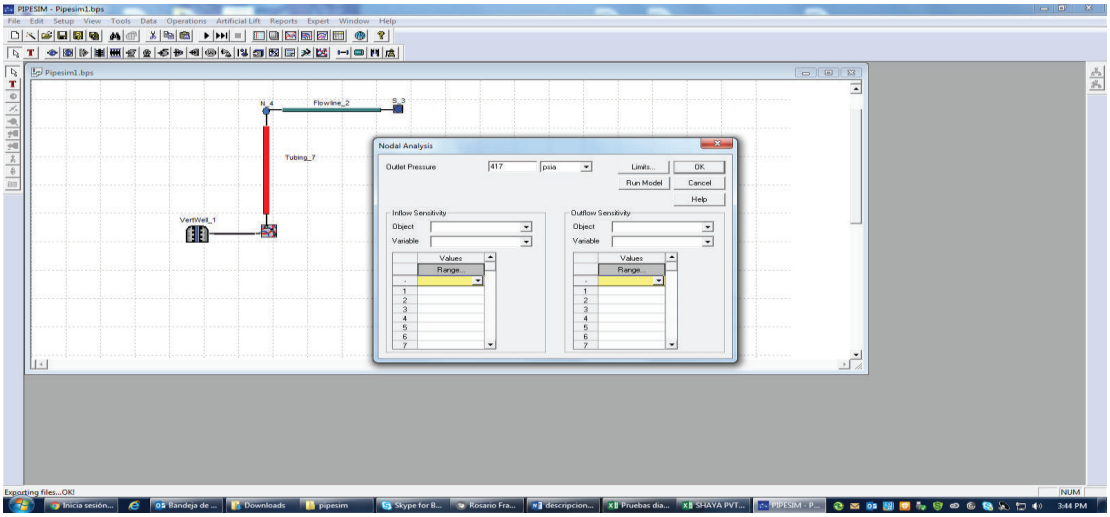


Figura 52. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

9.14. El resultado del análisis nodal, con las variaciones realizadas, es la IPR con la curva de Inflow que representa las sensibilidades a diferentes valores de daño, mientras que la línea constante es la Pwf del pozo la cual también

podemos variar, esta línea constante NO representa la curva del Outflow. Ver figura 53.

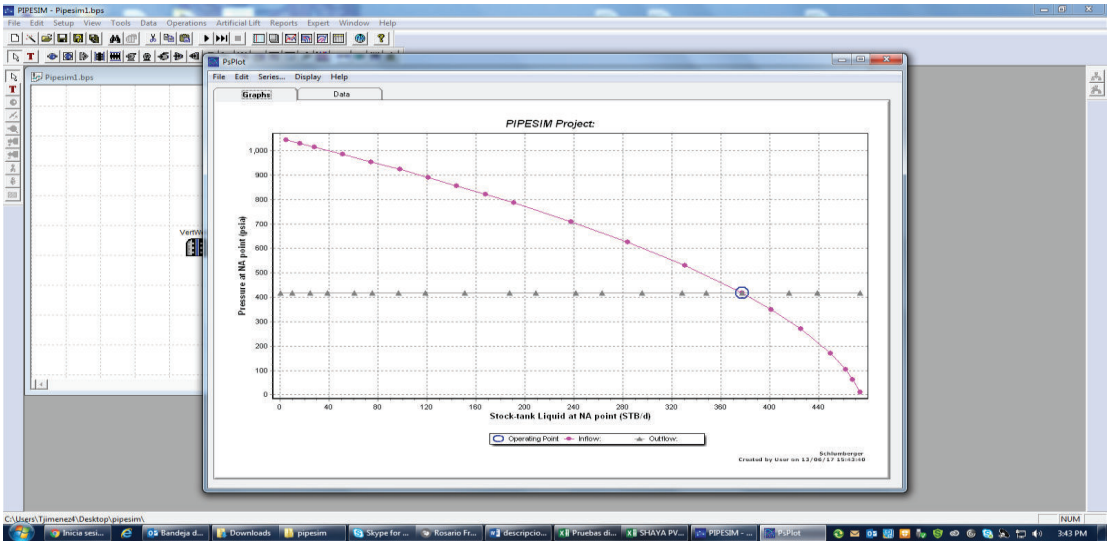


Figura 53. Interfaz gráfica Software PIPESIM.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

10. Completar la sección de Potenciales del Pozo, figura 54, con los resultados obtenidos de los modelos construidos en PIPESIM, para lo cual se deben realizar diferentes sensibilidades para poder calcular el daño actual del pozo, y las condiciones ideales, a las diferentes Pwf definidas según la arena de la que produzca el pozo que se este analizando.

	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W
90	WELL RESERVOIR INFLOW POTENTIAL (WRIP)				ORETICAL WELL PRODUCTION POTENTIAL (TV				CONSTRAINED TECHNICAL WELL PRODUCTION								
91	WRIP QL (bbls/d)	WRIP Qo (bbls/d)	WRIP Skin = 0	WRIP Pwf = 0	TWPP QL (bbls/d)	TWPP Qo (bbls/d)	TWPP Skin = 0	TWPP Pwf	CTWPP QL (bbls/d)	CTWPP Qo (bbls/d)	CTWPP Skin	CTWPP Pwf	CTWPP PIP	% Resultados			
92			0	0			0		NA	NA	NA	NA	NA	38%			
93																	
94																	

HOME

Figura 54. Sección de Potenciales del Pozo.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

11. Los resultados de los potenciales calculados se reflejaran en la tabla de compilado de información de todos los pozos automáticamente.

3.4. ANÁLISIS NODAL POR POZO

Para realizar el análisis nodal de cada uno de los pozos que forman parte del campo López Ruiz, se siguió la metodología antes descrita, por lo tanto existe una hoja de cálculo por cada pozo, y un modelo creado en PIPESIM.

3.4.1. POZOS ESTUDIADOS

Para el estudio presentado se analizaron los 50 pozos, pertenecientes al campo López Ruiz, con producción efectiva, de esta manera se pretende realizar una optimización de todo el campo en base a los resultados obtenidos.

Las principales características de los pozos seleccionados para el estudio se detallan en la tabla 10, a continuación.

	Características de la Arena				Producción Actual (Real)				
Pozo	Arena	PR (PSIA)	h (ft)	K (mD)	Fecha	Ql (BLPD)	BSW, %	Qo (BPPD)	Pwf (PSIA)
FRAGA-01	HS	1500	24	105	24-mar-17	577	12	508	249
FRAGA-02	TI	1200	40	220	1-abr-17	1740	83	296	927
FRAGA-03	UI	1125	22	290.89	7-feb-17	152	70	46	1002
FRAGA-04	HS	3000	18	160	19-ene-17	2355	90	236	2012
FRAGA-05	HS	3400	12	80	6-ene-17	240	18	197	590
FRAGA-06	TI	1500	18	178.2	6-mar-17	140	6	132	493
FRAGA-07	TI	1200	20	67	17-ene-17	370	30	259	435
FRAGA-08	HI	4400	15	180	6-abr-17	240	60	96	934
FRAGA-09	HS	4000	9	169	3-abr-17	235	40	141	989
FRAGA-10	HS	3200	12	77	12-mar-17	436	9	397	1136
FRAGA-11	TI	800	24	229.34	16-ene-17	366	8	337	406
FRAGA-12	TI	1050	26	452.73	5-feb-17	743	20	594	407
FRAGA-13	UI	1050	24	550	3-abr-17	109	7	101	423
FRAGA-14	TI	1050	41	80	7-abr-17	226	4	217	364
FRAGA-15	HS	4300	15	70	8-abr-17	420	76	101	411
FRAGA-16	HI	4000	11	60	30-ene-17	132	18	108	900
FRAGA-17	UI	1100	39	100	18-mar-17	112	7	104	347
FRAGA-18	HS	2600	12	10	1-mar-17	130	33	87	308
FRAGA-19	UI	1000	20	500	19-mar-17	400	68	128	401
FRAGA-20	UI	1000	23	561	8-abr-17	272	6	256	440
FRAGA-21	TS	1500	20	90	5-abr-17	350	1	347	925
FRAGA-22	TI+TS	1060	28	212.41	5-ene-17	461	2	452	500
FRAGA-23	HI	4400	5	386.67	24-dic-16	540	78	119	1524
FRAGA-24	HS	2800	9	72.2	24-dic-16	390	48	203	427
FRAGA-25	HS	2600	15	30	15-ene-17	185	32	126	466
FRAGA-26	UI	1663	24	219.33	19-feb-17	743	76	178	411
FRAGA-27	HS	3700	26	23.745	3-mar-17	412	44	231	747
FRAGA-28	TI	1100	17	150	15-ene-17	377	52	181	645
FRAGA-29	HS	4000	12	28	16-mar-17	133	32	90	655
FRAGA-30	TI	1050	17	150	20-oct-16	802	88	96	675
FRAGA-31	UI	1000	25	361.82	16-mar-17	533	70	160	675
FRAGA-32	UI	1129	18	202.5	11-ene-17	272	40	163	500

FRAGA-33	HI	3900	10	215	15-ene-17	554	55	249	1185
FRAGA-34	UI	1100	34	138	18-mar-17	905	82	163	364
FRAGA-35	TI	1200	41	62.667	15-feb-17	415	20	332	330
FRAGA-36	UI	1100	10	267	16-feb-17	206	38	128	564
FRAGA-37	UI	1200	30	90	12-ene-17	209	9	190	523
FRAGA-38	BT	600	14	500	29-ene-17	271	72	76	350
FRAGA-39	HI	3500	11	231	29-ene-17	1538	82	277	2955
FRAGA-40	UI	1300	8.5	182	5-abr-17	301	53	141	246
FRAGA-41	TI	2230	26	80	9-ene-17	376	34	250	491
FRAGA-42	HS	1500	11	135	8-ene-17	266	3	258	435
FRAGA-43	HS	2650	15	50	17-feb-17	243	52	117	338
FRAGA-44	HS	3300	15	25	7-mar-17	324	66	110	400
FRAGA-45	HS	4183	7	50	18-mar-17	200	61.8	76	338
FRAGA-46	HS	3800	16	85	20-mar-17	550	60	220	458
FRAGA-47	HS	1500	31	40	18-ene-17	281	5	267	306
FRAGA-48	TI	1200	20	150	2-abr-17	435	13	378	688
FRAGA-49	TI	1000	10	97	2-mar-17	120	2	118	1243
FRAGA-50	UI	900	25	150	11-mar-17	170	2	167	494

Tabla 10. Pozos del campo López Ruiz.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017).
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

3.4.2. ANÁLISIS POR POZO

Del análisis nodal realizado a cada uno de los pozos, se obtuvo el valor del daño actual, así como los valores de los potenciales de yacimiento y teórico de producción, los cuales se ven detallados en la tabla 11.

		POTENCIAL DE YACIMIENTO (WRIP)				POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCIÓN (TWPP)			
Pozo	Daño	WRIP QL (BLPD)	WRIP Qo (BPPD)	WRIP Skin = 0	WRIP Pwf = 0	TWPP QL (BLPD)	TWPP Qo (BPPD)	TWPP Skin = 0	TWPP Pwf (PSIA)
FRAGA-01	17.4	2233	1965	0.0	0.0	2010	1769	0.0	249.0
FRAGA-02	8.3	10333	1759	0.0	0.0	8042	1367	0.0	500.0
FRAGA-03	21.0	4833	1450	0.0	0.0	3299	990	0.0	500.0
FRAGA-04	5.0	12645	1265	0.0	0.0	11745	1175	0.0	300.0
FRAGA-05	19.0	1470	1205	0.0	0.0	1360	1115	0.0	300.0
FRAGA-06	43.0	1230	1156	0.0	0.0	1043	980	0.0	493.0
FRAGA-07	29.0	2316	1621	0.0	0.0	1805	1264	0.0	500.0
FRAGA-08	54.0	2781	1112	0.0	0.0	2080	832	0.0	934.0
FRAGA-09	23.5	1468	881	0.0	0.0	1387	832	0.0	300.0
FRAGA-10	5.0	1267	1153	0.0	0.0	1182	1076	0.0	300.0
FRAGA-11	14.0	1559	1434	0.0	0.0	1079	993	0.0	406.0
FRAGA-12	7.0	1823	1458	0.0	0.0	1466	1173	0.0	407.0
FRAGA-13	40.0	988	919	0.0	0.0	730	679	0.0	423.0

FRAGA-14	17.3	943	905	0.0	0.0	786	755	0.0	364.0
FRAGA-15	34.0	2776	666	0.0	0.0	2645	635	0.0	300.0
FRAGA-16	29.0	865	709	0.0	0.0	656	538	0.0	900.0
FRAGA-17	28.0	665	618	0.0	0.0	565	525	0.0	347.0
FRAGA-18	0.5	152	102	0.0	0.0	140	94	0.0	308.0
FRAGA-19	21.0	2119	678	0.0	0.0	1594	510	0.0	401.0
FRAGA-20	10.0	927	871	0.0	0.0	652	613	0.0	440.0
FRAGA-21	2.1	798	790	0.0	0.0	674	667	0.0	500.0
FRAGA-22	4.5	1068	1047	0.0	0.0	779	763	0.0	500.0
FRAGA-23	18.0	3300	726	0.0	0.0	1907	420	0.0	1524.0
FRAGA-24	9.0	1026	534	0.0	0.0	948	493	0.0	300.0
FRAGA-25	12.0	610	415	0.0	0.0	560	381	0.0	300.0
FRAGA-26	9.0	1892	454	0.0	0.0	1666	400	0.0	411.0
FRAGA-27	4.0	832	466	0.0	0.0	782	438	0.0	300.0
FRAGA-28	3.4	1002	481	0.0	0.0	721	346	0.0	500.0
FRAGA-29	9.0	369	251	0.0	0.0	348	237	0.0	300.0
FRAGA-30	6.0	2744	329	0.0	0.0	1985	238	0.0	500.0
FRAGA-31	0.0	1184	355	0.0	0.0	802	241	0.0	500.0
FRAGA-32	0.5	315	189	0.0	0.0	255	153	0.0	365.0
FRAGA-33	8.0	1869	841	0.0	0.0	1308	589	0.0	1000.0
FRAGA-34	1	1269	228	0.0	0.0	1028	185	0.0	364.0
FRAGA-35	0.5	500	400	0.0	0.0	438	350	0.0	330.0
FRAGA-36	0.0	321	199	0.0	0.0	230	143	0.0	500.0
FRAGA-37	0.0	307	279	0.0	0.0	217	197	0.0	500.0
FRAGA-38	0.0	444	124	0.0	0.0	272	76	0.0	350.0
FRAGA-39	0.0	12430	2237	0.0	0.0	1538	277	0.0	2955.0
FRAGA-40	0.0	325	153	0.0	0.0	301	141	0.0	246.0
FRAGA-41	26.4	1951	1288	0.0	0.0	1790	1181	0.0	491.0
FRAGA-42	17.0	1212	1176	0.0	0.0	1041	1010	0.0	300.0
FRAGA-43	16.0	925	444	0.0	0.0	851	408	0.0	300.0
FRAGA-44	5.5	639	217	0.0	0.0	597	203	0.0	300.0
FRAGA-45	1.0	258	99	0.0	0.0	239	91	0.0	300.0
FRAGA-46	20.0	2401	960	0.0	0.0	2266	906	0.0	300.0
FRAGA-47	14.4	1009	958	0.0	0.0	866	823	0.0	300.0
FRAGA-48	5.4	1078	938	0.0	0.0	901	784	0.0	500.0
FRAGA-49	-1.0	109	107	0.0	0.0	85	83	0.0	413.0
FRAGA-50	-2.0	234	205	0.0	0.0	121	119	0.0	494.0

Tabla 11. Resultados del análisis nodal por Pozo.

FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017).

REALIZADO POR: Santiago Aguayo

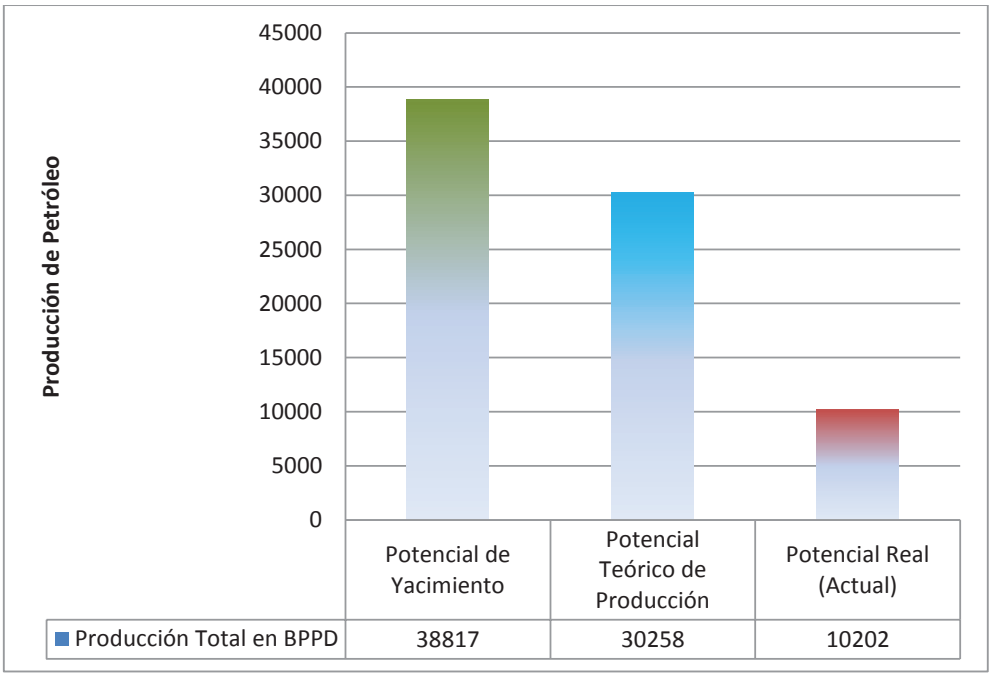


Figura 55. Resultados del análisis nodal Total del Campo.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017).
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Las gráficas IPR construidas con el software PIPESIM para los pozos del campo, se encuentran detalladas en el anexo 4. Mientras que la gráfica ilustrativa de la comparación de los resultados con el estado actual de cada pozo se encuentra detallada en el anexo 5

3.4.2.1. Ejemplo de elaboración de las curvas IPR, de un pozo del campo, mediante la aplicación de las ecuaciones del capítulo 2.

Para corroborar las curvas generadas en el software PIPESIM, se realizó el cálculo de las curvas IPR del pozo Fraga-08, mediante la aplicación de las ecuaciones descritas en el capítulo 2. Los resultados obtenidos son los siguientes.

- Se disponen de los datos de producción, datos del pozo, y de los datos de PVT de la arena productora, como se indica en la tabla

Datos Reales			Datos PVT		
Pr	4400	Psia	Arena Hollín Inferior		
h	15	ft	T	236	°F
K	180	mD	Pi	4515	Psia
Q liquido	240	BLPD	Pb	195	Psia
BSW	60	%	Rs	6	
Q Petróleo	96	BPPD	U Pi	6,2	Cp
Pwf Actual	934	Psia	U Pb	3,94	Cp

Pwf Optima HS	3000	Psia	Grav Gas	0,8281	
re	250	m	Grav Agua	1,03	
rw	8,5	pulg	Bo	1,1514	BPY/BPS

Tabla 12. Datos del Pozo Fraga-08

FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017).
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

- Realizar el cálculo daño mediante la aplicación de la ecuación 9, despejando el daño, se obtuvo el siguiente resultado: S = 54,5.
- Realizar el cálculo del factor de eficiencia, una vez conocido el valor del daño aplicando la ecuación 14, para obtener el siguiente resultado: EF = 0,1034.
- Realizar el cálculo del índice de productividad,
  - Para daño = 0, entonces se aplica la ecuación 10, obteniendo el siguiente resultado: J = 0,668
  - Para daño $\neq$ 0, J = 0,0692
- Graficar las curvas IPR, con daño y sin daño, aplicando las siguientes ecuaciones:
  - Para daño = 0,

    Si $P_{wf} \geq P_b$, entonces se aplica la ecuación 8.

    Si $P_{wf} < P_b$, entonces se aplica la ecuación 17.
  - Para daño $\neq$ 0,

    Si $P_{wf} \geq P_b$, entonces se aplica la ecuación 9.

    Si $P_{wf} < P_b$, entonces se aplica la ecuación 19.
- Generar una tabla de valores, variando la presión desde la presión de reservorio hasta 0, y calculando los caudales para cada presión. Los valores de caudal obtenidos para las presiones más importantes se especifican en la tabla 13.

	Daño=54,57		Daño=0	
	Presión, PSIA	**Caudal, BLPD**	**Presión, PSIA**	**Caudal, BLPD**
Pr	4400	0	4400	0
Pwf Óptima	3000	97	4200	936
Pwf Actual	934	240	4000	2317
Pb	195	291	3800	2811
	0	299	3600	2851

Tabla 13. Valores Obtenidos de la aplicación de las ecuaciones.

FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017).
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Las curvas IPR generadas mediante los datos calculados, se indican en la figura 56.

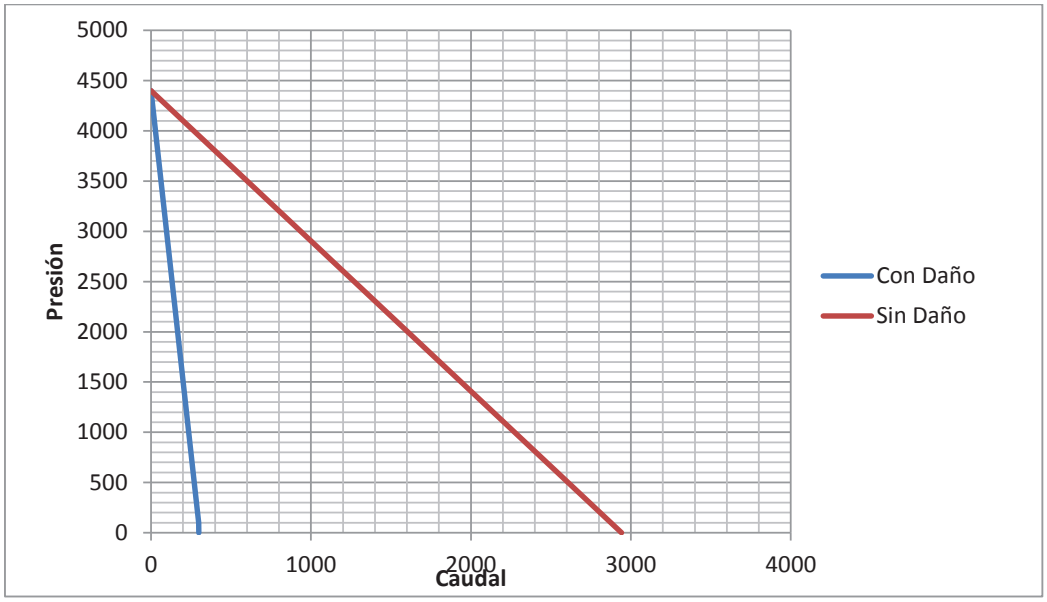


Figura 56. Curvas IPR del pozo Fraga-08.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017).
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Los resultados obtenidos, de las curvas IPR generadas, mediante las ecuaciones, son comparados con los resultados obtenidos del análisis mediante el software PIPESIM, como se observa en la tabla 14.

	Aplicación de las Ecuaciones			PIPESIM			
Pozo	Daño	WRIP QL (BLPD)	TWPP QL (BLPD)	Daño	WRIP QL (BLPD)	TWPP QL (BLPD)	% Diferencia
Fraga-08	54,6	2942	2317	54	2781	2080	5,6 %

Tabla 14. Comparación de Resultados.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017).
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Existe un porcentaje de diferencia entre los resultados debido a que durante el análisis de las curvas IPR generadas en PIPESIM, el ajuste a las condiciones reales, fue aproximado, es decir, se trabajó con el daño y la curva IPR que más se acercara a las condiciones reales. Se puede pensar que la diferencia que existe entre los potenciales calculados, se debe a la viscosidad, ya que en el software PIPESIM se trabajó con dos datos de viscosidad reales del pozo a diferentes temperaturas, mientras que para el cálculo mediante las ecuaciones se utilizó el dato de viscosidad de las propiedades PVT de la arena.

Se puede concluir que los resultados obtenidos por medio del software PIPESIM, son válidos y confiables, ya que siempre existirá un pequeño porcentaje de diferencia en comparación con el cálculo manual.

CAPITULO IV

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se realiza una evaluación técnica de los resultados obtenidos del análisis nodal realizado siguiendo la metodología, se establece un portafolio de oportunidades en base a dicha evaluación. Posteriormente se realiza un análisis económico de los pozos del primer portafolio de oportunidades lo que permite establecer prioridades y por ende crear un nuevo portafolio, final, en base al análisis económico.

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO DE RESULTADOS

El objetivo principal de este proyecto es la optimización de la producción del campo López Ruiz, para lo cual se ha realizado un primer análisis detallado de cada uno de los pozos del campo para luego seleccionar aquellos que presenten buenos potenciales de producción y que pueden ser sometidos a un trabajo de reacondicionamiento que permita incrementar su producción.

4.2. DETERMINACIÓN DE CANDIDATOS PARA OPTIMIZACIÓN

4.2.1. PARÁMETROS DE ESTUDIO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

El incremento de la producción se logra con la estimulación del pozo, la cual afecta al yacimiento mediante el cambio de una propiedad estática del mismo. Las tres principales propiedades estáticas que se pueden variar, y que se tomaron en cuenta para la selección de los pozos del portafolio de oportunidades, son el daño, la permeabilidad, y la presión de fondo fluyente.

4.2.1.1. Daño

El factor de Daño es una medida cuantitativa empleada para evaluar el comportamiento del pozo, es el factor principal que se toma en cuenta, dependiendo de su magnitud para iniciar una estimulación, o establecer un programa de reacondicionamiento. El objetivo principal de un trabajo de estimulación, es remover el daño de formación, o minimizarlo lo máximo posible. (Quijada Jiménez, 2009)

4.2.1.2. Permeabilidad

La permeabilidad del yacimiento, tiene una influencia sobre el grado de flujo de fluido en el yacimiento. Cuanto mayor sea la permeabilidad mejor será el rendimiento de producción esperado. La estimulación permite restaurar la permeabilidad natural de la

formación alrededor del pozo al remover el daño de formación, disolver material que tapona los poros o aumentar el tamaño de los espacios porosos (Quijada Jiménez, 2009)
El valor del efecto del daño, el radio de drenaje, y la productividad del pozo, son todas funciones de la permeabilidad.

4.2.1.3. Presión de Fondo Fluyente

El comportamiento de la presión sirve para determinar la declinación del pozo y acercamiento a la presión de burbuja, presión a la cual se empieza a manifestar la condensación de los líquidos en el yacimiento. La presión de fondo fluyente está directamente relacionada a la columna hidrostática del pozo, y al sistema de levantamiento artificial aplicado en el mismo. Si el problema de declinación de la producción es debido a una insuficiente presión de fondo fluyente en relación con el peso de la columna del fluido, entonces se debe considerar la instalación de un sistema de producción artificial, pero si el problema continua, se debe posiblemente a un diseño inadecuado o mal funcionamiento del equipo ya instalado.

4.3. PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES DESDE EL PUNTO DE VISTA TÉCNICO

Una vez realizadas las sensibilidades se compararon y analizaron los resultados finales y, tomando en cuenta los parámetros de estudio para aumentar la producción, se seleccionaron los pozos descritos en la tabla 16.
Los factores principales de selección, fueron:

- Historial de intervenciones del pozo, este fue el criterio de selección principal, para lo cual se tomó como preferencia, aquellos pozos que no tengan más de una intervención, o que sean relativamente nuevos, es decir que solo se hayan realizado operaciones de completación.
- Daño, es el segundo criterio de selección, para lo cual se establecieron tres consideraciones en función de los valores de daño obtenidos durante el análisis, como se observa en la tabla 15, los pozos con preferencia fueron aquellos con daño medio y alto.

Consideraciones	Rango de valores del Daño
Daño Bajo	2-10
Daño Medio	11-20
Daño Alto	Mayores a 20

Tabla 15. Consideraciones respecto a los valores de Daño obtenidos.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

_ Caudal de ganancia esperado, el cual representa el tercer criterio de selección, para lo cual se tomó en cuenta aquellos pozos cuya producción obtenida, asumiendo se realice el trabajo de optimización, sea representativa operacionalmente y económicamente.

Bajo estos criterios los pozos seleccionados se encuentran en la tabla 16.

POZO	Arena	Producción Real Qo (BPPD)	Daño	Potencial de Yacimiento WRIP (BPPD)	Potencial Teórico TWPP (BPPD)	Posible Ganancia TWPP-Qo (BPPD)
FRAGA-01	HS	508	17.4	1965	1769	1261
FRAGA-07	TI	259	29.0	1621	1264	1005
FRAGA-08	HI	96	54.0	1112	832	736
FRAGA-20	UI	256	10.0	871	613	357
FRAGA-29	HS	90	9.0	251	237	146
FRAGA-41	TI	250	26.4	1288	1181	932
FRAGA-42	HS	258	17.0	1176	1010	752
FRAGA-46	HS	220	20.0	960	906	686
FRAGA-47	HS	267	14.4	958	823	556
FRAGA-48	TI	378	5.4	938	784	406

Tabla 16. Portafolio de oportunidades desde el punto de vista técnico.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

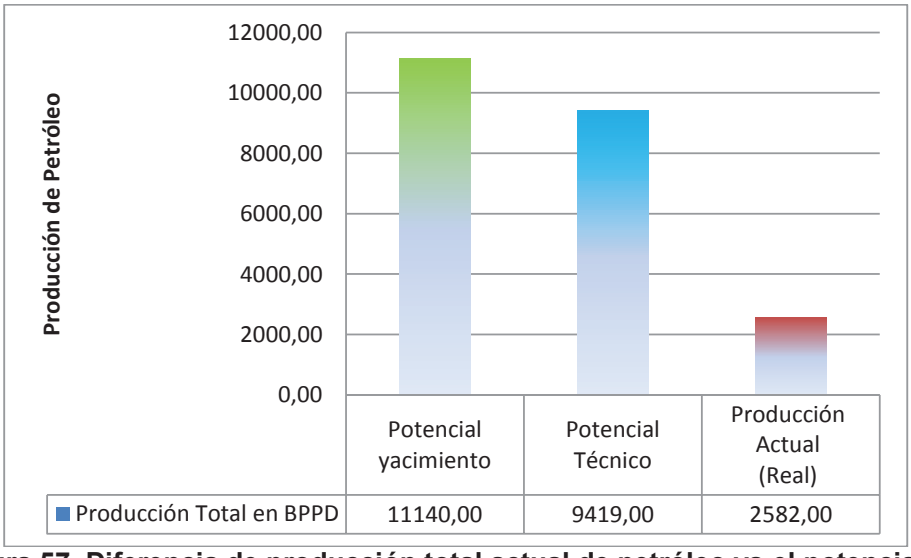


Figura 57. Diferencia de producción total actual de petróleo vs el potencial de yacimiento y el potencial técnico de producción de los pozos seleccionaos para el primer portafolio.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

4.3.1. DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

4.3.1.1. FRAGA-01

El pozo Fraga-01, fue perforado direccionalmente en julio de 2016, alcanzando una profundidad final de 11,660 ft MD (10,461 ft TVD). La evaluación petrofísica muestra como objetivo primario el yacimiento Hollín Superior y como objetivo secundario U Inferior. El 13 de julio de 2016 inician operaciones de completación, bajan equipo BES con 5 bombas DN1750 (49+65+74+124 etapas), y cañonean los siguientes intervalos de la arena Hollín Superior: **11,384 ft – 11,400 ft y 11,408 ft- 11,416 ft.** Finalizan operaciones de completación el 21 de julio de 2016.

El pozo, al 24 de marzo de 2017, se encuentra produciendo los siguientes valores de la arena Hollín Superior, con la misma bomba instalada durante las operaciones de completación:

BFPD= 577, **BPPD=** 508, **BAPD=** 69, **BSW=** 12

El historial de producción de fluidos desde la completación del pozo, hasta marzo de 2017 se detalla en la figura 58.

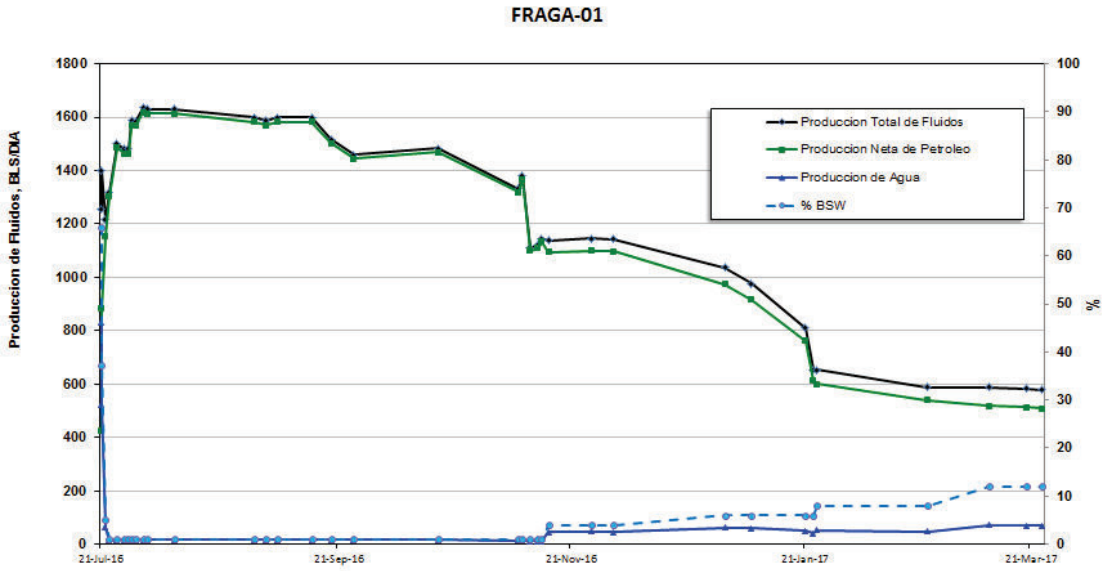


Figura 58. Historial de producción del pozo Fraga-01.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

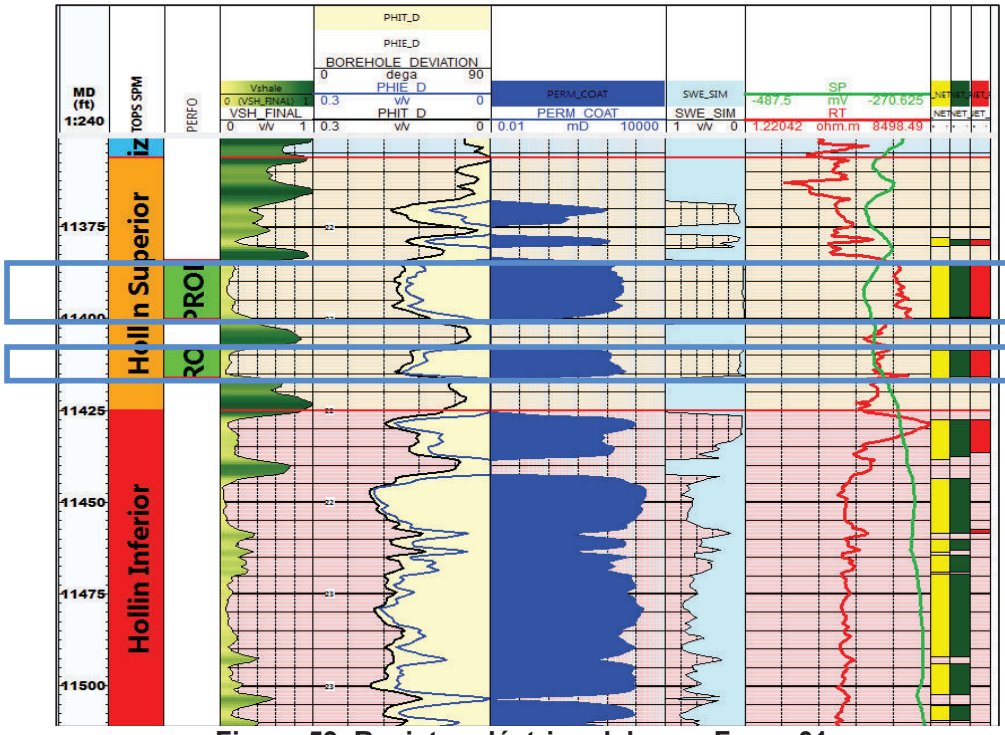


Figura 59. Registro eléctrico del pozo Fraga-01.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 59, el reservorio Hollín Superior muestra dos intervalos de pago primarios, los cuales fueron cañoneados durante las operaciones de completación y pruebas iniciales.

El reservorio Hollín Superior presenta los siguientes parámetros petrofísicos.

Parámetros	
Espesor Zona de Pago (Ho), ft.	32,5
Porosidad (ɵ), %	13,4
Saturación de Agua (Sw), %	8,7
Permeabilidad (mD)	114,09

Tabla 17. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Superior, Pozo Fraga-01
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Del análisis nodal realizado en el pozo, se obtuvo la siguiente curva IPR. Ver grafica 60.

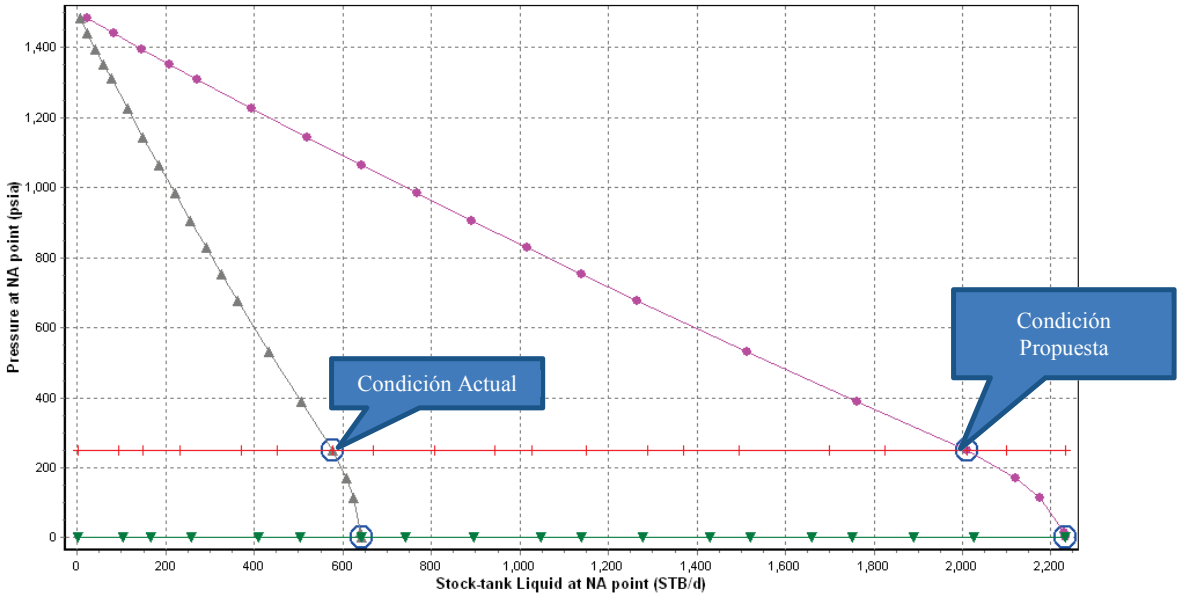


Figura 60. Curva IPR del pozo Fraga-01
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

DAÑO	17,4
PRODUCCION ACTUAL, BPPD	508
POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCIÓN, BPPD	1769
POTENCIAL DE YACIMIENTO, BPPD	1965

Tabla 18. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-01
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

En base a los resultados obtenidos del análisis nodal, tabla 18, podemos observar que este tiene un daño medio, el cual ha influenciado claramente en la disminución progresiva de la producción. Al ser un pozo relativamente nuevo se puede pensar que el daño se ha originado mecánicamente, es decir por las operaciones de perforación, completación y producción, lo cual probablemente conllevo a la migración de finos y formación de escala. El pozo todavía no presenta ninguna intervención después del completamiento, por lo que se propone realizar la estimulación matricial de la arena en base a lo siguiente:

- Condición mecánica óptima para el trabajo de reacondicionamiento. Ver Anexo 6
- Registro de cemento muestra buena calidad en la zona de interés. Ver Anexo 7.
- Se espera una producción de 1700 BPPD aproximadamente.

4.3.1.2. FRAGA-07

El pozo Fraga-07, fue perforado direccionalmente en febrero de 2015, alcanzando una profundidad final de 11,670 ft MD (10,291.78 ft TVD). La evaluación petrofísica muestra como objetivo primario el yacimiento T Inferior. El 08 de marzo de 2015 inician operaciones de completación, bajan equipo BES con 3 bombas FLEX P10X (119+119+89 etapas), y cañonean los siguientes intervalos de la arena T Inferior: **10,312 ft – 10,316 ft y 10,332 ft- 10,348 ft.** Finalizan operaciones de completación el 15 de marzo de 2015.

El pozo, al 14 de abril de 2017, se encuentra produciendo los siguientes valores de la arena T Inferior con la misma bomba instalada durante las operaciones de completación:

BFPD= 270, **BPPD=** 189, **BAPD=** 81, **BSW=** 30

El historial de producción de fluidos desde la completación del pozo, hasta abril de 2017 se detalla en la figura 61.

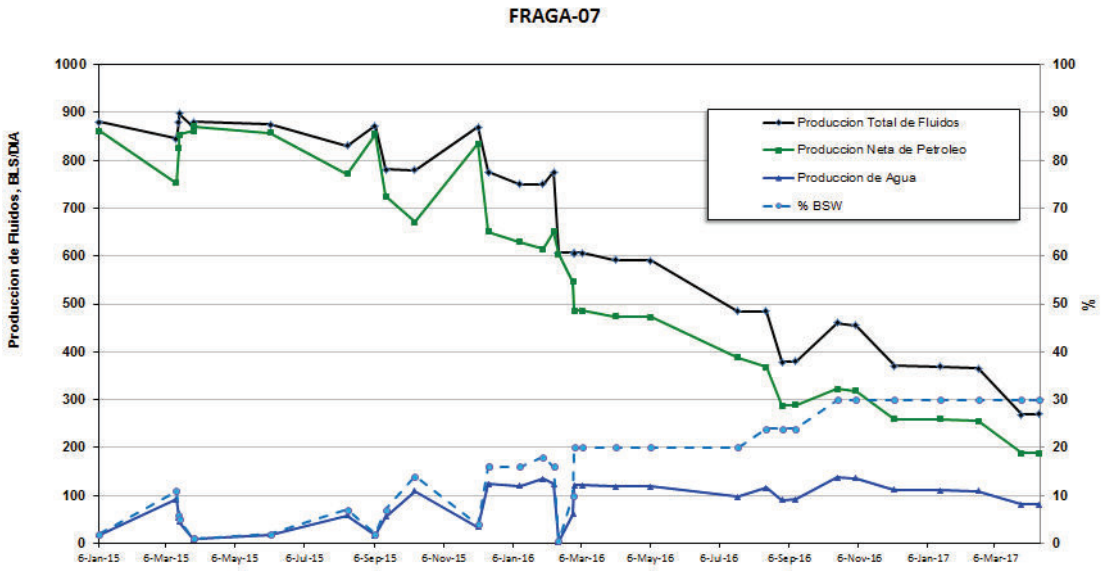


Figura 61. Historial de producción del pozo Fraga-07.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 62, el reservorio Hollín Superior muestra dos intervalos de pago primarios, los cuales fueron cañoneados durante las operaciones de completación y pruebas iniciales.

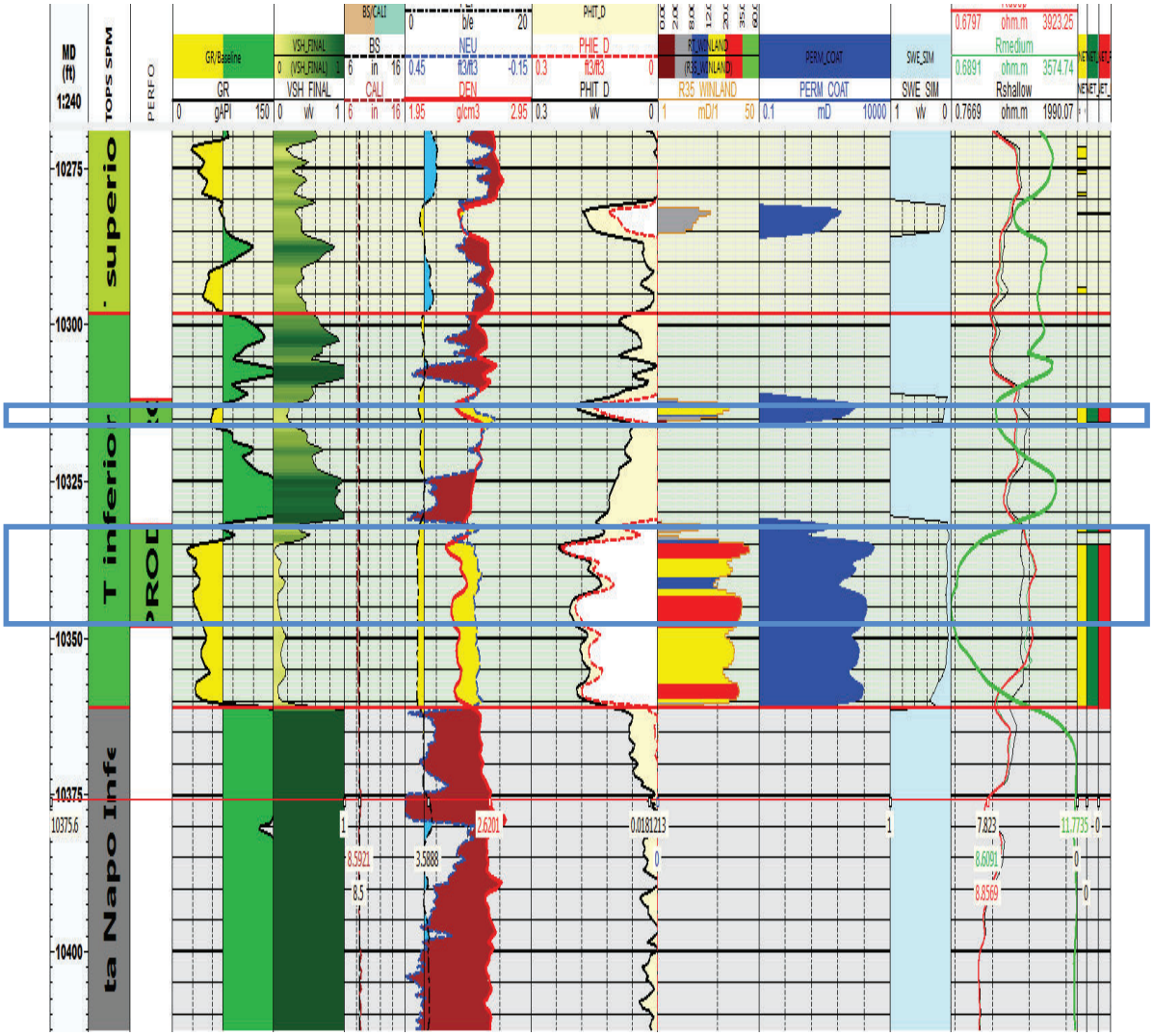


Figura 62. Registro eléctrico del pozo Fraga-07.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

El reservorio T Inferior presenta los siguientes parámetros petrofísicos.

Parámetros	
Espesor Zona de Pago (Ho), ft.	29,5
Porosidad (ɵ), %	15,6
Saturación de Agua (Sw), %	10,5
Permeabilidad (mD)	214,76

Tabla 19. Parámetros Petrofísicos reservorio T Inferior, Pozo Fraga-07
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Del análisis nodal realizado en el pozo, se obtuvo la siguiente curva IPR. Ver figura 63.

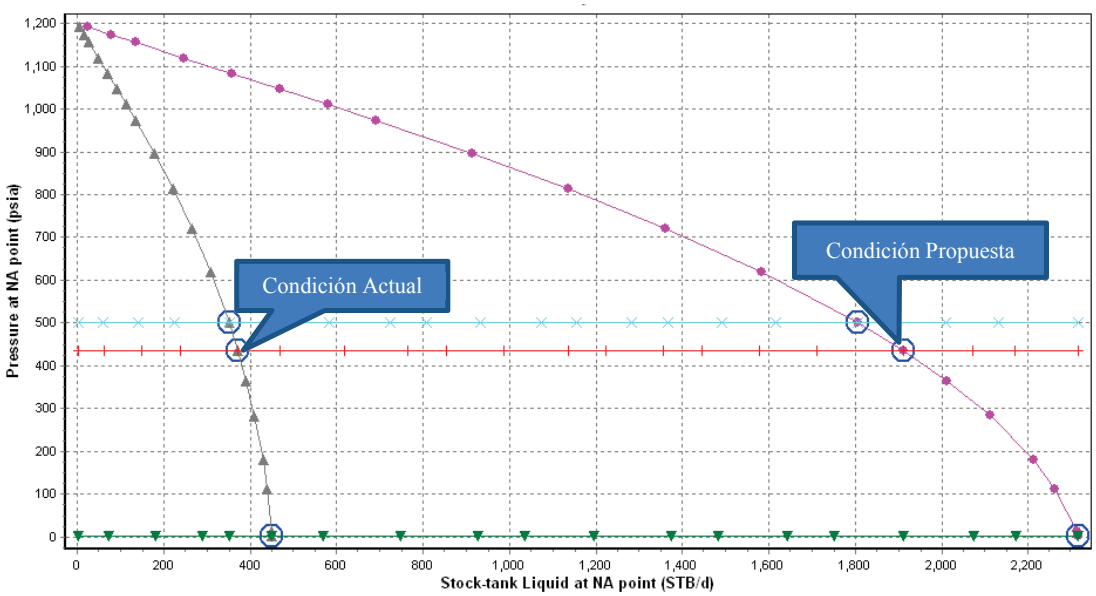


Figura 63. Curva IPR del pozo Fraga-07
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

DAÑO	29
PRODUCCION ACTUAL, BPPD	259
POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCIÓN, BPPD	1264
POTENCIAL DE YACIMIENTO, BPPD	1621

Tabla 20. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-07
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

En base a los resultados obtenidos del análisis nodal, tabla 20, podemos observar que el pozo presenta un daño muy alto, el cual ha ido incrementando durante el periodo de producción del pozo y obviamente está afectando la producción de fluido, ya que los espacios porosos podrían estar obstruidos por la migración de finos. El pozo todavía no presenta ninguna intervención después del completamiento, por lo que se propone adicionar un intervalo de producción en la arena T Inferior, y redisparar los intervalos actualmente abiertos en base a lo siguiente:

- La arena T Inferior presenta en los intervalos propuestos una porosidad promedio de 15,6 %.
- Condición mecánica óptima para el trabajo de reacondicionamiento. Ver Anexo 6
- Registro de cemento muestra buena calidad en la zona de interés. Ver Anexo 7.
- Se espera una producción de 1200 BPPD aproximadamente.

4.3.1.3. FRAGA-08

El pozo Fraga-08, fue perforado en febrero de 1994, alcanzando una profundidad final de 10,292 ft MD (10,280 ft TVD). Inician operaciones de completación en marzo de 1994, se disparó los siguientes intervalos:

Hollín	**10,090 ft - 10,120 ft (30 ft)**
U Inferior	**9,666 ft - 9,692 ft (26 ft)**
Basal Tena	**8,910 ft - 8,926 ft (16ft)**

Finalizan operaciones de completación el 25 de marzo de 1994.

El pozo presenta 3 intervenciones realizadas después del completamiento, las cuales se detallan a continuación:

W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
WO-01	18-may-02	Cambio de BHA por daño en cavidad	EXITOSO
WO-02	18-ene-09	Cambio de BHA por comunicación TBG-CSG	EXITOSO
WO-03	02-ago-14	Cambio de levantamiento de PPH a PPS	EXITOSO

Tabla 21. Historial de reacondicionamientos del pozo Fraga-08
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

El pozo, al 18 de abril de 2017, se encuentra produciendo los siguientes valores de la arena Hollín Inferior, mediante Bombeo hidráulico:

BFPD= 251, **BPPD=** 100, **BAPD=** 150, **BSW=** 60

El historial de producción de fluidos desde el año 2015, hasta abril de 2017 se detalla en la figura 64.

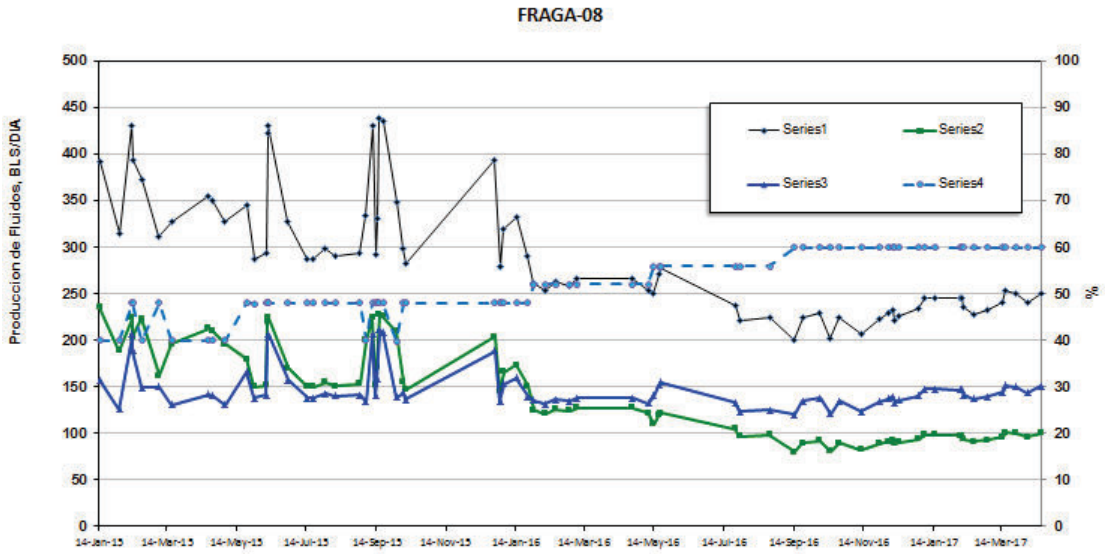


Figura 64. Historial de producción del pozo Fraga-08.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

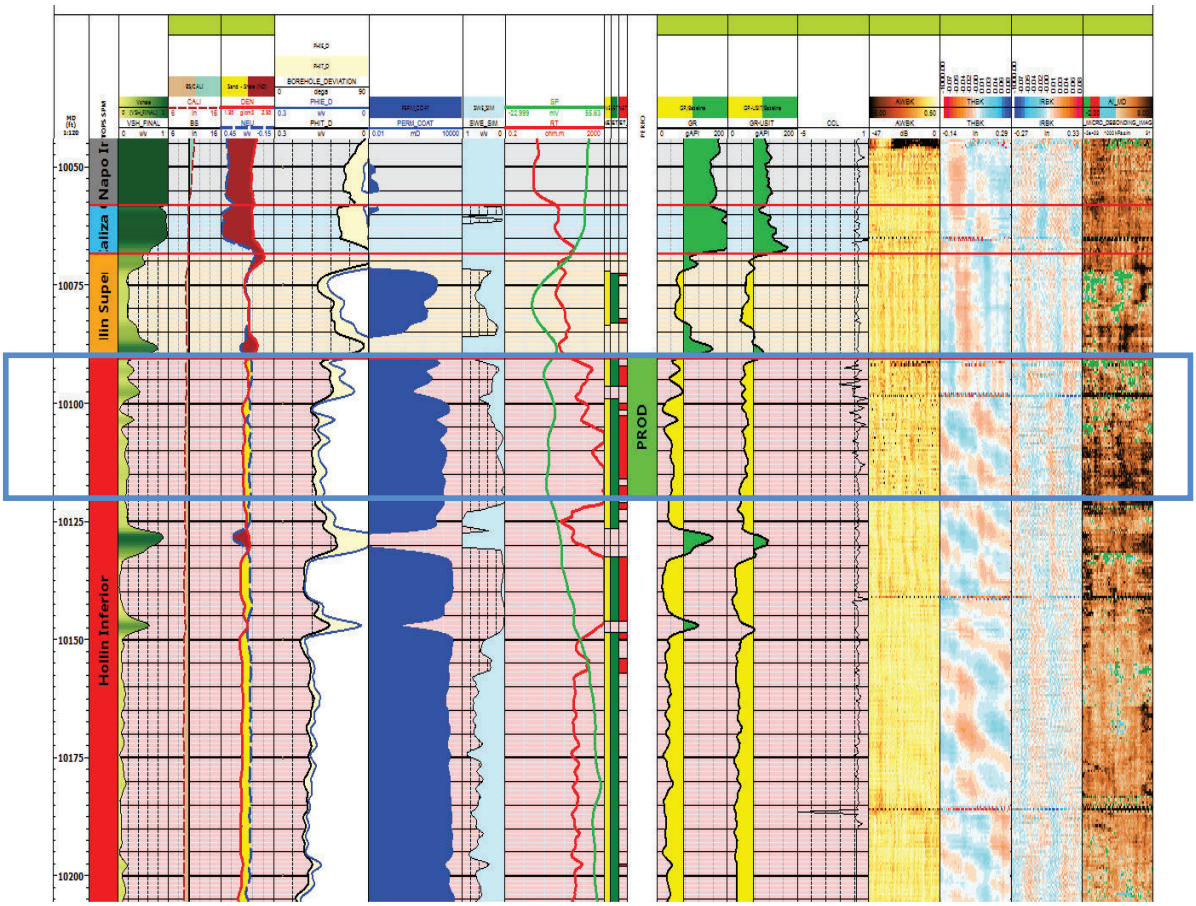


Figura 65. Registro eléctrico del pozo Fraga-08.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 65, el reservorio Hollín Inferior muestra el intervalo de pago actual, el cual fue cañoneado durante las operaciones de completación y pruebas iniciales.

El reservorio Hollín Inferior presenta los siguientes parámetros petrofísicos.

Parámetros	
Espesor Zona de Pago (Ho), ft.	36,5
Porosidad (ɵ), %	15,7
Saturación de Agua (Sw), %	14,3
Permeabilidad (mD)	342,3

Tabla 22. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Inferior, Pozo Fraga-08
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Del análisis nodal realizado en el pozo, se obtuvo la siguiente curva IPR. Ver figura 66.

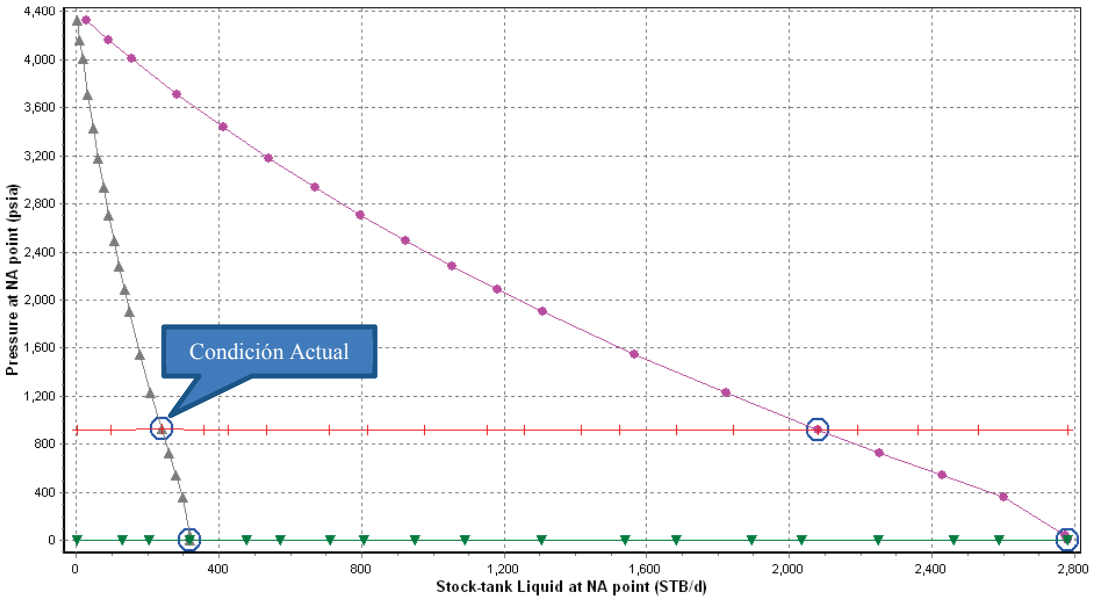


Figura 66. Curva IPR del pozo Fraga-08
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

DAÑO	54
PRODUCCION ACTUAL, BPPD	96
POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCÓN, BPPD	832
POTENCIAL DE YACIMIENTO, BPPD	1112

Tabla 23. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-08
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

En base a los resultados obtenidos del análisis nodal, tabla 23, podemos observar que el pozo se encuentra extremadamente dañado, la producción de fluidos es buena pero el corte de agua, de 60%, es muy alto. En base al análisis del registro eléctrico y las propiedades petrofísicas de la arena, se puede observar que existe la oportunidad de aumentar los intervalos de la arena. Debido al bajo potencial actual de petróleo y con objetivo de incrementar la producción en el pozo, se propone la apertura del intervalo adicional de la arena Hollín Inferior, y el recañoneo de los intervalos ya existentes. en base a lo siguiente:

- Condición mecánica óptima para el trabajo de reacondicionamiento. Ver Anexo 6
- Registro de cemento muestra buena calidad en la zona de interés. Ver Anexo 7.
- Se espera una producción de 800 BPPD aproximadamente.

4.3.1.4. FRAGA-20

El pozo Fraga-20 es un pozo direccional que fue perforado el 30 de junio del 2009 alcanzando una profundidad de 11180' y completado el 13 de septiembre del 2009. Durante las operaciones de completación, bajan equipo BES con 2 bombas P6X (166+113 etapas), y cañonean el siguientes intervalo de la arena U Inferior: **10,497 ft – 10,514 ft.**

El pozo presenta 2 intervenciones realizadas después del completamiento, las cuales se detallan a continuación:

W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
WO-01	01-mar-15	Pulling Equipo BES.	SATISFACTORIO
WO-02	08-oct-16	Disparar/ redisparar arenisca U Inferior Bajar equipo BES.	EXITOSO

Tabla 24. Historial de reacondicionamientos del pozo Fraga-20
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

El pozo, al 12 de mayo de 2017, se encuentra produciendo los siguientes valores de la arena U inferior mediante Bombeo Electrosumergible (3 bombas D450N 66 +122+122 etapas):

BFPD= 272, **BPPD=** 556, **BAPD=** 16, **BSW=** 6

El historial de producción de fluidos desde el año 2015, hasta mayo de 2017 se detalla en la figura 67.

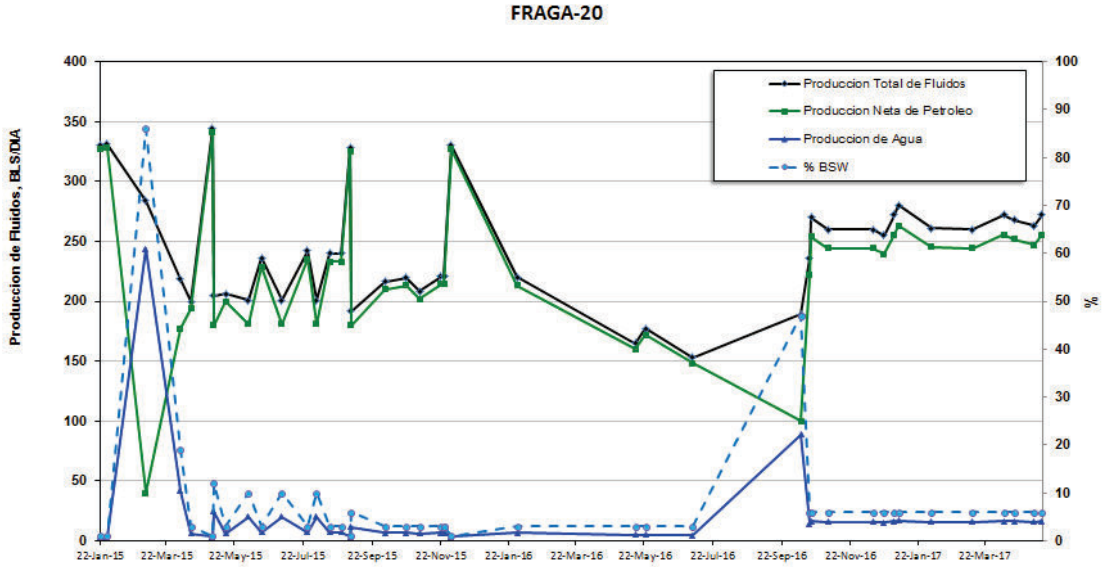


Figura 67. Historial de producción del pozo Fraga-20.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

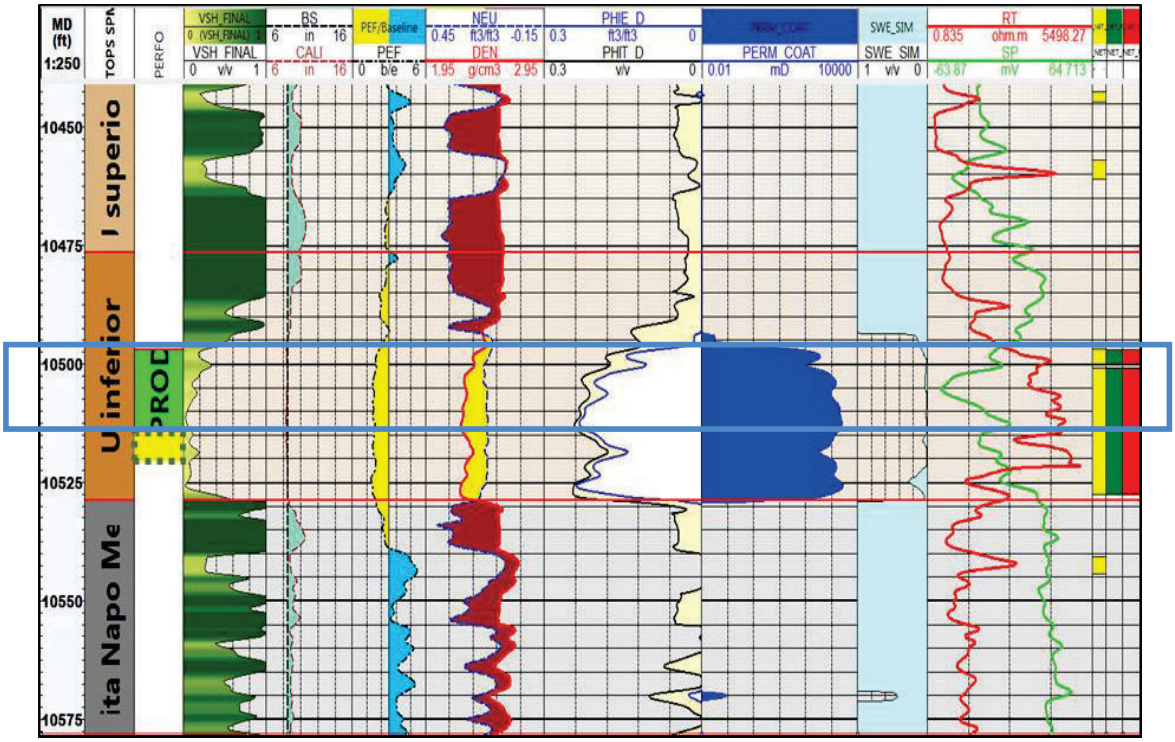


Figura 68. Registro eléctrico del pozo Fraga-20.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 68, el reservorio U Inferior muestra un intervalo de pago primario, el cual fue cañoneado durante las operaciones de completación y pruebas iniciales.

El reservorio U Inferior presenta los siguientes parámetros petrofísicos.

Parámetros	
Espesor Zona de Pago (Ho), ft.	30,5
Porosidad (ɵ), %	20,1
Saturación de Agua (Sw), %	4,6
Permeabilidad (mD)	533

Tabla 25. Parámetros Petrofísicos reservorio U Inferior, Pozo Fraga-20
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

Del análisis nodal realizado en el pozo, se obtuvo la siguiente curva IPR. Ver figura 69.

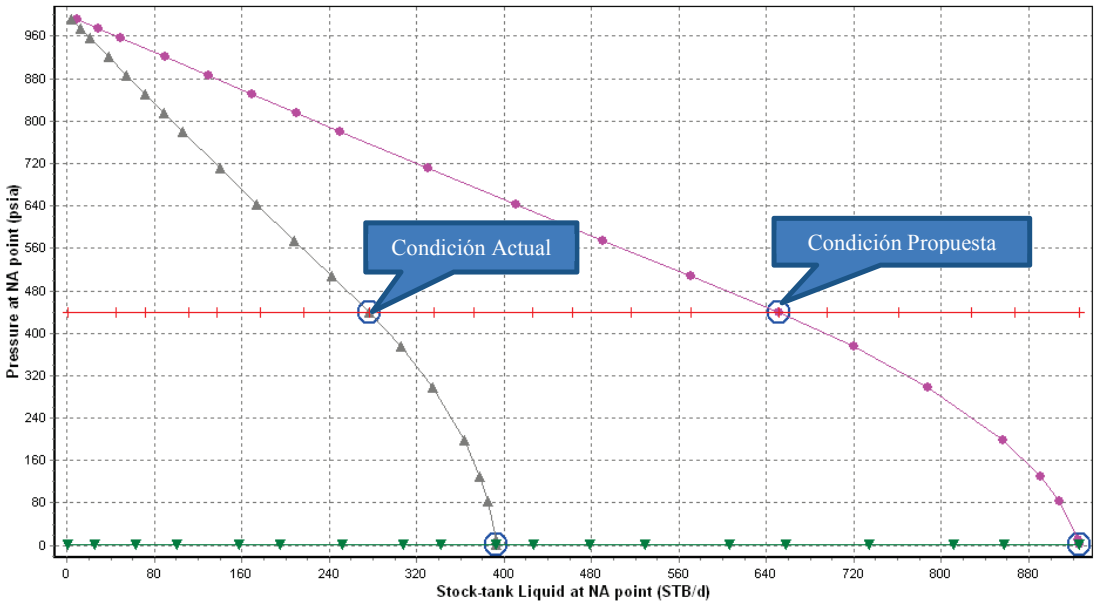


Figura 69. Curva IPR del pozo Fraga-20
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

DAÑO	10
PRODUCCION ACTUAL, BPPD	256
POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCIÓN, BPPD	613
POTENCIAL DE YACIMIENTO, BPPD	871

Tabla 26. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-20
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

El pozo Fraga-20 quedó fuera de servicio el 18 de julio de 2016 por bajo aislamiento y fases desbalanceadas, con objetivo de recuperar la producción se realizó el Workover N°2, el cual fue exitoso. A partir de esta segunda intervención el pozo comienza a decaer en producción, lo cual se evidencia debido a la presencia de un daño medio, el cual posiblemente fue originado por la migración de finos y formación de escala, además del daño ocasionado durante la perforación de los intervalos en la segunda intervención.

Con el objetivo de aumentar y mantener la producción óptima del pozo se propone realizar la estimulación matricial de la arena en base a lo siguiente:

- Condición mecánica óptima para el trabajo de reacondicionamiento. Ver Anexo 6
- Registro de cemento muestra buena calidad en la zona de interés. Ver Anexo 7.
- Se espera una producción de 600 BPPD aproximadamente.

4.3.1.5. FRAGA-29

El pozo Fraga-29, fue perforado direccionalmente en agosto de 2013, alcanzando una profundidad final de 10,710 ft MD. La evaluación petrofísica muestra como objetivo primario el yacimiento Hollín Superior. El 09 de agosto de 2013 inician operaciones de completación, bajan equipo BES con 2 bombas P4XH6 (196+196 etapas), y cañonean los siguientes intervalos de la arena Hollín Superior: **10,557 ft- 10,569 ft.** Finalizan operaciones de completación el 19 de agosto de 2013.

Después de las operaciones de completación, el 05 de junio de 2014, se realizó una intervención (Workover N°1), la cual consistió en un Pulling Simple, debido a una falla mecánica de la bomba BES.

El pozo, al 11 de marzo de 2017, se encuentra produciendo los siguientes valores de la arena U Superior, mediante bombeo electrosumergible (3 bombas PF10XH6 119+119+119 etapas):

BFPD= 129, **BPPD=** 88, **BAPD=** 41, **BSW=** 32

El historial de producción de fluidos desde el año 2015, hasta marzo de 2017 se detalla en la figura 70.

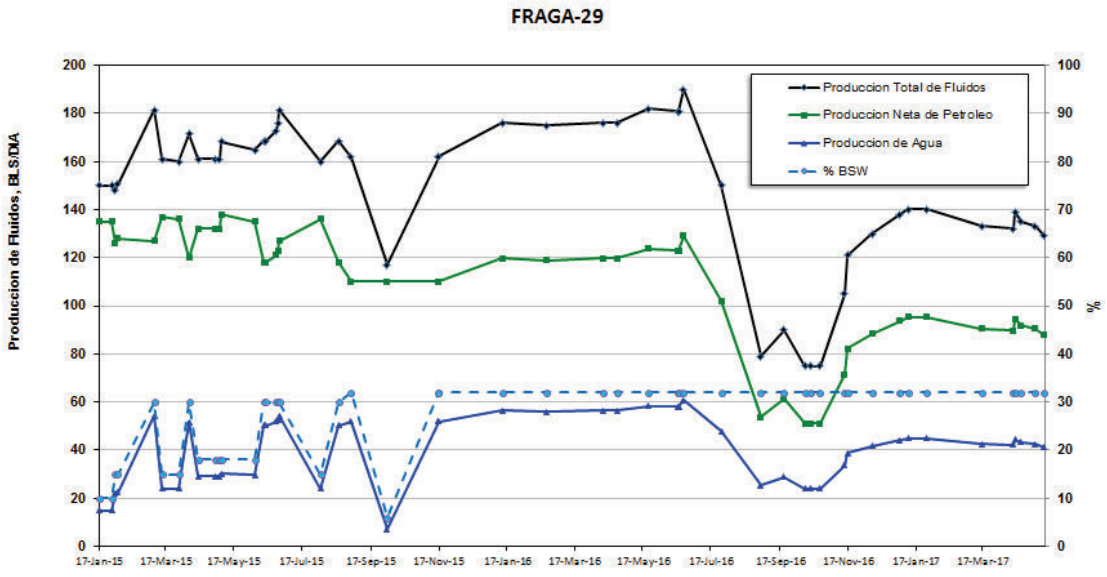


Figura 70. Historial de producción del pozo Fraga-29.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

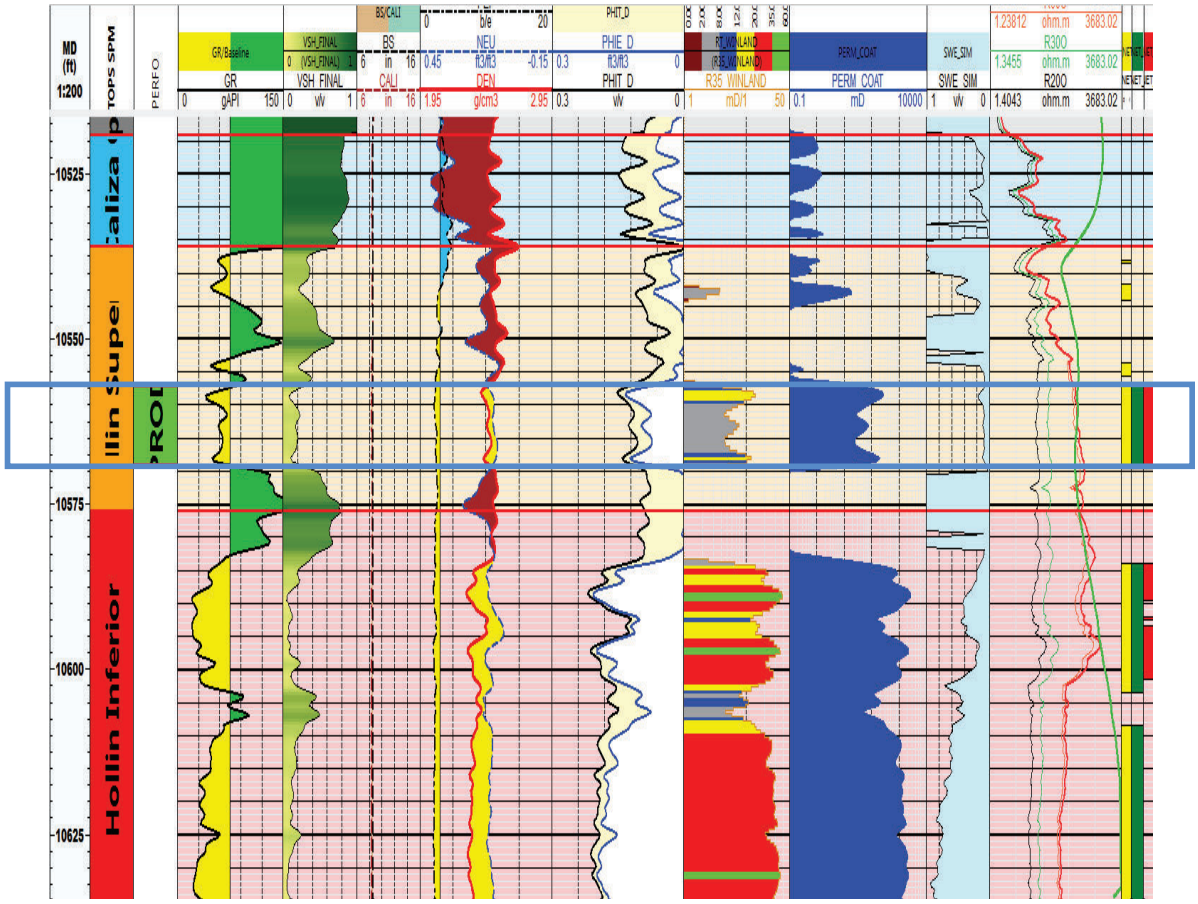


Figura 71. Registro eléctrico del pozo Fraga-29.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 71, el reservorio Hollín Superior muestra un intervalo de pago primario, el cual fue cañoneado durante las operaciones de completación y pruebas iniciales.

El reservorio Hollín Superior presenta los siguientes parámetros petrofísicos.

Parámetros	
Espesor Zona de Pago (Ho), ft.	12,475
Porosidad (ɵ), %	9,4
Saturación de Agua (Sw), %	10,9
Permeabilidad (mD)	27,76

Tabla 27. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Superior, Pozo Fraga-29
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Del análisis nodal realizado en el pozo, se obtuvo la siguiente curva IPR. Ver figura 72.

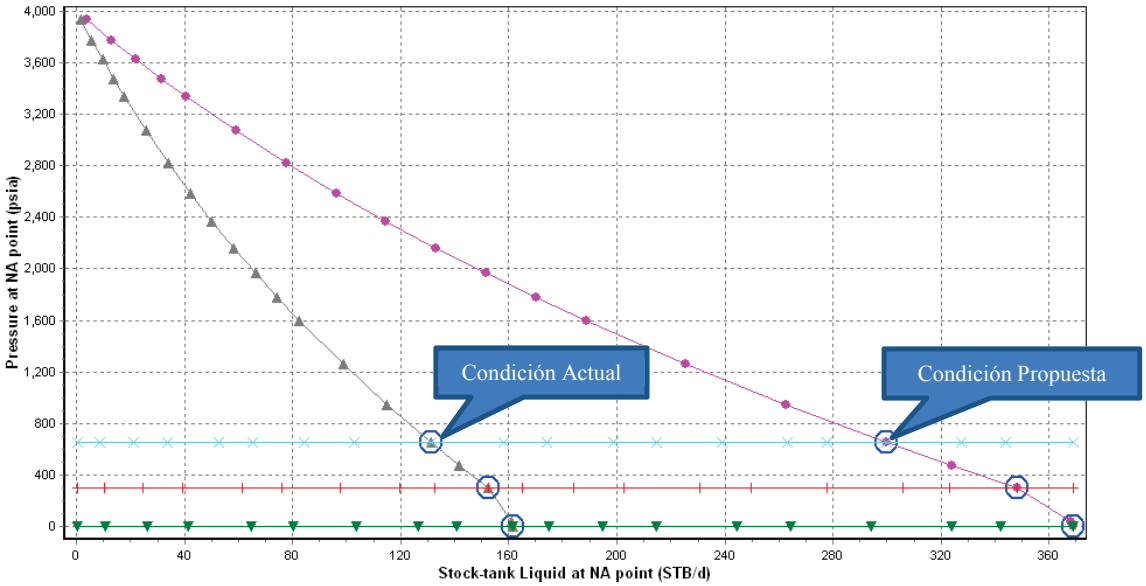


Figura 72. Curva IPR del pozo Fraga-29
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

DAÑO	9
PRODUCCION ACTUAL, BPPD	90
POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCIÓN, BPPD	237
POTENCIAL DE YACIMIENTO, BPPD	251

Tabla 28. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-29
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

En base a los resultados obtenidos del análisis nodal, tabla 28, podemos observar que el pozo presenta daño medio que está influenciando en la disminución progresiva de la producción desde el año 2013, año en que se realizó la primera y única intervención en el pozo. Debido a que no se ha realizado ninguna estimulación a la arena previamente, y en base al éxito de este trabajo en pozos similares se propone realizar la estimulación matricial en base a lo siguiente:

- Condición mecánica óptima para el trabajo de reacondicionamiento. Ver Anexo 6
- Registro de cemento muestra buena calidad en la zona de interés. Ver Anexo 7.
- Se espera una producción de 200 BPPD aproximadamente.

4.3.1.6. FRAGA-41

El pozo Fraga-41, fue perforado direccionalmente en julio de 2015, alcanzando una profundidad final de 11,760 ft MD (10,361 ft TVD). La evaluación petrofísica muestra como objetivo primario el yacimiento T Inferior. El 22 de agosto de 2015 inician operaciones de completación, bajan equipo BES PF10XH6 y cañonean los siguientes intervalos de la arena T Inferior: **11,384 ft – 11,410 ft.** Finalizan operaciones de completación el 07 de septiembre de 2015.

Después de las operaciones de completación, el 04 de diciembre de 2015, se realizó una intervención (Workover N°1), la cual consistía en un Pulling Simple, pero el trabajo queda suspendido el 13 de diciembre de 2015. El pozo queda con evaluación MTU.

El pozo, al 13 de mayo de 2017, se encuentra produciendo los siguientes valores de la arena T Inferior:

BFPD= 341, **BPPD=** 225, **BAPD=** 116, **BSW=** 34

El historial de producción de fluidos desde la completación del pozo, hasta mayo de 2017 se detalla en la figura 73.

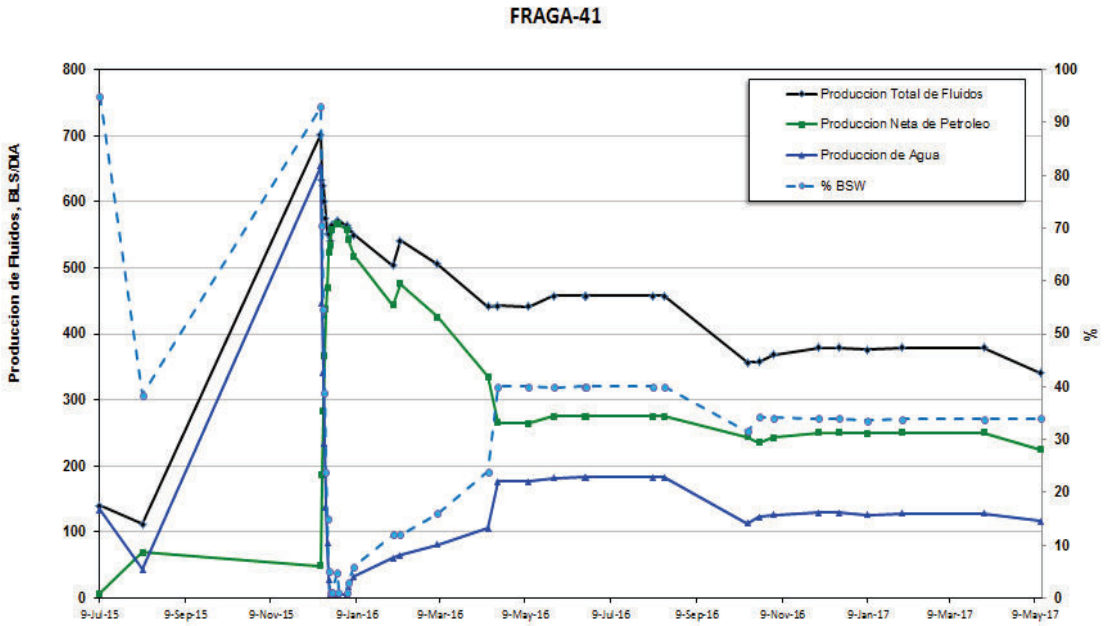


Figura 73. Historial de producción del pozo Fraga-41.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

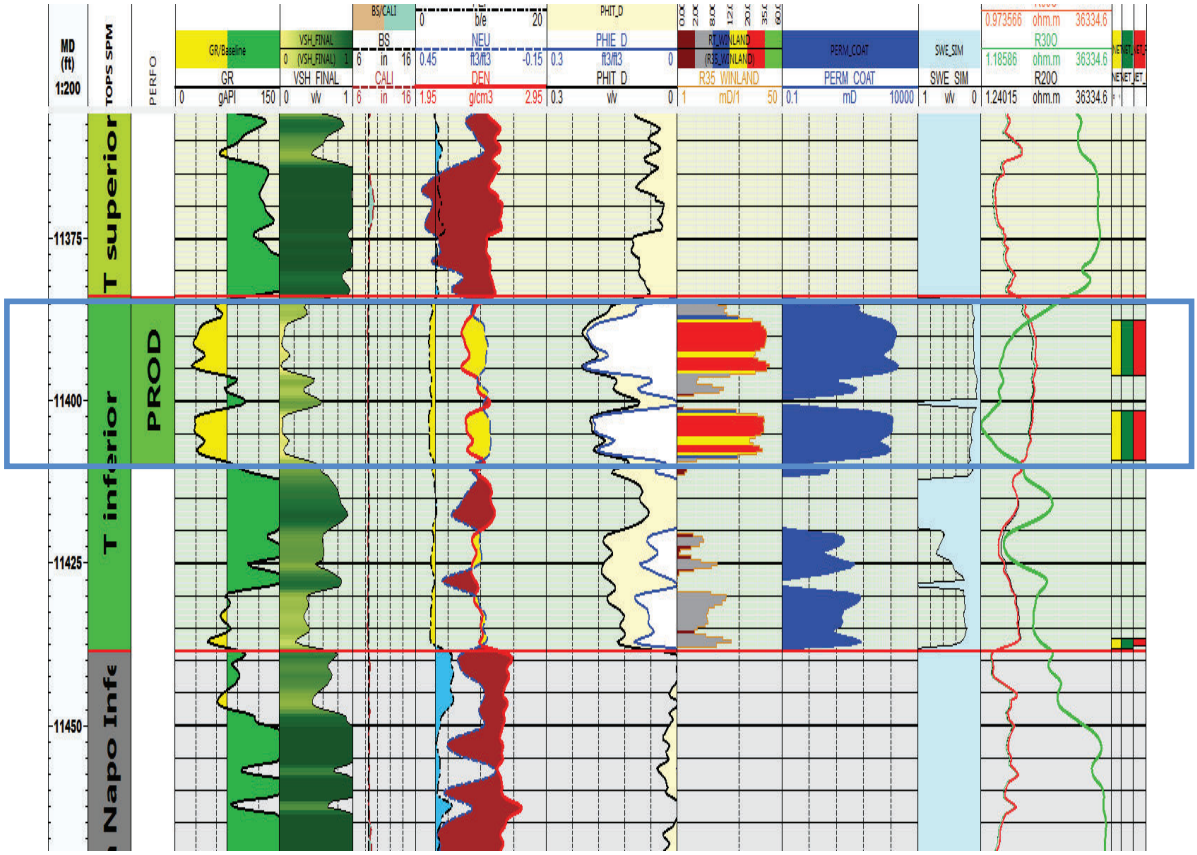


Figura 74. Registro eléctrico del pozo Fraga-41.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 74 el reservorio T Inferior muestra dos intervalos de pago primarios, los cuales fueron cañoneados durante las operaciones de completación y pruebas iniciales.

El reservorio T Inferior presenta los siguientes parámetros petrofísicos.

Parámetros	
Espesor Zona de Pago (Ho), ft.	17
Porosidad (ɵ), %	17,3
Saturación de Agua (Sw), %	13,6
Permeabilidad (mD)	299,1

Tabla 29. Parámetros Petrofísicos reservorio T Inferior, Pozo Fraga-41
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Del análisis nodal realizado en el pozo, se obtuvo la siguiente curva IPR. Ver figura 75.

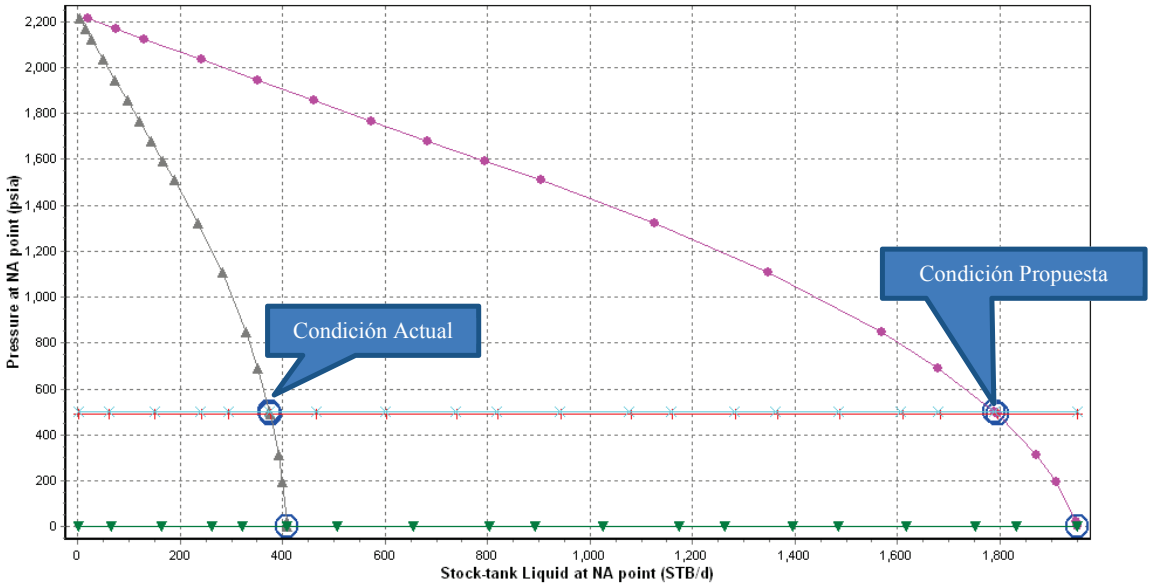


Figura 75. Curva IPR del pozo Fraga-41
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

DAÑO	26,4
PRODUCCION ACTUAL, BPPD	250
POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCIÓN, BPPD	1181
POTENCIAL DE YACIMIENTO, BPPD	1288

Tabla 30. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-41
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

En base a los resultados obtenidos del análisis nodal, tabla 30, podemos observar que el pozo tiene un daño demasiado alto. Cabe recalcar que en la actualidad este se encuentra con evaluación MTU desde diciembre de 2015. Del registro eléctrico, observamos que el espesor neto de pago, se encuentra perforado, en producción. Por lo que se propone realizar la estimulación matricial de la arena en base a lo siguiente:

- Condición mecánica óptima para el trabajo de reacondicionamiento. Ver Anexo 6
- Registro de cemento muestra buena calidad en la zona de interés. Ver Anexo 7.
- Se espera una producción de 1100 BPPD aproximadamente.

4.3.1.7. FRAGA-42

El pozo Fraga-42, fue perforado direccionalmente en julio de 2016, alcanzando una profundidad final de 11,080 ft MD (10,468 ft TVD). La evaluación petrofísica muestra como objetivo primario el yacimiento Hollín Superior y como objetivos secundarios U Inferior y T Inferior. El 14 de junio de 2016 inician operaciones de completación, bajan equipo BES con 5 bombas: 2 bombas D1050N (117+117 ETAPAS), 2 bombas DN1800 (97+126 etapas) y 1 bomba DN1750 (58 etapas).Cañonean los siguientes intervalos de la arena Hollín Superior: **10,815 ft – 10,820 ft y 10,826 ft- 10,842 ft.** Finalizan operaciones de completación el 26 de junio de 2016.

El pozo, al 12 de mayo de 2017, se encuentra produciendo los siguientes valores:

BFPD= 255, **BPPD=** 247, **BAPD=** 8, **BSW=** 3

El historial de producción de fluidos desde la completación del pozo, hasta marzo de 2017 se detalla en la figura 76.

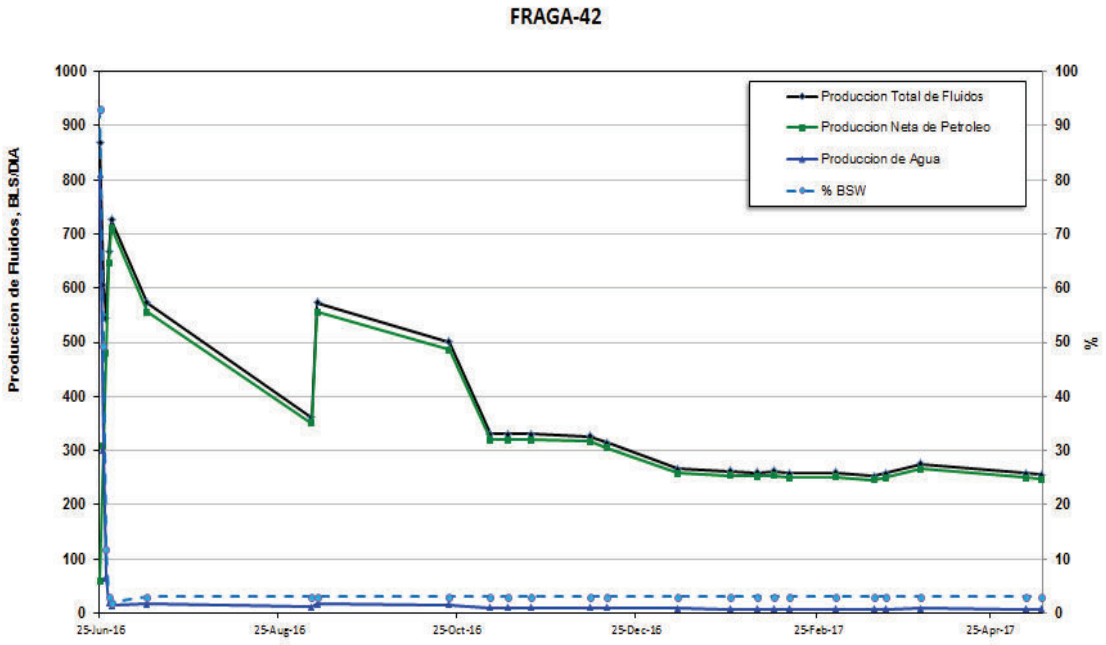


Figura 76. Historial de producción del pozo Fraga-42.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

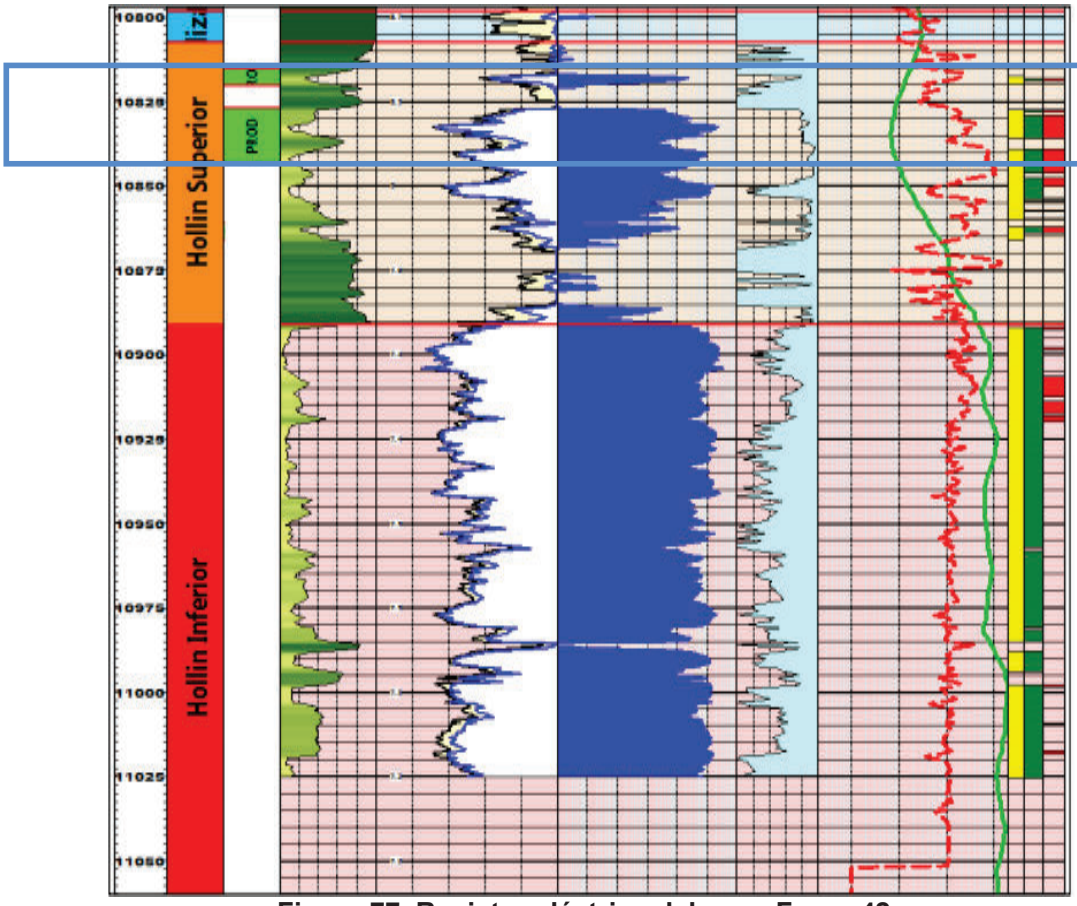


Figura 77. Registro eléctrico del pozo Fraga-42.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 77, el reservorio Hollín Superior muestra dos intervalos de pago primarios, los cuales fueron cañoneados durante las operaciones de completación y pruebas iniciales.

El reservorio Hollín Superior presenta los siguientes parámetros petrofísicos.

Parámetros	
Espesor Zona de Pago (Ho), ft.	21
Porosidad (ɵ), %	11,7
Saturación de Agua (Sw), %	12,7
Permeabilidad (mD)	94,2

Tabla 31. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Superior, Pozo Fraga-42
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Del análisis nodal realizado en el pozo, se obtuvo la siguiente curva IPR. Ver figura 78.

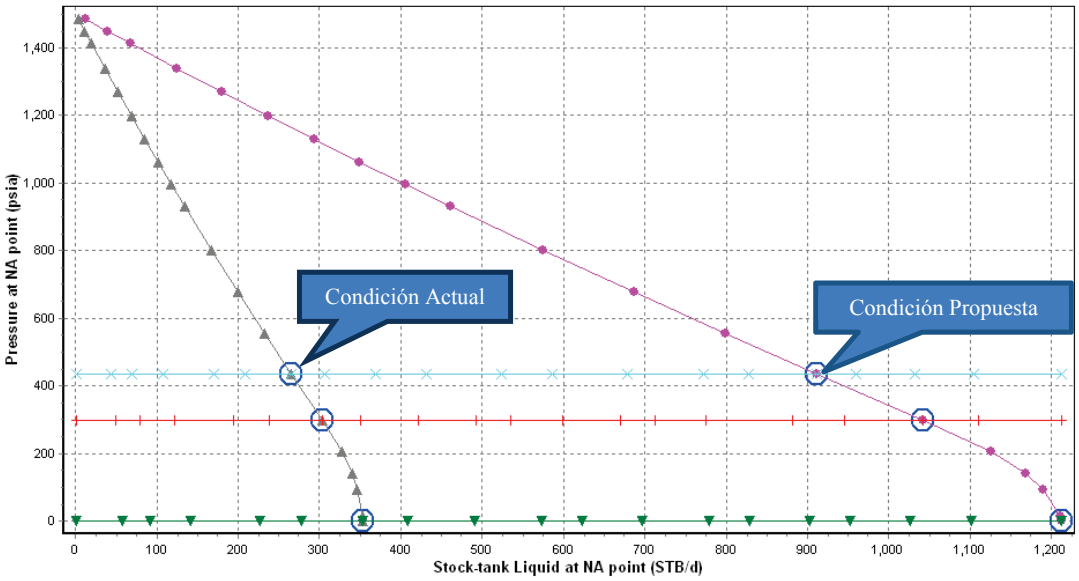


Figura 78. Curva IPR del pozo Fraga-42
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

DAÑO	17
PRODUCCION ACTUAL, BPPD	258
POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCIÓN, BPPD	1010
POTENCIAL DE YACIMIENTO, BPPD	1176

Tabla 32. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-42
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

En base a los resultados obtenidos del análisis nodal, tabla 32, podemos observar que este tiene un daño medio, el cual ha influenciado claramente en la disminución progresiva de la producción. Al ser un pozo relativamente nuevo se puede pensar que el daño se ha originado mecánicamente, es decir por las operaciones de perforación, completación y producción, lo cual probablemente conllevo a la migración de finos y formación de escala. El pozo todavía no presenta ninguna intervención después del completamiento, por lo que se propone realizar la estimulación matricial de la arena en base a lo siguiente:

- Condición mecánica óptima para el trabajo de reacondicionamiento. Ver Anexo 6
- Registro de cemento muestra buena calidad en la zona de interés. Ver Anexo 7.
- Se espera una producción de 1000 BPPD aproximadamente.

4.3.1.8. FRAGA-46

El pozo Fraga-46, fue perforado direccionalmente en julio de 2015, alcanzando una profundidad final de 11,500 ft MD (10,468 ft TVD). La evaluación petrofísica muestra como objetivo primario el yacimiento Hollín Superior. El 08 de julio de 2015 inician operaciones de completación, bajan equipo BES con 3 bombas DN1150 (113+113+83 etapas), y cañonean los siguientes intervalos de la arena Hollín Superior: **11,323 ft – 11,334 ft.** Finalizan operaciones de completación el 21 de julio de 2015.

Después de las operaciones de completación, el 10 de junio de 2016 se realizó una intervención (Workover N°1), la cual consistió en un Pulling Simple + recañoneo y ampliación de intervalos de la arena Hollín Superior con evaluación.

El pozo, al 06 de mayo de 2017, se encuentra produciendo los siguientes valores de la arena Hollín Superior en los siguientes intervalos: **11,323 ft – 11,334 ft y 11,334 ft – 11,342 ft**, mediante bombeo electrosumergible (2 bombas DN1100 164+164 etapas):

BFPD= 548, **BPPD=** 197, **BAPD=** 351, **BSW=** 64

El historial de producción de fluidos desde la completación del pozo, hasta mayo de 2017 se detalla en la figura 79.

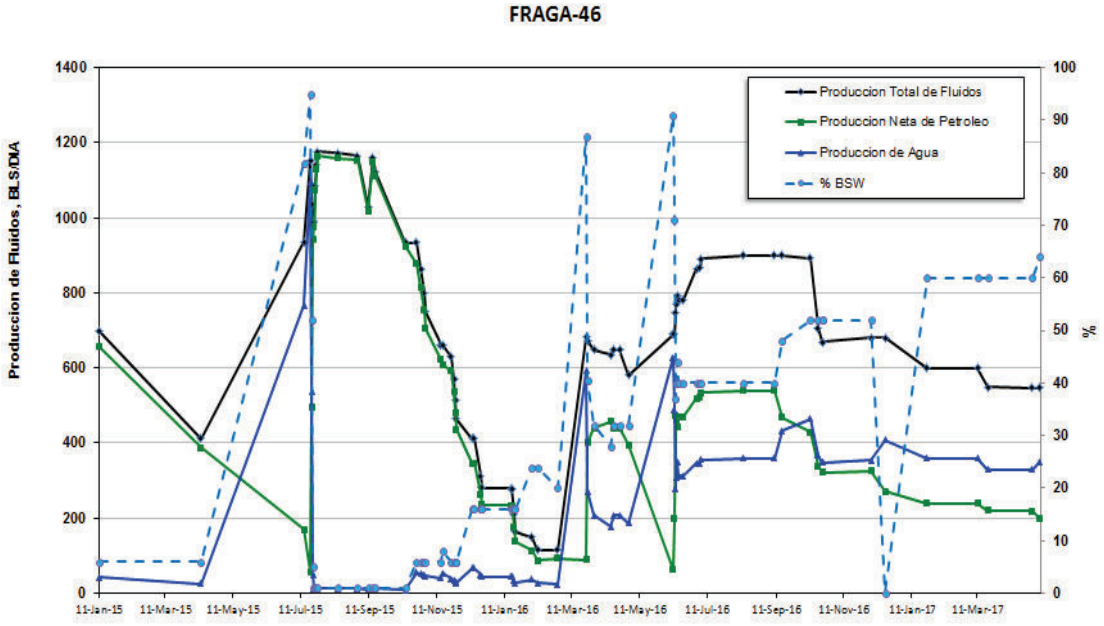


Figura 79. Historial de producción del pozo Fraga-46.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

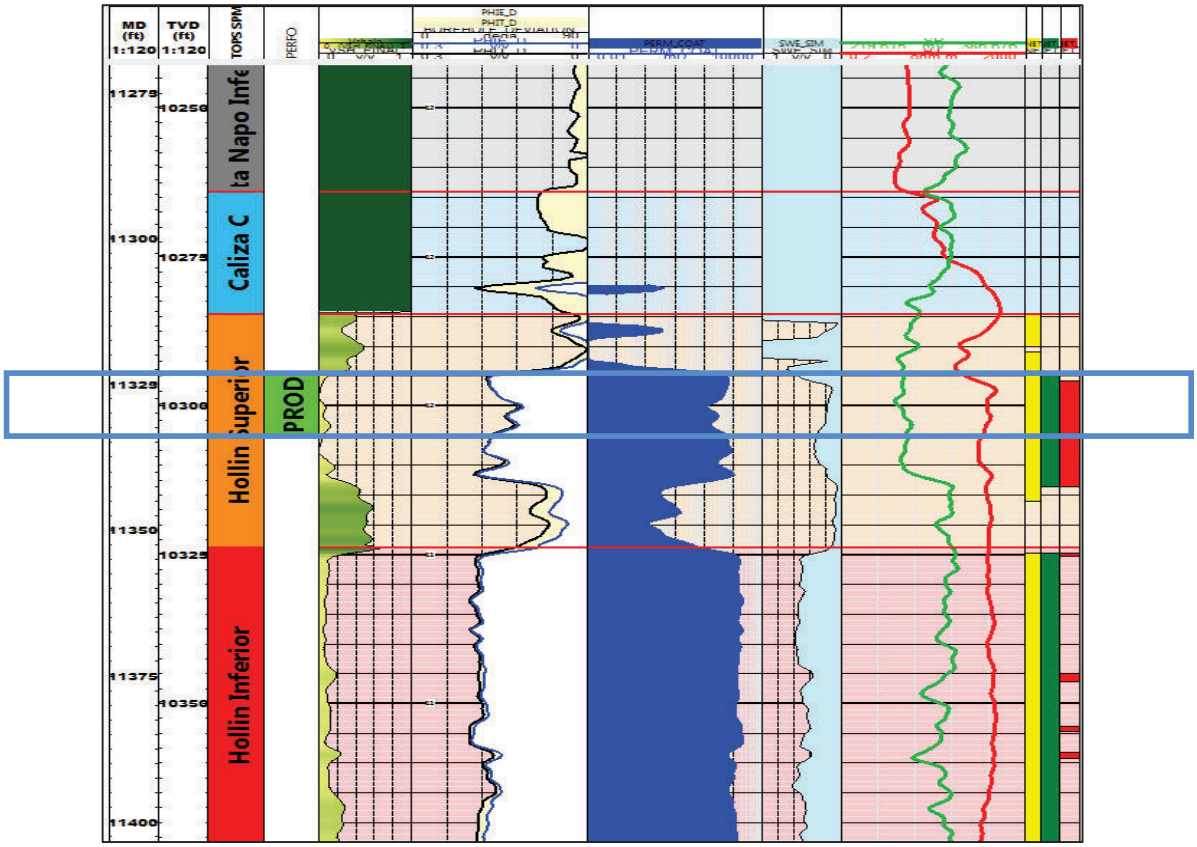


Figura 80. Registro eléctrico del pozo Fraga-46.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 80, el reservorio Hollín Superior muestra el primer intervalo de producción cañoneado durante la completación, y el segundo intervalo de producción cañoneado durante el Workover N°1. Los dos son intervalos de producción primarios.

El reservorio Hollín Superior presenta los siguientes parámetros petrofísicos.

Parámetros	
Espesor Zona de Pago (Ho), ft.	17,5
Porosidad (**ɵ**), %	14,5
Saturación de Agua (Sw), %	16,1
Permeabilidad (mD)	146,28

Tabla 33. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Superior, Pozo Fraga-46
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Del análisis nodal realizado en el pozo, se obtuvo la siguiente curva IPR. Ver figura 81.

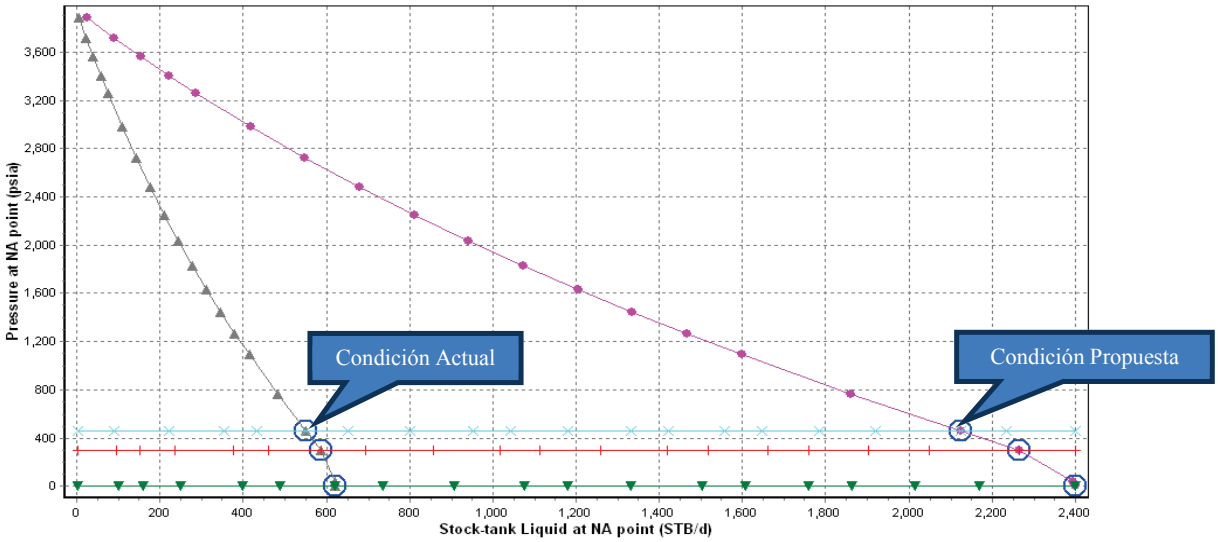


Figura 81. Curva IPR del pozo Fraga-46
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

DAÑO	20
PRODUCCION ACTUAL, BPPD	220
POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCIÓN, BPPD	906
POTENCIAL DE YACIMIENTO, BPPD	960

Tabla 34. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-46
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

En base a los resultados obtenidos del análisis nodal, tabla 34, podemos observar que este tiene un daño alto, el cual ha influenciado claramente en la caída rápida de producción durante el último periodo de la producción. Al ser un pozo relativamente nuevo se puede pensar que el daño se ha originado debido a las operaciones de recañoneo y ampliación de intervalos durante el Workover N°1 lo que posiblemente causo migración de finos y formación de escala. Debido a que el pozo ya fue intervenido exitosamente, se propone realizar la estimulación matricial de la arena en base a lo siguiente:

- Condición mecánica óptima para el trabajo de reacondicionamiento. Ver Anexo 6
- Registro de cemento muestra buena calidad en la zona de interés. Ver Anexo 7.
- Se espera una producción de 900 BPPD aproximadamente.

4.3.1.9. FRAGA-47

El pozo Fraga-47, fue perforado direccionalmente en agosto de 2016, alcanzando una profundidad final de 10,855 ft MD (10,469 ft TVD). La evaluación petrofísica muestra como objetivo primario el yacimiento Hollín Superior e Inferior y como objetivo secundario U Inferior. El 07 de agosto de 2016 inician operaciones de completación, bajan equipo BES con 2 bombas D800N (146+146 etapas), y cañonean los siguientes intervalos de la arena Hollín Superior: **10,602 ft – 10,612 ft y 10,644 ft – 10,665 ft.** Finalizan operaciones de completación el 20 de agosto de 2016.

El pozo, al 14 de abril de 2017, se encuentra produciendo los siguientes valores de la arena Hollín Superior:

BFPD= 220, **BPPD=** 202, **BAPD=** 18, **BSW=** 8

El historial de producción de fluidos desde la completación del pozo, hasta abril de 2017 se detalla en la figura 82.

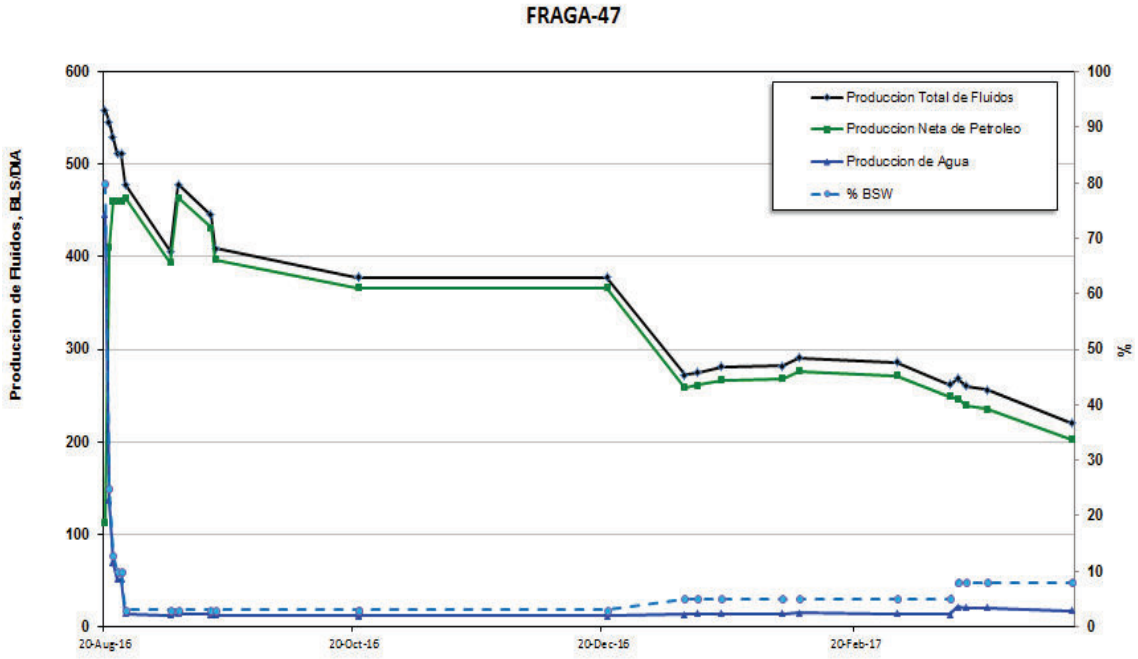


Figura 82. Historial de producción del pozo Fraga-47.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

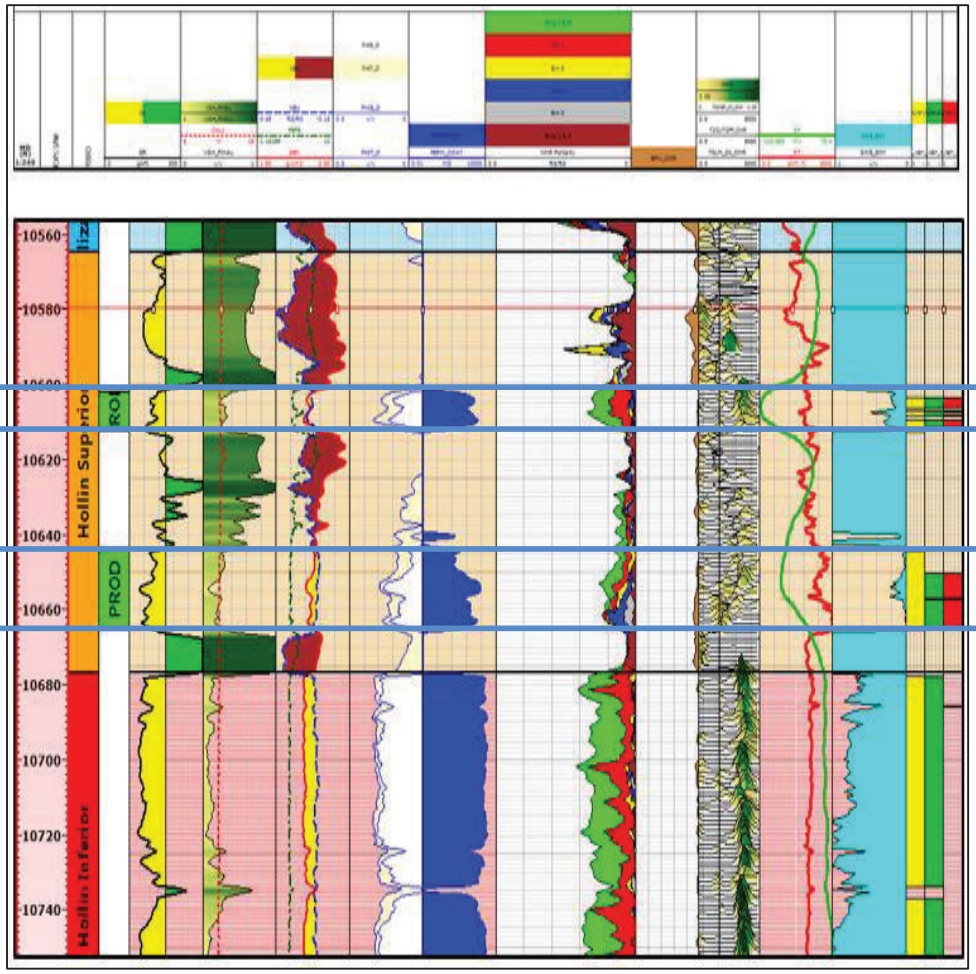


Figura 83. Registro eléctrico del pozo Fraga-47.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 83, el reservorio Hollín Superior muestra dos intervalos de pago primarios, los cuales fueron cañoneados durante las operaciones de completación y pruebas iniciales.

El reservorio Hollín Superior presenta los siguientes parámetros petrofísicos.

Parámetros	
Espesor Zona de Pago (Ho), ft.	32
Porosidad (ɵ), %	12,4
Saturación de Agua (Sw), %	15,5
Permeabilidad (mD)	97

Tabla 35. Parámetros Petrofísicos reservorio Hollín Superior, Pozo Fraga-47
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

Del análisis nodal realizado en el pozo, se obtuvo la siguiente curva IPR. Ver figura 84

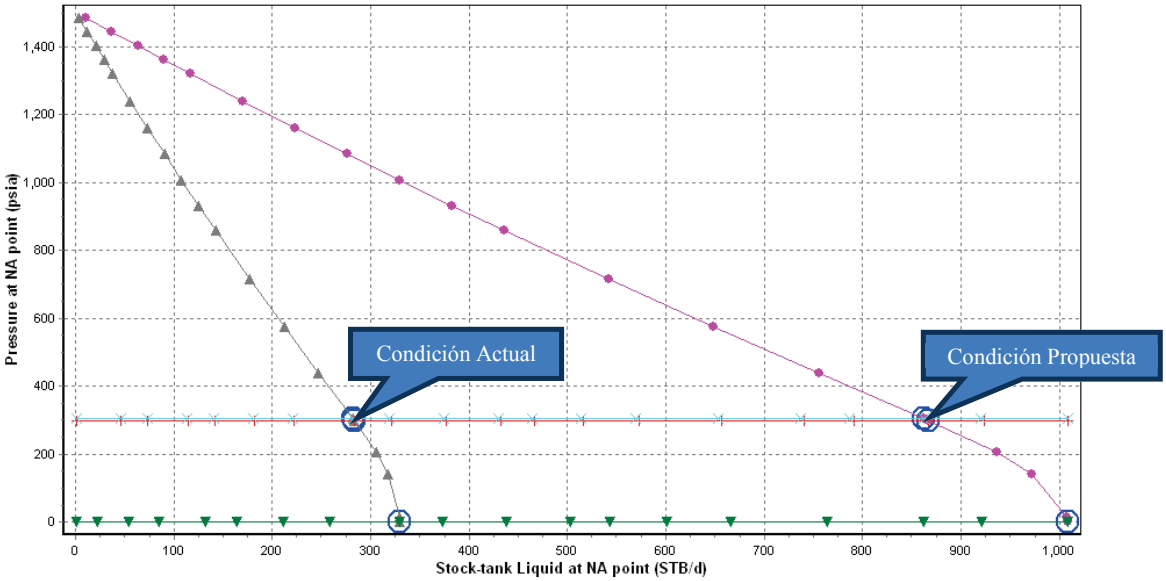


Figura 84. Curva IPR del pozo Fraga-47
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

DAÑO	14,4
PRODUCCION ACTUAL, BPPD	264
POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCIÓN, BPPD	823
POTENCIAL DE YACIMIENTO, BPPD	958

Tabla 36. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-47
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo.

En base a los resultados obtenidos del análisis nodal, tabla 36, podemos observar que este tiene un daño medio, el cual ha influenciado claramente en la disminución progresiva de la producción. Al ser un pozo relativamente nuevo se puede pensar que el daño se ha originado mecánicamente, es decir por las operaciones de perforación, completación y producción, lo cual probablemente conllevo a la migración de finos y formación de escala. El pozo todavía no presenta ninguna intervención después de la completación, por lo que se propone realizar la estimulación matricial de la arena en base a lo siguiente:

- Condición mecánica óptima para el trabajo de reacondicionamiento. Ver Anexo 6
- Registro de cemento muestra buena calidad en la zona de interés. Ver Anexo 7.
- Se espera una producción de 800 BPPD aproximadamente.

4.3.1.10. FRAGA-48

El pozo Fraga-48, fue perforado direccionalmente en junio de 2013, alcanzando una profundidad final de 10,810 ft MD (10,225 ft TVD). La evaluación petrofísica muestra como objetivo primario el yacimiento T Inferior y como objetivo secundario el yacimiento U Inferior. El 15 de junio de 2013 inician operaciones de completación, bajan equipo BES con 2 bombas P8XH6 (180+180 etapas), y cañonean el siguiente intervalo de la arena T Inferior: **10,492 ft – 10,512 ft.** Finalizan operaciones de completación el 24 de junio de 2013.

Después de las operaciones de completación, el 02 de junio de 2015 se realizó una intervención (Workover N°1), la cual consistió en un Pulling Simple. El trabajo fue exitoso, se aumenta la producción.

El pozo, al 12 de abril de 2017, se encuentra produciendo los siguientes valores de la arena Hollín Superior, mediante bombeo electrosumergible (3 bombas PF17.5FLEX 400+400+400 etapas):

BFPD= 405, **BPPD=** 352, **BAPD=** 53, **BSW=** 13

El historial de producción de fluidos desde el año 2015, hasta abril de 2017 se detalla en la figura 85.

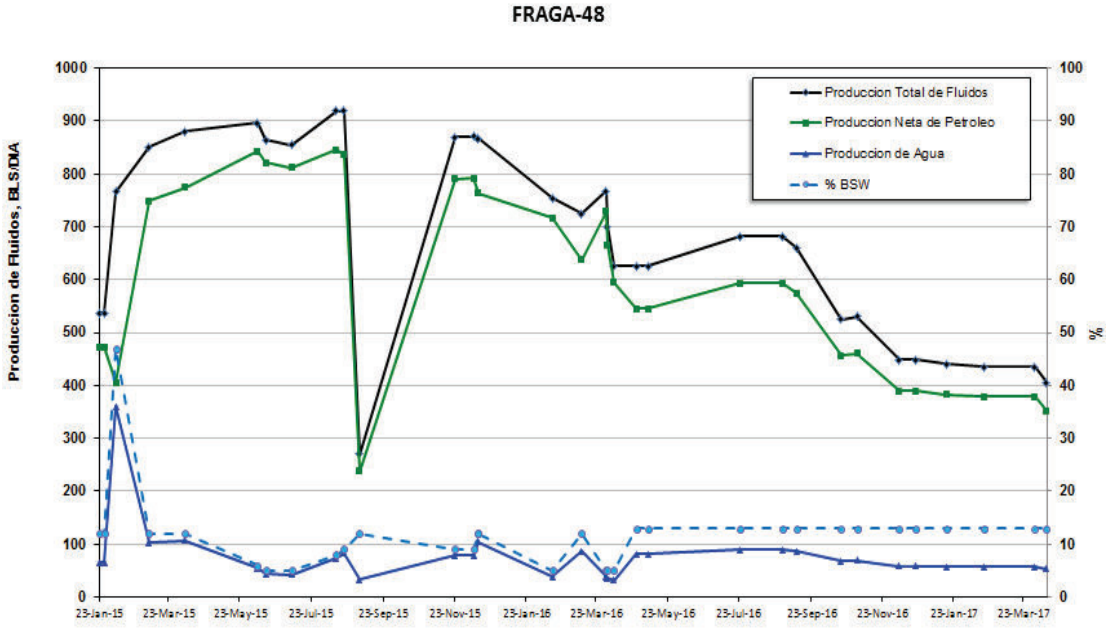


Figura 85. Historial de producción del pozo Fraga-48.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

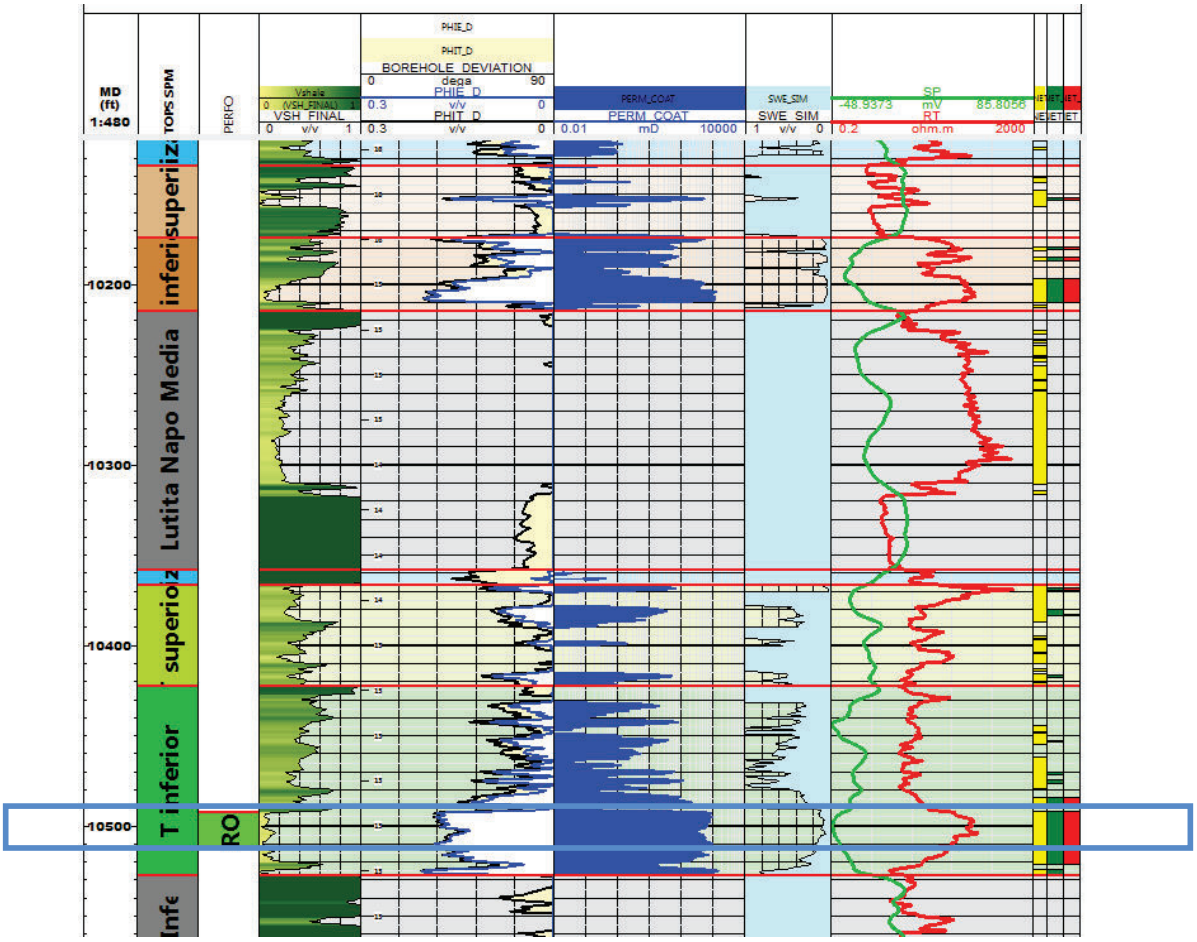


Figura 86. Registro eléctrico del pozo Fraga-48.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la figura 86, el reservorio T Inferior muestra el intervalo de pago primario, el cual fue cañoneado durante las operaciones de completación y pruebas iniciales.

El reservorio T Inferior presenta los siguientes parámetros petrofísicos.

Parámetros	
Espesor Zona de Pago (Ho), ft.	28,5
Porosidad (ɵ), %	15,7
Saturación de Agua (Sw), %	16,5
Permeabilidad (mD)	199,6

Tabla 37. Parámetros Petrofísicos reservorio T Inferior, Pozo Fraga-48
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Del análisis nodal realizado en el pozo, se obtuvo la siguiente curva IPR. Ver figura 87.

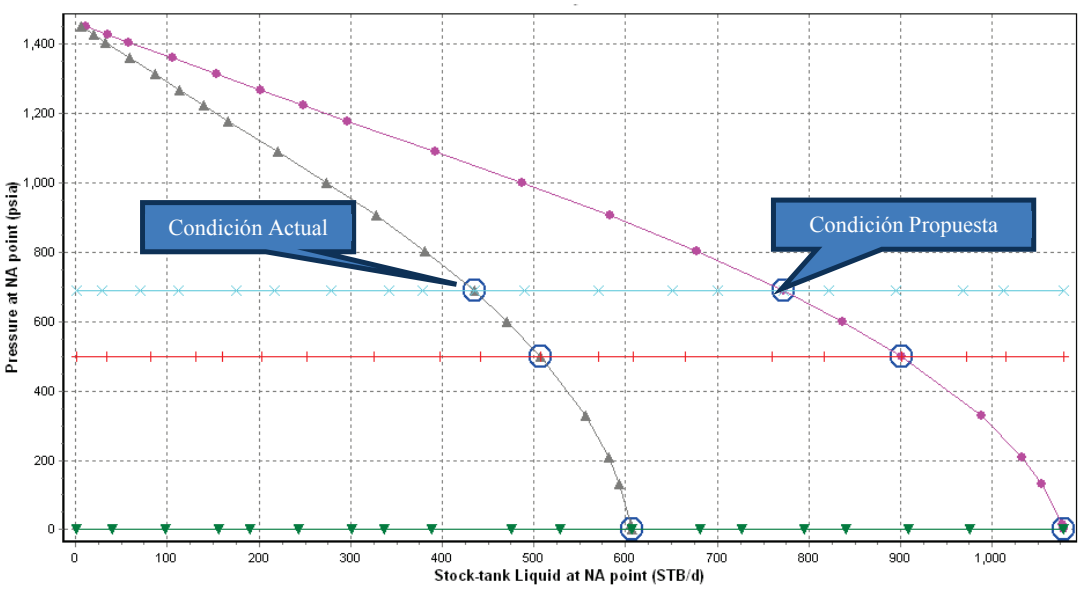


Figura 87. Curva IPR del pozo Fraga-48
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

DAÑO	5.4
PRODUCCION ACTUAL, BPPD	378
POTENCIAL TEORICO DE PRODUCCIÓN, BPPD	874
POTENCIAL DE YACIMIENTO, BPPD	938

Tabla 38. Resultados del análisis nodal del pozo Fraga-48
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

En base a los resultados obtenidos del análisis nodal, tabla 38, podemos observar que el pozo tiene un daño bajo que no está influenciando a la producción drásticamente. Con el objetivo de incrementar la producción en el pozo y tomando en cuenta el potencial de producción identificado en la arenisca T Inferior la cual presenta buena continuidad, espesor y propiedades petrofísicas, se propone adicionar intervalo de producción en base a lo siguiente:

- Condición mecánica óptima para el trabajo de reacondicionamiento. Ver Anexo 6
- Registro de cemento muestra buena calidad en la zona de interés. Ver Anexo 7.
- Se espera una producción de 800 BPPD aproximadamente.

POZO	TIPO DE OPORTUNIDAD
FRAGA-01	Oportunidad de estimulación matricial
FRAGA-07	Oportunidad de recañoneo y ampliación de intervalos
FRAGA-08	Oportunidad de recañoneo.
FRAGA-20	Oportunidad de estimulación matricial
FRAGA-29	Oportunidad de estimulación matricial
FRAGA-41	Oportunidad de estimulación matricial
FRAGA-42	Oportunidad de estimulación matricial
FRAGA-46	Oportunidad de estimulación matricial
FRAGA-47	Oportunidad de estimulación matricial
FRAGA-48	Oportunidad de recañoneo

Tabla 39. Resumen de oportunidades delos pozos seleccionados.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Nota: en base a los resultados obtenidos, se puede observar que, algunos pozos, están trabajando bajo el punto de burbuja, lo que implica la producción de gas. En términos de eficiencia, la producción de gas debe evitarse, porque esto implicaría la instalación de equipos de fondo que permitan el manejo del gas, sin embargo, es necesario aclarar que los pozos seleccionados para el portafolio de oportunidades, ya cuentan con equipos de fondo que permiten manejar la producción de gas (Bombas Electrosumergibles y separadores de gas). Las bombas electrosumergibles que están trabajando bajo estas condiciones, es decir, manejando una alta producción de gas, tienen una eficiencia de entre 30% al 40%.

La producción de petróleo también se ve afectada debido a la presencia del gas en aquellos pozos que están trabajando bajo el punto de burbuja, esta consideración ha sido tomada en cuenta durante el análisis realizado.

4.4. ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo del análisis económico de este proyecto es realizar una evaluación económica de los pozos que fueron considerados con mayor oportunidad de optimización desde el punto de vista técnico y que pertenecen al primer portafolio de oportunidades, para de esta manera jerarquizar estas oportunidades desde el punto de vista económico.

Para proceder con el análisis económico de este trabajo, se consideraran las siguientes técnicas de evaluación de inversiones, el valor actual neto, la tasa interna de retorno, la relación costo beneficio y el periodo de recuperación de la inversión. Todas las técnicas antes mencionadas, se calculan tomando en cuenta los costos operacionales de la empresa y las consideraciones asumidas.

4.4.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto es igual a la suma algebraica de los valores actualizados de los flujos netos de caja asociados a una inversión. (Vega, 1983)

$$VAN = \sum_{k\to 0}^{n} \frac{FNC_K}{(1+i)^K} \tag{28}$$

Dónde:

FNC_K: Flujo de caja en el periodo k:

k: Periodo en evaluación.

i: tasa de actualización o descuento.

Los criterios de evaluación para determinar la aceptación de un proyecto en función del VAN son los siguientes:

$VAN > 0$: Indica que el proyecto debe ser aceptado y que al efectuarse la inversión[32] se obtendrá ganancias por encima de la rentabilidad obtenida.

$VAN = 0$: El proyecto podría ser aceptado o rechazado, tomando en cuenta ciertos criterios como el tiempo de recuperación de la inversión. Además indica que no se producirán ganancias ni perdidas sobre el capital invertido.

$VAN < 0$: Indica que el proyecto no debe ser aceptado y que al efectuarse la inversión se obtendrá pérdidas del capital.

4.4.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno es una medida de la máxima rentabilidad en términos porcentuales que se puede tener en un proyecto, se obtiene en función del VAN igualado a cero, al resolver dicha función se tiene el TIR. (Vega, 1983)

$$VAN = \sum_{k\to 0}^{n} \frac{FNC_K}{(1+TIR)^K} - I_o \tag{29}$$

Dónde:

FNC_K: Flujo de caja en el periodo k:

k: Periodo en evaluación.

I_o: Inversión Inicial

---

[32] Inversión: acto mediante el cual se usan ciertos bienes con el ánimo de obtener unos ingresos o rentas a lo largo del tiempo. La inversión se refiere al empleo de un capital en algún tipo de actividad económica o negocio, con el objetivo de incrementarlo.

Los criterios de evaluación para determinar la aceptación de un proyecto en función del TIR son los siguientes:

$TIR > Tasa\ de\ actualización$: Indica que el proyecto debe ser aceptado, es viable

$TIR = Tasa\ de\ actualización$: La viabilidad del proyecto es indiferente.

$TIR < Tasa\ de\ Actualización$: Indica que el proyecto no debe ser aceptado, no es viable.

La tasa de actualización usada para el desarrollo de este proyecto es del 10%.

4.4.3. RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Es un indicador adimensional que relaciona los costos y beneficios del proyecto.

Involucra los egresos, ingresos, inversión y periodo de inversión. (Vega, 1983)

$$RCB = \frac{Ingresos\ Actualizados}{Costos\ Actualizados + Inversión} \tag{30}$$

Los criterios de evaluación para determinar la aceptación de un proyecto en función del RCB son los siguientes:

$RCB > 1$: Indica que los ingresos[33] son mayores que los egresos[34] y que el proyecto debe ser aceptado.

$RCB = 1$: Indica que los egresos son iguales a los ingresos. La viabilidad del proyecto es indiferente

$RCB < 1$: Indica que los egresos son mayores que los ingresos y que el proyecto no debe ser aceptado.

4.4.4. PERIODO DE RECUPERACION DE LA INVERSION (PRI)

El periodo de recuperación de la inversión para un proyecto es simplemente el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial neta mediante los flujos netos de caja. (Vega, 1983)

$$PRI = (Ultimo\ Periodo\ con\ flujo\ acumulado\ negativo) + \left[\frac{|Valor\ del\ ultimo\ flujo\ acumulado\ negativo|}{Valor\ del\ flujo\ de\ caja\ en\ el\ siguiente\ perido}\right] \tag{31}$$

Para varias alternativas o proyectos que sean factibles, el mejor proyecto es aquel que posee en menor PRI. Por lo tanto un proyecto en particular es aceptable si su PRI es inferior a cierto valor de referencial, caso contrario es desechado.

---

[33] Ingreso: regalía en valores monetarios que incrementan el patrimonio de una empresa.

[34] Egreso: son los gastos que requieren una inversión inicial.

4.4.5. COSTOS OPERACIONALES

Como parte del contrato firmado por la empresa SHAYA ECUADOR S.A, se encuentra estipulado que la misma realizará varias intervenciones en el Bloque Fraga con la finalidad de aumentar la producción y generar mayores ingresos al país, por este motivo cada año se realiza una proyección de las actividades a realizarse y de igual manera anualmente se actualizan los costos operacionales de dichas actividades. Los costos para el año 2017 se encuentran en la tabla 40.

Pullings y Reacondicionamientos	Costos 2017
Pulling Simple (Reemplazo BES)	400.000,00
Pulling Simple + Re cañoneo WL	500.000,00
Pulling Simple + Re cañoneo TCP + Evaluación	600.000,00
Pulling Simple + recuperación de BHA selectivo	500.000,00
Pulling Pesca	700.000,00
Pulling Simple + Squeeze	650.000,00
Pulling Simple + Estimulación + Evaluación	600.000,00
Pulling (Hidráulico a Mecánico)	300.000,00
Cambio Sistema Artificial Lift (Hidráulico a eléctrico)	400.000,00
Workover Dual	1.000.000,00

Tabla 40. Costos Operacionales asignados para el año 2017.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017).
MODIFICADO POR: Santiago Aguayo

El desglose de los valores por servicio de todas las actividades detalladas en la tabla 40, se encuentran en el Anexo 8.

4.4.6. CONSIDERACIONES PARA EL ANALISIS ECONÓMICO

- El costo de producción por barril extraído se encuentra en un promedio de $ 4.10, acorde a datos de la empresa. (Shaya Ecuador S.A, 2017)

- El precio por barril de petróleo producido, utilizado fue de $ 49.86, acorde a reporte diario de PrecioPetroleo.net al día 29 de Mayo de 2017. (PrecioPetróleo.net, 2017)

- Los ingresos se generan a partir del incremento neto del número de barriles de crudo, se consideran desde el segundo periodo (mes 1), ya que en el primer periodo (mes 0) estos son intervenidos

$$Ingresos = Producción\ Mensual\ (Bls) \times Precio\ por\ barril\ \left(\frac{USD}{Bls}\right) \quad (32)$$

- Los egresos mensuales considerados para el trabajo constituyen la suma de los costos de inversión, y los costos de producción.

  La empresa SHAYA ECUADOR S.A contempla un costo de producción de 4.10 USD/bl de petróleo, sin tomar en cuenta el costo de transporte y comercialización del crudo. De acuerdo a valores estimados de transporte de crudo en el distrito amazónico que es de 1.50 USD/Bls, se tiene como un costo total de producción aproximadamente igual a 6 USD/Bls.

$$Egresos = Producción\ Mensual\ (Bls) \times Costos\ por\ barril\ \left(\frac{USD}{Bls}\right) \quad (33)$$

- Ingreso gravable[35]

$$Ingreso\ Gravable = Ingreso\ (M\ USD) - Egresos\ (M\ USD) \quad (34)$$

- Los impuestos considerados para el estudio económico fueron; el impuesto sobre las utilidades[36] y el impuesto a la renta[37].

  El impuesto sobre las utilidades aplicado fue del 15% anual (1.17% mensual) sobre el ingreso gravable.

  El impuesto a la renta aplicado fue del 22% anual (1.67% mensual) sobre la diferencia entre: el ingreso gravable y el impuesto sobre las utilidades, además se consideró una tasa de actualización del 10% anual (0.794%)

- Los perfiles de producción fueron calculados mediante el índice de declinación mensual para cada pozo y aplicando la siguiente expresión:

$$q_o = q_{oi} \times e^{-DT} \quad (35)$$

  Dónde:

  q_o: Caudal al tiempo T, BPPD.

  q_{oi}: Caudal Inicial Post trabajo de reacondicionamiento, BPPD

  D: Tasa de declinación de producción, BPPD

  T: Tiempo en meses.

---

[35] Ingreso gravable: es el ingreso que se gana antes de pagar impuestos federales y estatales.

[36] Impuesto sobre las Utilidades: impuesto que la empresa está obligada a pagar, el cual se aplica sobre las utilidades de los estados financieros al cierre de cada gestión anual.

[37] Impuesto a la renta: obligación tributaria que se debe cancelar sobre los ingresos o rentas totales, gratuitas, o no, percibidos durante un año, descontando los gastos ocurridos para obtener dichas rentas.

La tasa de declinación de la producción de petróleo de cada uno de los pozos se calculó mediante el software OFM, y el periodo de tiempo utilizado fue de 12 meses, periodo en el cual se estima volver a intervenir los pozos. Ver tabla 41.

POZO	Caudal Inicial Post Reacondicionamiento (BPPD)	Tasa de Declinación Anual	Tasa de Declinación Mensual
FRAGA-01	1700	55,13%	3,73%
FRAGA-07	1200	41,40%	2,93%
FRAGA-08	800	31,01%	2,28%
FRAGA-20	600	16,09%	1,25%
FRAGA-29	200	18,53%	1,43%
FRAGA-41	1100	26,42%	1,97%
FRAGA-42	1000	41,16%	2,91%
FRAGA-46	900	33,94%	2,47%
FRAGA-47	800	44,25%	3,10%
FRAGA-48	800	28,84%	2,13%

Tabla 41. Producciones y declinaciones estimadas.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

4.5. PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES DESDE EL PUNTO DE VISTA ECONÓMICO.

Una vez realizado el estudio económico, analizando los costos operacionales para cada tipo de intervención y tomando en cuenta el aumento de producción que se puede alcanzar, se procedió a priorizar los pozos seleccionados en el primer portafolio de oportunidades, cuyos trabajos de reacondicionamiento propuestos sean más económicos pero que representen una ganancia significativa para la empresa una vez aplicado dicho trabajo.

POZO	TIPO DE OPORTUNIDAD	COSTOS OPERACIONALES
FRAGA-01	Oportunidad de estimulación matricial	600.000,00
FRAGA-07	Oportunidad de recañoneo y ampliación de intervalos	500.000,00
FRAGA-41	Oportunidad de estimulación matricial	600.000,00
FRAGA-42	Oportunidad de estimulación matricial	600.000,00
FRAGA-08	Oportunidad de recañoneo.	500.000,00
FRAGA-48	Oportunidad de recañoneo	500.000,00
FRAGA-46	Oportunidad de estimulación matricial	600.000,00
FRAGA-47	Oportunidad de estimulación matricial	600.000,00
FRAGA-20	Oportunidad de estimulación matricial	600.000,00
FRAGA-29	Oportunidad de estimulación matricial	600.000,00

Tabla 42. Portafolio de oportunidades desde el punto de vista económico.
FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

Como se puede observar en la tabla 39, los costos operacionales son iguales para todos los trabajos, sin embargo se debe analizar el estudio económico a profundidad, realizado a cada pozo seleccionado.

La viabilidad del proyecto en su totalidad se muestra en la tabla 43, en la cual se puede observar que si se realizan todos los trabajos a los 10 pozos seleccionados simultáneamente, de acuerdo a los resultados obtenidos del estudio por medio de los indicadores de viabilidad del proyecto, antes descritos, se obtiene una ganancia muy significativa.

Sin embargo en el punto 4.5.1, se puede observar el estudio económico realizado individualmente a cada uno de los pozos del portafolio, donde se indica la viabilidad del trabajo que se pretende realizar en dichos pozos.

PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	0	0	$ 0,00	$ 5.700.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 5.700.000,00
1	9100	273000	$ 13.611.780,00	$ 1.638.000,00	$ 11.973.780,00	$ 140.093,23	$ 197.622,57	$ 11.636.064,20
2	8434	253031	$ 12.616.140,60	$ 1.518.187,80	$ 11.097.952,80	$ 129.846,05	$ 183.167,38	$ 10.784.939,37
3	8434	253031	$ 12.616.140,60	$ 1.518.187,80	$ 11.097.952,80	$ 129.846,05	$ 183.167,38	$ 10.784.939,37
4	8120	243602	$ 12.145.973,23	$ 1.461.609,29	$ 10.684.363,94	$ 125.007,06	$ 176.341,26	$ 10.383.015,62
5	7817	234523	$ 11.693.327,66	$ 1.407.139,31	$ 10.286.188,35	$ 120.348,40	$ 169.769,53	$ 9.996.070,42
6	7526	225783	$ 11.257.550,88	$ 1.354.699,26	$ 9.902.851,62	$ 115.863,36	$ 163.442,70	$ 9.623.545,55
7	7246	217369	$ 10.838.014,26	$ 1.304.213,51	$ 9.533.800,75	$ 111.545,47	$ 157.351,66	$ 9.264.903,62
8	6976	209268	$ 10.434.112,56	$ 1.255.609,21	$ 9.178.503,35	$ 107.388,49	$ 151.487,62	$ 8.919.627,24
9	6716	201469	$ 10.045.263,12	$ 1.208.816,26	$ 8.836.446,86	$ 103.386,43	$ 145.842,11	$ 8.587.218,33
10	6465	193961	$ 9.670.904,99	$ 1.163.767,15	$ 8.507.137,84	$ 99.533,51	$ 140.406,99	$ 8.267.197,34
11	6224	186733	$ 9.310.498,10	$ 1.120.396,88	$ 8.190.101,22	$ 95.824,18	$ 135.174,43	$ 7.959.102,61
12	5992	179774	$ 8.963.522,55	$ 1.078.642,91	$ 7.884.879,65	$ 92.253,09	$ 130.136,86	$ 7.662.489,69
TOTAL	89051	2671545	$ 133.203.228,55	$ 21.729.269,38	$ 117.173.959,17	$ 1.370.935,32	$ 1.933.910,50	$ 108.169.113,35
							VAN	61600787,02
							TIR (%)	198,753%
							RCB	6,13
							PRI (Dias)	15

Tabla 43. Análisis Económico de todo el proyecto.

FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

4.5.1. DESCRIPCION DE LOS POZOS SELCCIONADOS.

POZO	COSTOS OPERACIONALES	Caudal Inicial Post Reacondicionamiento (BPPD)	VAN		TIR (%)		RCB		PRI (Dias)
FRAGA-01	$ 600.000,00	1700	12037130,00	Proyecto debe ser aceptado	358,568%	Proyecto debe ser aceptado	6,09	Ingresos mayores que los egresos	9
FRAGA-07	$ 500.000,00	1200	8420327,06	Proyecto debe ser aceptado	303,159%	Proyecto debe ser aceptado	5,92	Ingresos mayores que los egresos	11
FRAGA-41	$ 600.000,00	1100	7576966,47	Proyecto debe ser aceptado	230,699%	Proyecto debe ser aceptado	5,59	Ingresos mayores que los egresos	14
FRAGA-42	$ 600.000,00	1000	6833605,89	Proyecto debe ser aceptado	209,388%	Proyecto debe ser aceptado	5,46	Ingresos mayores que los egresos	15
FRAGA-08	$ 500.000,00	800	5446884,71	Proyecto debe ser aceptado	200,863%	Proyecto debe ser aceptado	5,40	Ingresos mayores que los egresos	16
FRAGA-48	$ 500.000,00	800	5446884,71	Proyecto debe ser aceptado	200,863%	Proyecto debe ser aceptado	5,40	Ingresos mayores que los egresos	16
FRAGA-46	$ 600.000,00	900	6090245,30	Proyecto debe ser aceptado	188,076%	Proyecto debe ser aceptado	5,31	Ingresos mayores que los egresos	17
FRAGA-47	$ 600.000,00	800	5346884,71	Proyecto debe ser aceptado	166,764%	Proyecto debe ser aceptado	5,13	Ingresos mayores que los egresos	19
FRAGA-20	$ 600.000,00	600	3860163,53	Proyecto debe ser aceptado	124,137%	Proyecto debe ser aceptado	4,67	Ingresos mayores que los egresos	26
FRAGA-29	$ 600.000,00	200	886721,18	Proyecto debe ser aceptado	38,347%	Proyecto debe ser aceptado	2,71	Ingresos mayores que los egresos	77

Tabla 44.Resumen del Análisis Económico por pozo.

FUENTE: (Shaya Ecuador S.A, 2017)
REALIZADO POR: Santiago Aguayo

De acuerdo al análisis económico realizado, el proyecto es perfectamente factible con el precio de barril actual y los costos de producción actuales que no superan los seis dólares el barril. Se puede apreciar el análisis detallado por pozo en el Anexo N°9

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

_ El daño de formación se define como cualquier restricción al flujo de los fluidos dentro del medio poroso. Son varias las causas que lo producen, siendo las operaciones de perforación y completación las más críticas. Si el daño es producido por mecanismos de la roca, todos están relacionados al taponamiento del medio poroso. Dependiendo el daño que se tenga la producción será afectada de manera directamente proporcional.

_ El Daño puede tener valores muy grandes, que sobrepasan valores de 20, en el desarrollo de este proyecto, se puede observar que el máximo valor estimado es de 54, en el pozo Fraga-08.

_ El análisis Nodal de sistemas de producción puede ser utilizado para analizar problemas en pozos de petróleo y gas. El procedimiento puede ser utilizado tanto para pozos surgentes como pozos con sistemas de levantamiento artificial. Este procedimiento también puede ser utilizado para analizar la performance de pozos inyectores a partir de la modificación de las ecuaciones de entrada (inflow) y salida (outflow).

_ El software PIPESIM, conocido universalmente, como uno de los programas más usados para el análisis nodal, permite optimizar el tiempo y brinda resultados confiables, de ahí la razón de su uso a nivel mundial.

_ El Bloque Fraga, conformado por 16 campos petrolíferos, es considerado uno de los bloques petroleros más grandes e importantes del Ecuador. Es por eso que, para mantener la producción, las campañas de reacondicionamiento y optimización de producción son necesarias.

_ Gracias al análisis nodal se ha podido evidenciar la existencia de ciertas restricciones en los sistemas de producción que no permiten el desplazamiento

óptimo de los fluidos desde el pozo hasta la superficie. Una vez aplicado el análisis nodal, se obtuvo el potencial del yacimiento y el potencial teórico de producción. Comparando la producción actual con el potencial de yacimiento de todo el campo la ganancia estimada, de producción de Petróleo, es de 28.615,080 BPPD. Mientras que comparando la producción actual con el potencial teórico de producción de todo el campo la ganancia es de 20.056,080 BPPD en todo el campo.

- De los pozos seleccionados, con mejor oportunidad de optimización, se comparó la producción total actual con el potencial teórico de producción, obteniendo una ganancia estimada de 6.837,00 BPPD.

- Del estudio económico realizado al proyecto, se puede observar que este es muy viable, ya sea considerada la aplicación total del proyecto, o individualmente a cada pozo seleccionado. El VAN da resultados muy sobre el valor de 1, TIR de igual manera valores sobre la tasa de interés, la RCB da resultados positivos mayores a 1, y el PRI de igual manera da valores muy aceptables, con periodos menores a 15 días en el mejor de los casos. Cabe recalcar que el PRI fue el indicador principal tomado en cuenta al momento de priorizar las oportunidades.

- El portafolio de oportunidades desde el punto de vista económico, muestra la prioridad de los trabajos en los diferentes pozos, basándose en el periodo de retorno de la inversión y el caudal que se espera producir una vez realizado el trabajo de reacondicionamiento

- El pozo Fraga-01 el que presenta la mejor oportunidad con un PRI de 11 días y una producción esperada de 1700 BPPD. El pozo Fraga-29 presenta la menor oportunidad con un PRI de 77 días y una producción esperada de 200 BPPD.

5.2. RECOMENDACIONES

- El análisis nodal debe considerarse un paso obligatorio en cualquier metodología cuyo fin sea aumentar la producción de pozos, ya sea estimulación, inyección o simplemente producción.

- En los pozos productores es recomendable realizar una campaña de pruebas de pozos para obtener una data más confiable y así evaluar nuevamente el análisis nodal y validar resultados.

- Dentro del análisis nodal, la calidad de la información es la condición principal que debe ser tomada en cuenta, ya que los resultados obtenidos dependerán de que tan confiable y real sea la información usada..

- El potencial de yacimiento, es un cálculo demasiado ideal, debido a las condiciones asumidas para su cálculo, ya que un pozo nunca puede trabajar bajo dichas condiciones

- La diferencia de potenciales que se puede observar comparándolos con la producción actual del campo, es significativa, sin embargo no se puede esperar obtener toda esa ganancia ya que para el cálculo de dichos potenciales se discrimina el valor del daño. El daño generalmente nunca se elimina por completo, por lo que los potenciales obtenidos, se darían a condiciones ideales.

- Se recomienda actualizar los análisis de sensibilidad realizados a los pozos, cada vez que se tenga información nueva de producción, o después de que los pozos sean sometidos a un trabajo de reacondicionamiento.

- Se recomienda realizar un estudio más a fondo de las oportunidades de trabajo establecidas para cada pozo, para poder verificar, una vez sean aplicados, su nivel de éxito.

- Se recomienda realizar un estudio a futuro, en el cual se analice la demanda, es decir, los componentes de tubería y componentes de superficie, para obtener un análisis más completo en el que se generen también las curvas de outflow para cada pozo.

- A partir de los resultados obtenidos, se recomienda realizar un análisis de redes del campo, como una segunda fase de este proyecto,

BIBLIOGRAFÍA

_ Petroamazonas EP. (2016).

_ *Ecuador Noticias*. (2017). Obtenido de http://www.ecuadornoticias.com/search/label/MAPA%20ECUADOR?max-results=10

_ Shaya Ecuador S.A. (2017).

_ Angulo, A. (2010). *Analisis del sistema de producción PBH.* Quito: EPN.

_ Calispa Chiliguano, D. F., & Proaño Guevara, M. G. (2011). *Optimizaciín de la producción del campo Auca mediante analisis nodal.* Quito: EPN.

_ Carrión, M. G. (s.f.). Daño de Formación. En *Reservorios II* (pág. 13).

_ CIED. (1995). *Optimización del Sistema de Producción Analisis Nodal.*

_ Díaz Viloria, R. (2009). *Análisis Nodal en la optimización de la producción de los pozos del Campo Colorado.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander .

_ Economides, M. (2012). *Petroleum Production Systems.* Prentice Hall.

_ Goyes, S. (2012). *Estudio para optimizar el sistema BES en la producción del Area Lago Agrio.* Quito: EPN.

_ Gualancañay Guashpa, C. G. (2017). *Estudio Técnico de trabajos de estimulación matricial como alternativa para la optimización de un Bloque productor de petróleo.* Quito: EPN.

_ Hirschfeldt, M. (2009). *OilProduction.net.* Recuperado el Mayo de 2015, de Análisis de un sistema de producción y Analisis Nodal: http://www.oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf

_ Hirschfeldt, M. (2009). *OilProduction.net.* Recuperado el Mayo de 2015, de Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL: www.oilproduction.net

_ Hirschfeldt, M., & Ruiz, R. (Septiembre de 2008). *Conceptos de Well Performance.* Recuperado el Mayo de 2017, de OilProduction.net.

_ Jaramillo, J. S. (2011). *Estudio el SLA BES el campo Parahuacu.* Quito: EPN.

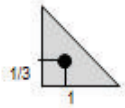
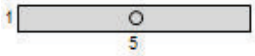
_ Klins, & Clark. (1993). An Improved Method To Predict Future IPR Curves. *SPE Reservoir Engineering*.

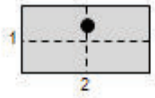
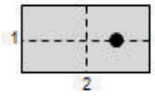
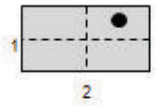
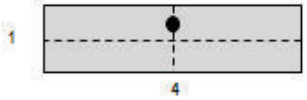
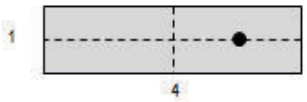
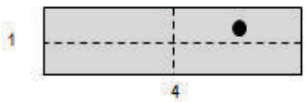
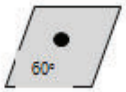
_ Lillini, G., Pasquali, R., Pedemonte, C., Bregni, C., & Lavaselli, S. (2016). Estudio de la estabilidad de emulsiones con estructuras líquido-cristalinas, y su aplicación farmaceútica mediante el agregado de un principio activo liposoluble: Econazol. *Revista Colombiana de Ciencias Quimico-Farmaceúticas*, 20.

- Nogueda Montalvo, C. (2011). *Análisis de la Productividad de un pozo de aceite a partir de pruebas de presión.* Ciudad de México: Universidad Autónoma de México.
- PrecioPetróleo.net. (29 de Mayo de 2017). *La industria petrolera el precio del petróleo hoy cotización barril crudo a diario*. Recuperado el 29 de Mayo de 2017, de PrecioPetróleo.net: http://www.preciopetroleo.net/petroleo-hoy.html
- Quijada Jiménez, R. (2009). *Evaluación de los parametros que afectan la productividad de los pozos horizontales perfroados en el distrito Gas Anaco.* Puerto La Cruz: Universidad de Oriente.
- Rivadeneira, M., Baby, P., & Barragan, R. (2004). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.* Quito.
- SCHLUMBERGER. (2003). Design & Managment with PIPESIM.
- SCHLUMBERGER. (2007). *PIPESIM Fundamentals.*
- SCHLUMBERGER. (2012). Nodal Analysis-Skin Effects. *Schlumberger Information Solutions*, (pág. 40). MLC, Abu Dhabi.
- SCHLUMBERGER. (2012). *SPM Well Status & Potencial Definition Standar Operating Practice.*
- SCHLUMBERGER. (2015). *Schlumberger.com.* Recuperado el Mayo de 2015, de IPR: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/ipr.aspx
- SCHLUMBERGER. (2107). *Oilfield Glossary*. Recuperado el Junio de 2017, de www.glossary.oilfield.com
- Vega, C. (1983). *Ingeniería Economica.* Quito.
- Viloria., R. J. (2009). *Analisis nodal en la optimización de la produccion de los pozos del campo Colorado.* Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.

ANEXOS

Anexo 1. Geometria del Pozo.

SISTEMA	X
	r_e/r_w
	$\frac{0.571A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.565A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.604A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.678A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.668A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.368A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{2.066A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.884A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.485A^{1/2}}{r_w}$

SISTEMA	X
	$\frac{0.966A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.440A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{2.206A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.925A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{6.590A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{9.360A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.610A^{1/2}}{r_w}$

Anexo 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente del Ecuador

Formación	Edad	Litología		Ambiente
Mera	Cuaternario, 250 m	Terrazas jóvenes, conglomerados, areniscas tobaceas y arcillas		Continental
Mesa	Pilo-Pleistoceno 250-1100 m	Terrazas compuestas por arcillas y areniscas tobaceas		Continental, erosión cordillera
Chambira	Mioceno Sup-Piloceno 100-400 m	Conglomerados con chertz, cuarzo lechoso y algo de metamórficas		Albánico Aluvial Continental
Arajuno	Mioceno Tardío 500-1000 m	Arenisca con lentes de conglomerado y arcilla con carbón y yeso		Continental
Chalcana	Oligoceno S-Mioceno M 600-1100m	Arcillas rojas con lentes calcáreos y areniscas		Continental fluvial
Orteguaza	Eoceno Med-Oligoceno 40-250m	Luitita gris verdosa, areniscas grises verdosas y algo de limolitas		Plataforma Marina
Tiyuyacu	Eoceno Inf a Medio	Conglomerados guijarrosos y cantos de cuarzo, chertz, anguiosos y mal seleccionados y en la parte superior son areniscas limosas con intercalaciones de lutitas rojas y verdes.		Continental con incursiones marinas
		Superior	Conglomerados con cuarzo lechoso en base y chertz, arcillas y areniscas en el tope, tonos gris claro. Al sur se acuña.	
		Inferior	Erosión, conglomerados con Chertz y cuarzo lechoso, areniscas y arcillas aquí se remonta un importante evento tectónico	
Tena	Maestrichiano Inf Paleoceno	**Tena Superior**	Arcillas abigarradas rojas limolitas y areniscas de grano grueso	Continental a Marino Somero
		Basal Tena	Areniscas y limolita	
Napo	Albiano Medio-Coniaciano, Inferior Lutitas calizas son intercalaciones de areniscas (200-700 m). Secuencias marinas de aguas poco profundas.	**Napo Superior**	**Arenisca M1:** areniscas glauconiticas con intercalaciones de lutitas, luego sobreyacidos por sedimentos pantanosos que formaron capas de carbón, areniscas masivas gruesas frecuentemente microconglomeraticas a la base.	Depósito estuarino, depositación fluvial y canales de marea en ambiente estuarino.
			Lutitas M1: lutitas negas y grisas oscuras con lentes calcáreos, sucesión de lutitas, calizas y margas.	Plataforma Marina.
		Napo Medio	**Caliza M2:** calizas fosiliferas interestratificadas con lutitas y margas.	Marino profundo de baja energía en la base y mas abierto y somero en el tope.
			Arenisca M2: arenas muy finas intercaladas con lutitas calcáreas con variaciones en el contenido de glauconita.	Plataforma carbonada abierta somera de baja energía.
			Caliza A: calizas masivas con bancos delgados de margas y en la base niveles arenosos en el contenido con chertz y pintas.	Depósito de mar abierto y de baja energía.
		Napo Inferior	**Arenisca U superior:** areniscas glauconiticas de grano fino intercaladas con lutitas.	Plataforma marina estuarina y planicie costanera

			Arenisca U Inferior: areniscas cuarzosas con estratificacion cruzada.	Canales de marea, ambiente fluvial.
			Lutita U: lutitas negras algo clacáreas, tambien se conoce como caliza U.	Marino Anóxico de baja energía
			Caliza B: lutitas y limolitas negras no bioturbadas, calizas margosas con pirita.	Marino Anóxico de baja energía
		Basal Napo	**Arenisca T Superior:** areniscas glauconiticas y calcareas intercaladas con lutitas.	Plataforma marina somera. Estuario y canales de marea.
			Arenisca T Inferior: areniscas de grano grueso a conglomeráticas.	Canales fluviales de marea y deltas.
			Caliza T: margas y calizas, varia lateralmente a Lutita T, al este es más arenosa.	
			Lutita T: lutitas laminadas, algo arenosas.	Plataforma marina abierta.
Hollín	Aptiano Sub-Albiano Inf (30-150 m)	**Hollín Superior**	Areniscas con estratificacion cruzada, en el tope hay glauconita, calizas y margas. Caliza C: calizas masivas y lutitas negras con glauconita, posee más salinidad y menos ámbar.	Marino Somero, depositación de playa y plataforma marina abierta.
		Hollín Inferior	Areniscas cuarzosas blancas de grano medio a grueso con estratificación cruzada y ondulitas, lutitas, trazas de carbón, es salobre.	Transicional Continental Marino.
Misahualli	Jurasico Med-Sup	Equivalente lateral de Chapiza, constituida por acumulaciones volcánicas masivas que forman parte del arco magmático, basaltos, tobas gris-rosado, arenisca, arcosa		Continental
Chapiza	Jurasico Med-Sup	Sedimentos clásticos continentales con pequeñas incursiones marinas, lutitas, areniscas de color rojo, con evaporitas y en la parte superior volcano sedimentos		Continental a Marino Somero
Santiago	Triasico Superior-Jurasico Inferior	Calizas marinas, lutitas, areniscas, y rocas volcánicas, sedimentos marinos ricos en materia organica y volcano sedimentos en la parte superior únicamente al Sur.		Marino Transgresivo
HIATO				
Macuma	Carbonifero-Permico	Calizas bioclásticas, con intercalaciones de margas, lutitas y areniscas finas		Marino
Pumbuiza	Silurico-Devonico	Pizarras grises a negras a veces grafíticas, areniscas cuarziticas, están fuertemente plegadas y falladas		Marino Poco profundo
Basamento	Pre-Cambrico	Rocas Igneas y Metamórficas		Marino

Anexo 3. PVT del Bloque Fraga.

Arena Basal Tena

CAMPO		LÓPEZ RUIZ	NAVAJI	CADDO
ARENA		BT	BT	BT
Parámetros	Unidades			
Temperatura	°F	217	189	191
Pi	psi	2515	2698	3648
Pb	psi	535	520	890
GOR	PCS/BN	55	60	133
API	A 60°F	21	14,5	18,5
Coi	10^-6 (1/PSI)	5,13	7,081	5,18
Cob	10^-6 (1/PSI)	7,1	8,801	8,2
Boi	BY/BN	1,1079	1,1174	1,0765
Bob	By/BN	1,1547	1,1325	1,1137
Uio	cp	2,13	3,97	22,16
Uob	cp	3,97	2,13	16,02
GE	aire=1	0,988	0,821	0,943
DEN oil	gr/cc	0,8833	0,9178	0,8957
FECHA		17/08/1981	10/07/1994	30/05/1981

Arena U

CAMPO		LÓPEZ RUIZ	SANCI	SOUX	TEKO	CADDO
ARENA		"UI"	"UI"	"UI"	"UI"	"UI"
Parámetros	Unidades					
Temperatura	°F	228	194	220	221	223
Pi	PSI	4015	4413	3955	3796	3780
Pb	PSI	445	620	860	820	860
GOR	PCS/BN	79	56	163	124	147
°API		18,2	22,4	19,3	18,5	18,4
Coi	10^-6 (1/PSI)	8.828	4.43	5.967	4.460	4.98
Cob	10^-6 (1/PSI)	15,415	7,65	8,933	7,101	10,912
Boi	BY/BN	1.1335	1.106	1.169	1.1380	1.1273
Bob	BY/BN	1,1348	1,1325	1,199	1,1673	1,155
Uio	cp	2,13	8.17	15.04	12.89	11.21
Uob	cp	3,97	5,48	10,05	8,68	8,33
GE	aire=1	0,988	0,794	0,784	0,798	0,718
Densidad Oil	gr/cc	0.882	0.8238	0.835	0.855	0.856
FECHA	MES-AÑO	oct-96	ago-82	jul-02	mar-95	sep-97

Arena T

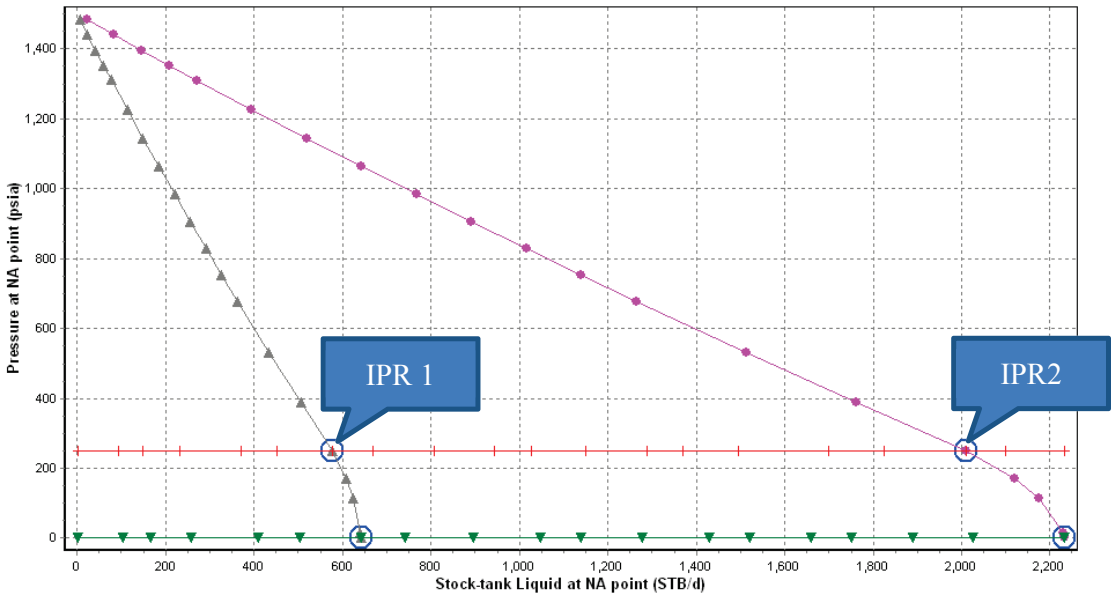
CAMPO		LOPEZ RUIZ	SANCI	TEKO
ARENA		T	T	T
Parámetros	Unidades			
T	°F	200	220	235
Pi	psi	4015	3500*	3840
Pb	psi	905	820	680
GOR	PCS/BN	210	126	168
API	A 60°F	27,4	15,8	28,4
Coi	10^-6 (1/PSI)	6,09	5,75	5,905
Cob	10^-6 (1/PSI)	8,56	9,05	19,803
Boi	BY/BN	1,1339	1,1755	1,22692
Bob	By/BN	1,1616	1,2127	1,2738
Uio	cp	4,3	13,44	3,77
Uob	cp	3,4	9,35	2,78
GE	aire=1	1,315	1,0336	0,97
DEN oil	gr/cc	0,8294	0,9006	0,8247
FECHA		01/07/2003	01/08/1995	11/07/1994

Arena Hollín

CAMPO		RENKA	LOPEZ RUIZ	LOPEZ RUIZ	LOPEZ RUIZ	SANCI	SANCI	SANCI	CORINA	TEKO	CADDO
ARENA		HOLLIN	HOLLIN INF	HOLLIN SUP	HOLLIN	HOLLIN	HOLLIN SUP	HOLLIN INF	HOLLIN SUP	HOLLIN	HOLLIN SUP
Parámetros	Unidades										
T	°F	236	236	236	218,5	198,5	230	230	226	139	225
Pi	psi	4303	4515	4015	4456	4682	4415		4642	4034	3661
Pb	psi	120	195	190	80	50	155	58	135	193	206
GOR	PCS/BN	17	6	9	17,4	11	33	12	18,8	50	62
API		28,9	31,6	32,4	32,3	32,4	32,8	33,1	32,6	27,6	28,2
Coi	10^-6 (1/PSI)	7,7798	6,15	6,102	9,009	5,45	6,597	5,591	6,13	4,67	7,024
Cob	10^-6 (1/PSI)	9,453	7,8	8,062	13,72	7,18	9,826	8,3	7,47	7,35	11,002
Boi	BY/BN	1,1325	1,113	1,112		1,074	1,158	1,090		1,078	1,1644
Bob	By/BN	1,1792	1,154	1,086	1,053	1,111	1,198	1,1455	1,1	1,105	1,1998
Uio	cp	4,655	6,2	4,3		1,85	2,12	1,842	2,06	6,05	2,82
Uob	cp	3,36	3,94	3,28	1,69	1,43	2,12	3,425	1,42	4,2	1,57
GE	aire=1	1,101	0,8281	0,8281	1,065	0,945	0,911	1,842	1,29	0,73	1,098
DEN oil	gr/cc	0,7498	0,78	0,804	0,825	0,817	0,804	0,8032	0,82	0,845	0,827
FECHA		27/09/93	25/10/93	26/09/93	11/06/13	08/05/82	27/07/85	01/05/95	28/11/12	17/10/81	01/09/97

Anexo 4. Grafica IPR de los pozos del campo.

FRAGA-01



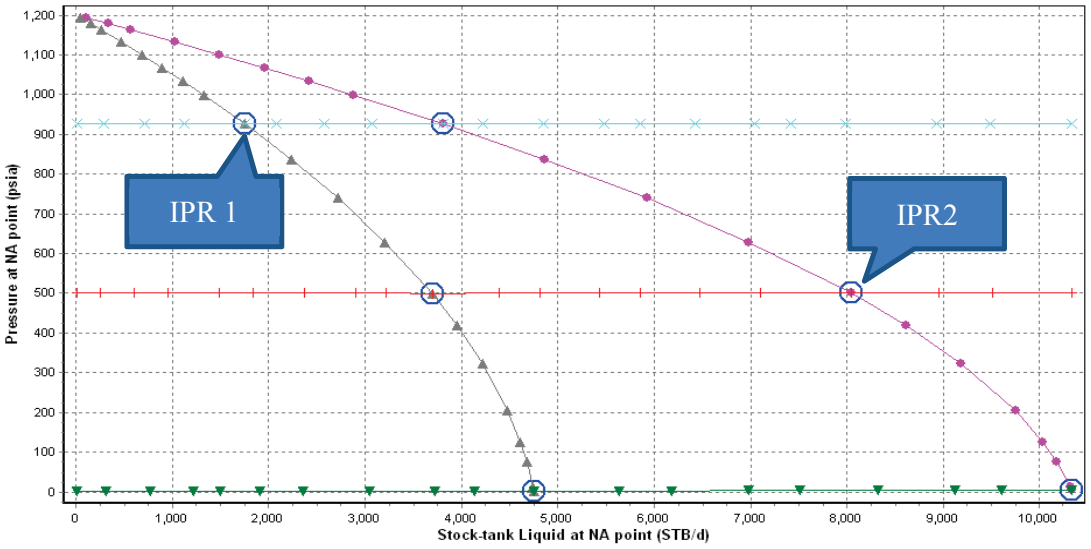
IPR 1: Condición Actual BFPD= 577
Daño= 17,4
Pwf= 249 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 2010
Daño= 0
Pwf= 249 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-02



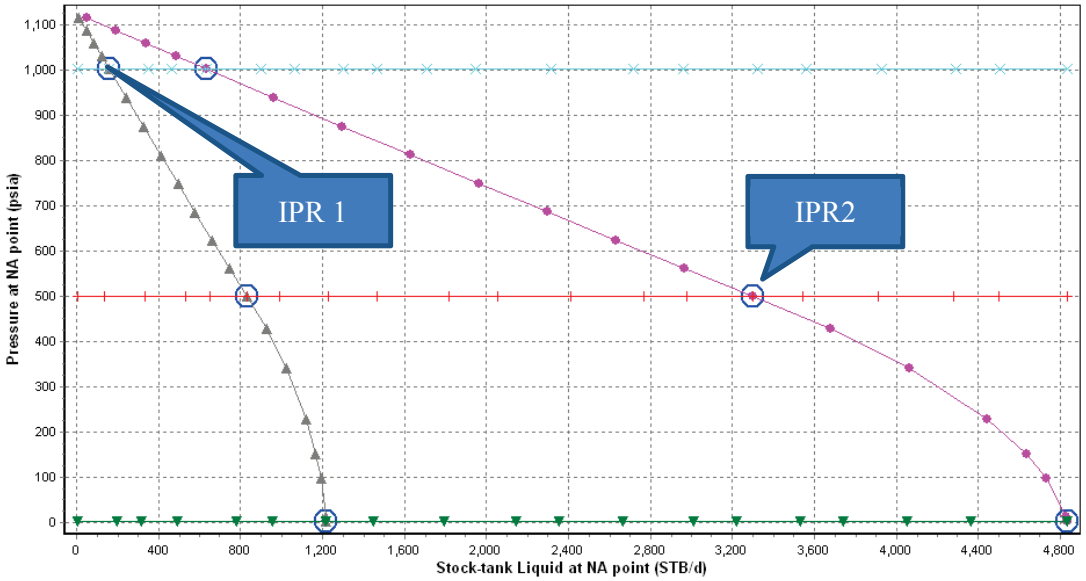
IPR 1: Condición Actual BFPD= 1740
Daño= 8,3
Pwf= 927 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 8042
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-03



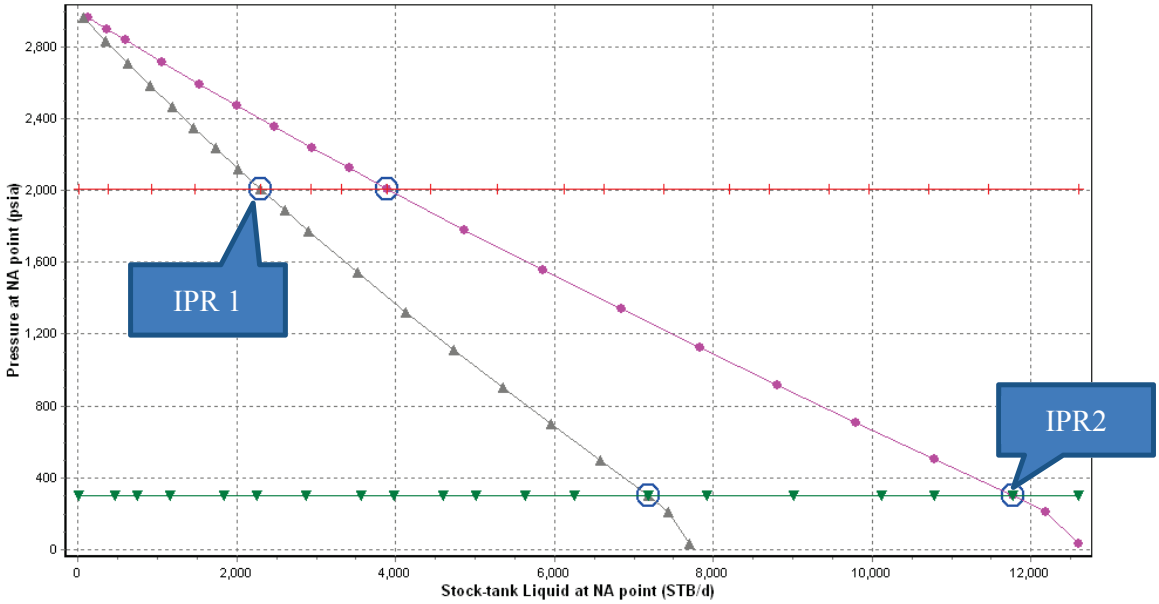
IPR 1: Condición Actual BFPD= 152
Daño= 21
Pwf= 1002 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 3299
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-04



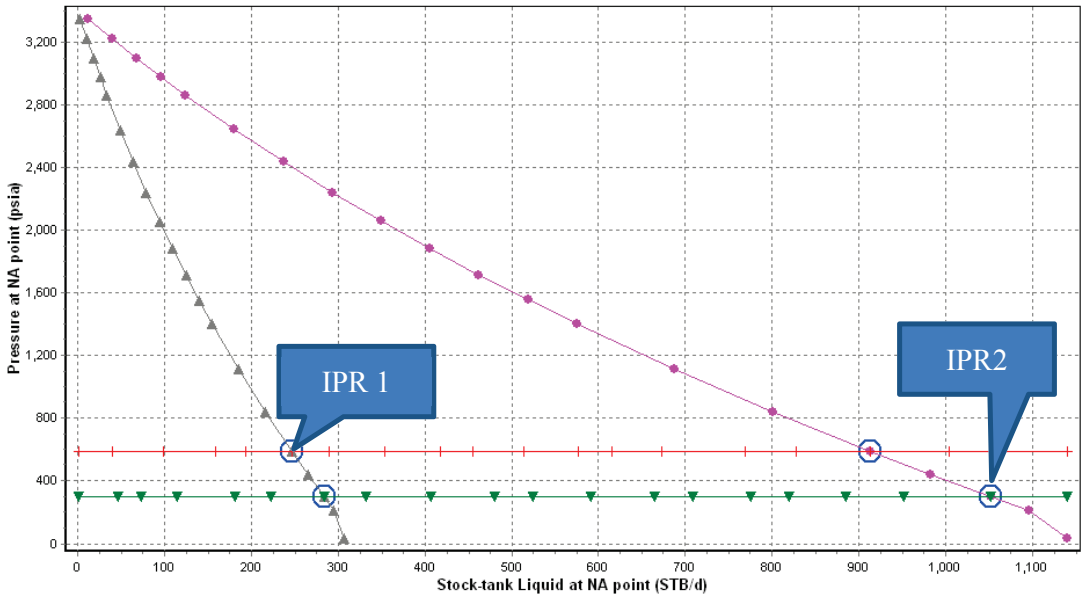
IPR 1: Condición Actual BFPD= 2355
Daño= 5
Pwf= 2012 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 11745
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-05



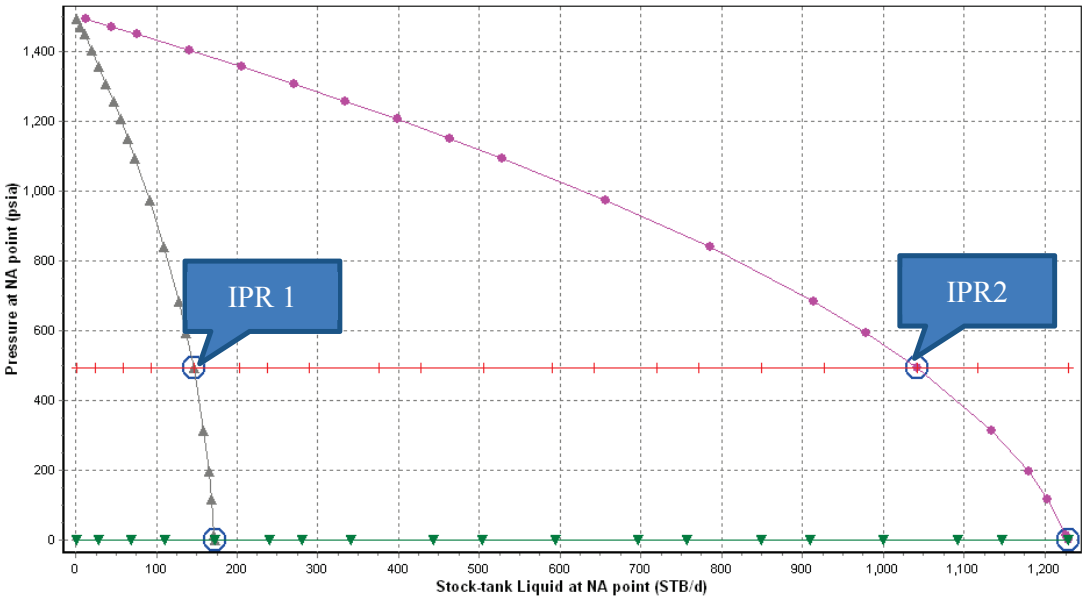
IPR 1: Condición Actual BFPD=240
Daño= 19
Pwf= 590 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1360
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-06



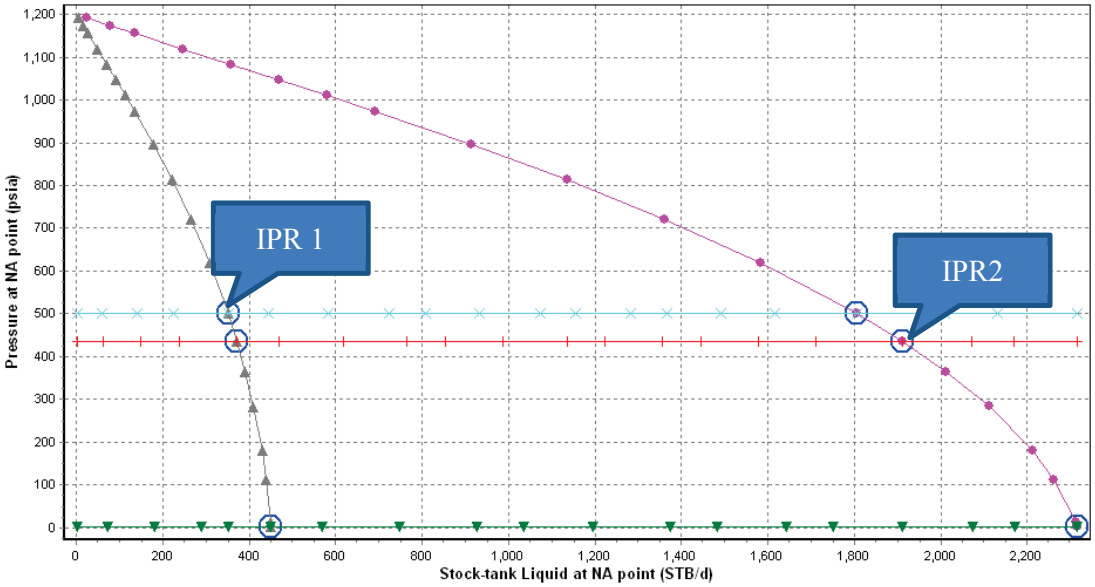
IPR 1: Condición Actual BFPD= 140
Daño= 43
Pwf= 493 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1043
Daño= 0
Pwf= 493 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-07



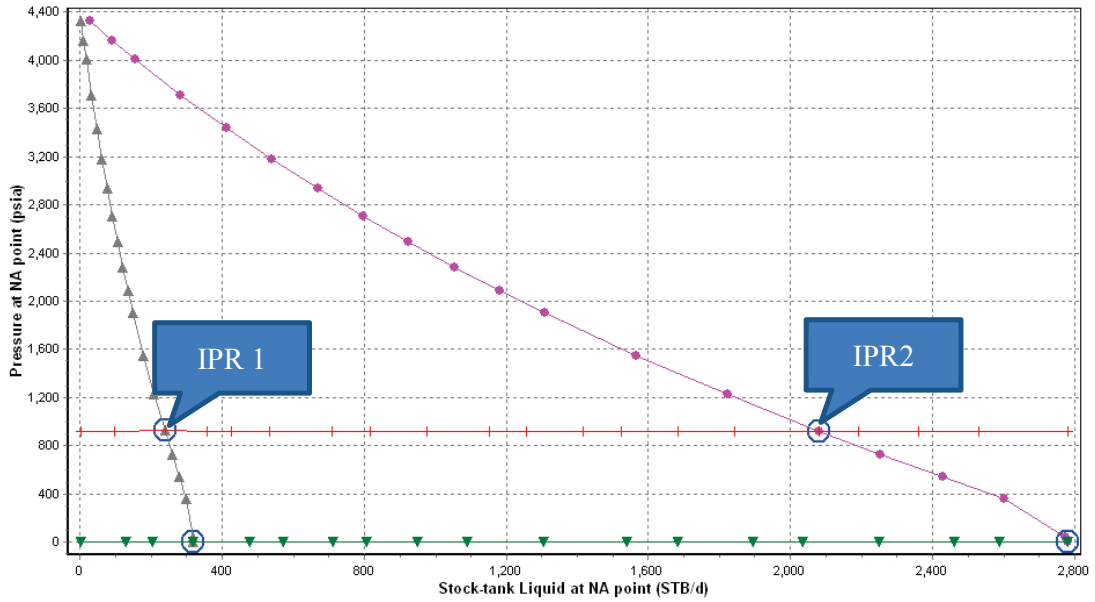
IPR 1: Condición Actual BFPD= 370
Daño= 29
Pwf= 435 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1805
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-08



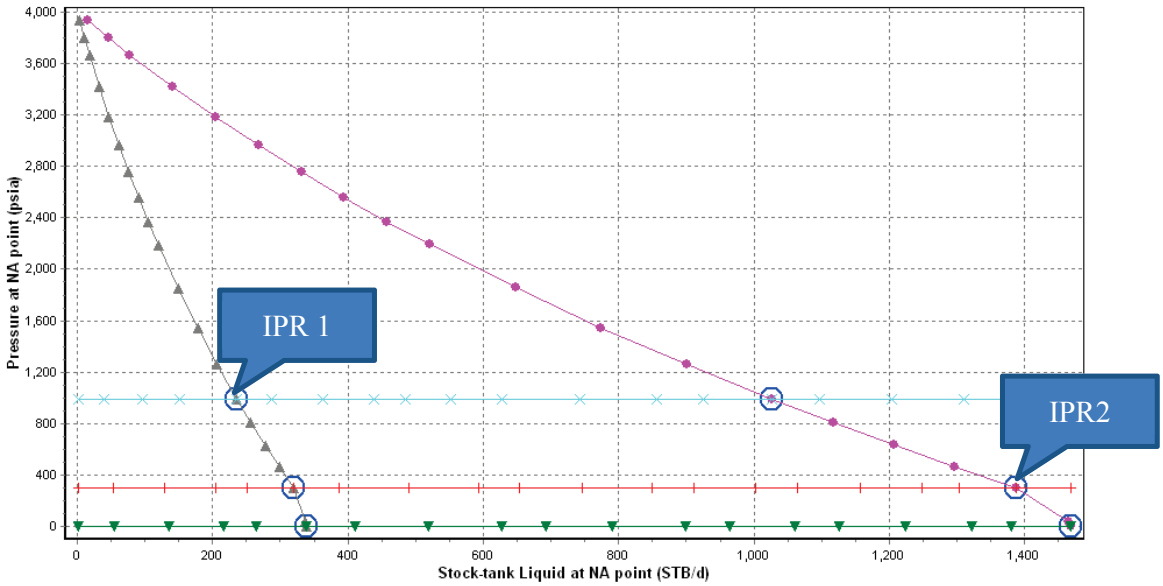
IPR 1: Condición Actual BFPD= 240
Daño= 54
Pwf= 934 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 2080
Daño= 0
Pwf= 934 PSI

Presión Burbuja: 195 PSI

Arena Productora: Hollín Inferior

FRAGA-09



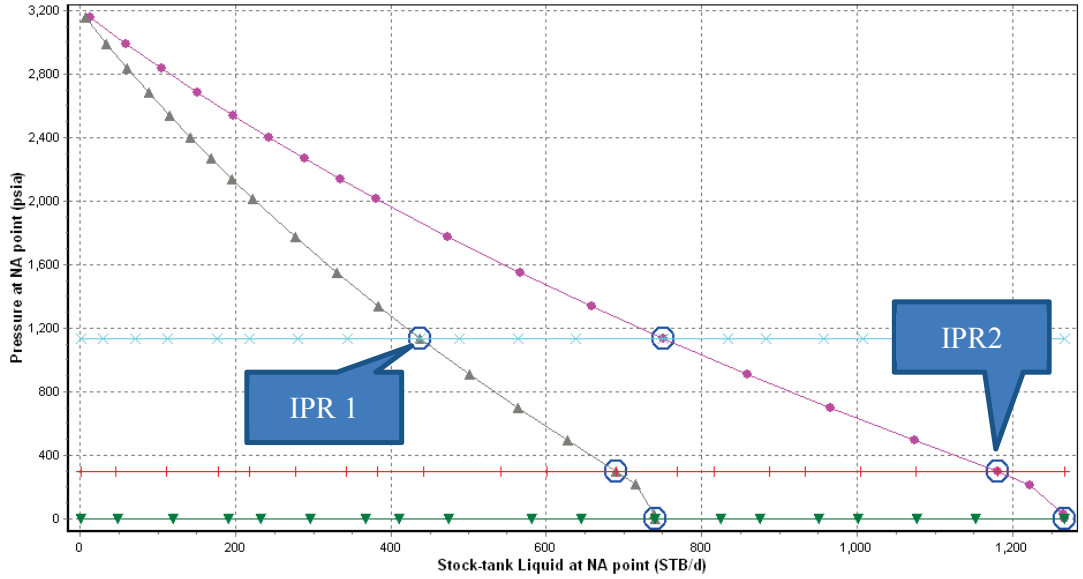
IPR 1: Condición Actual BFPD= 235
Daño= 23,5
Pwf= 989 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1387
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-10



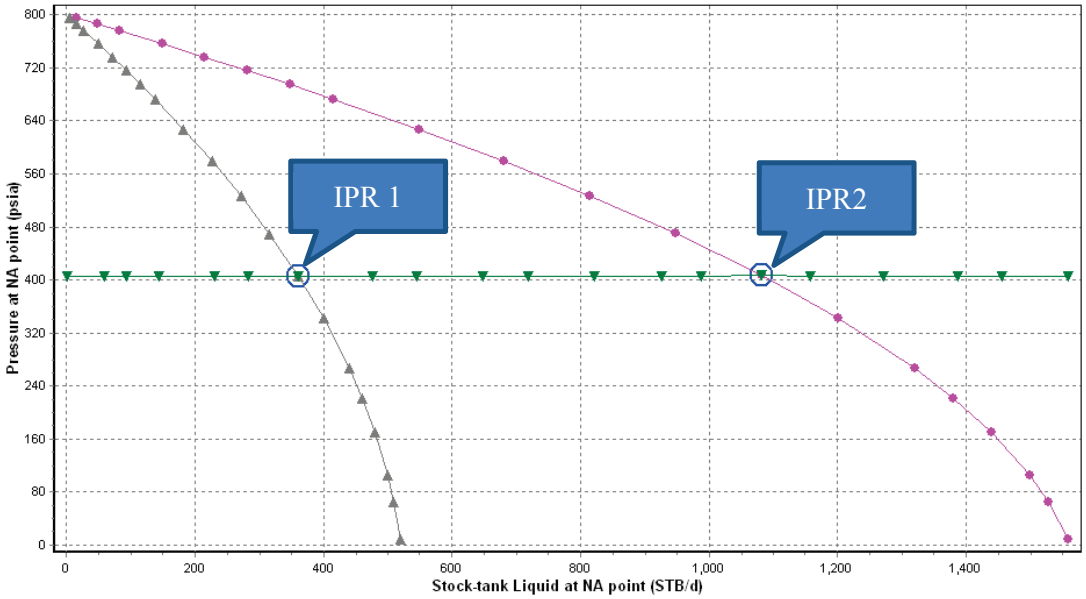
IPR 1: Condición Actual BFPD= 436
Daño= 5
Pwf= 1136 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1182
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-11



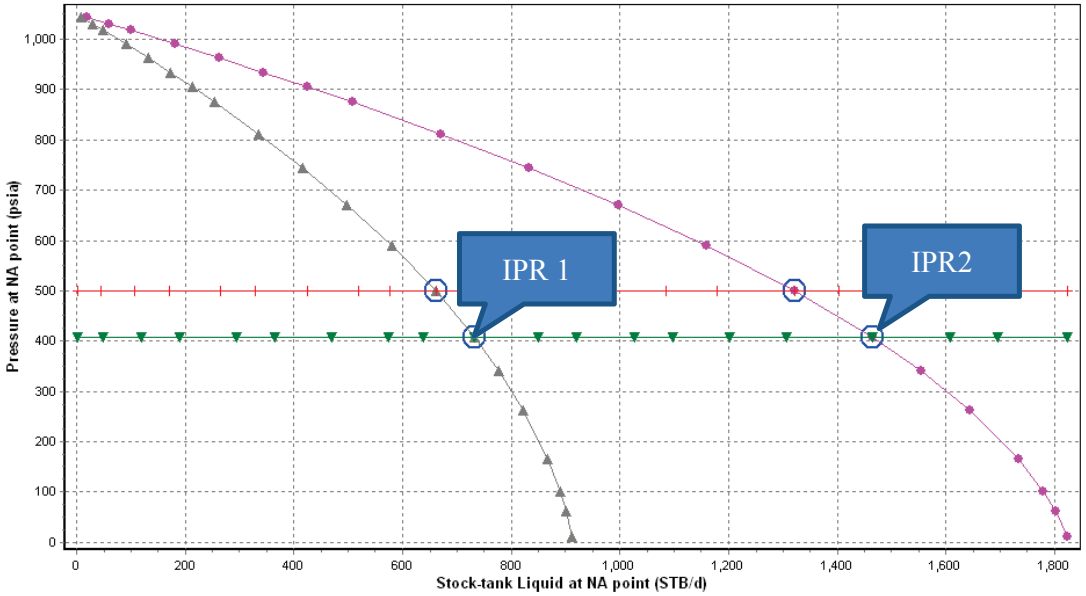
IPR 1: Condición Actual BFPD= 366
Daño= 14
Pwf= 406 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1079
Daño= 0
Pwf= 406 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-12



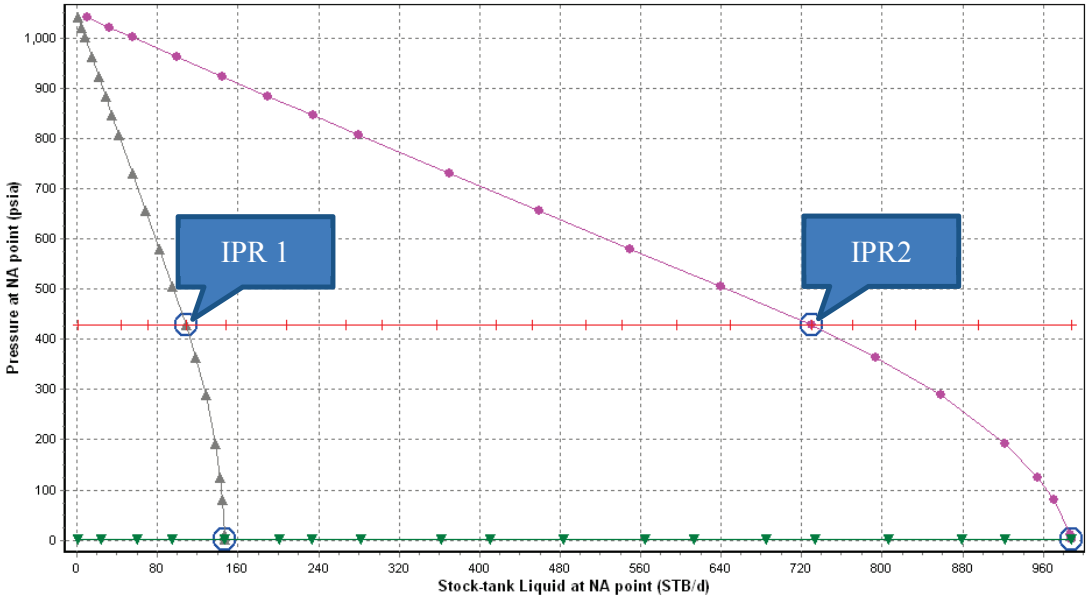
IPR 1: Condición Actual BFPD= 743
Daño= 7
Pwf= 407 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1466
Daño= 0
Pwf= 407 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-13



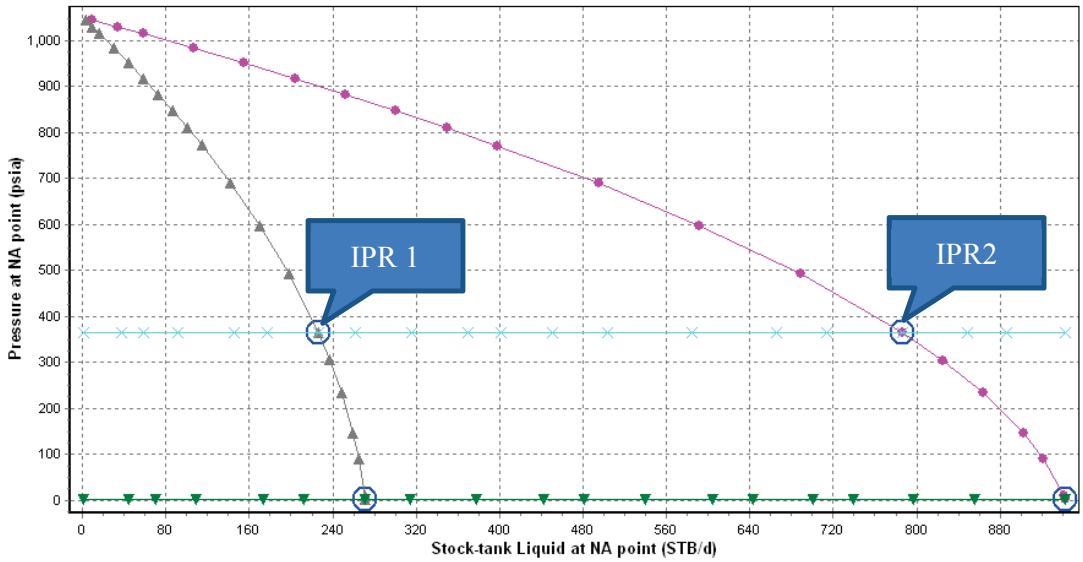
IPR 1: Condición Actual BFPD= 109
Daño= 40
Pwf= 423 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 730
Daño= 0
Pwf= 423 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-14



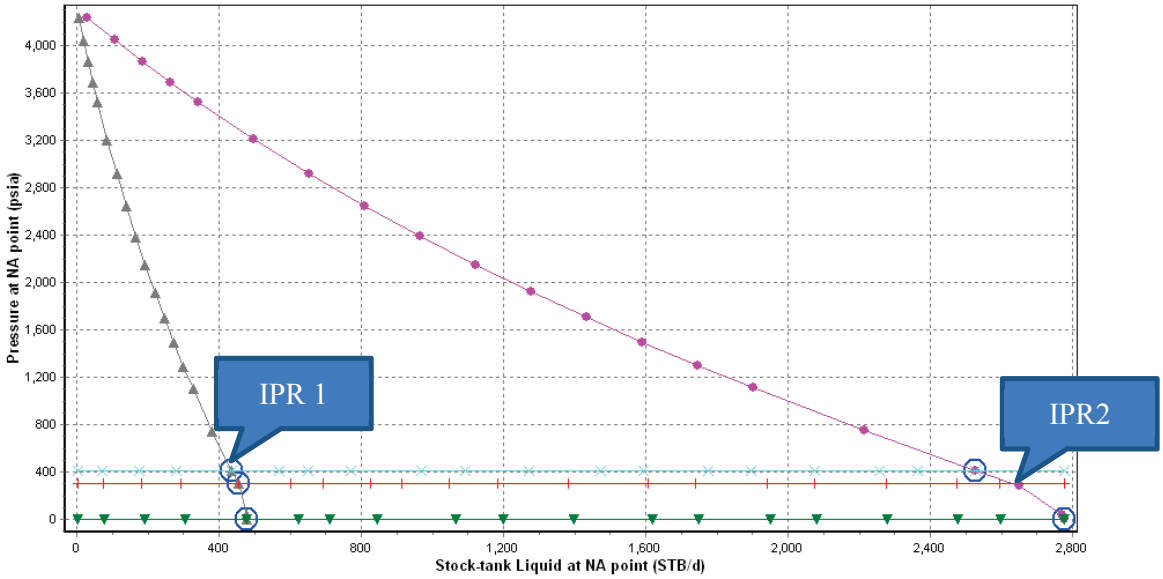
IPR 1: Condición Actual BFPD= 226
Daño= 17,3
Pwf= 364 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 786
Daño= 0
Pwf= 364 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-15



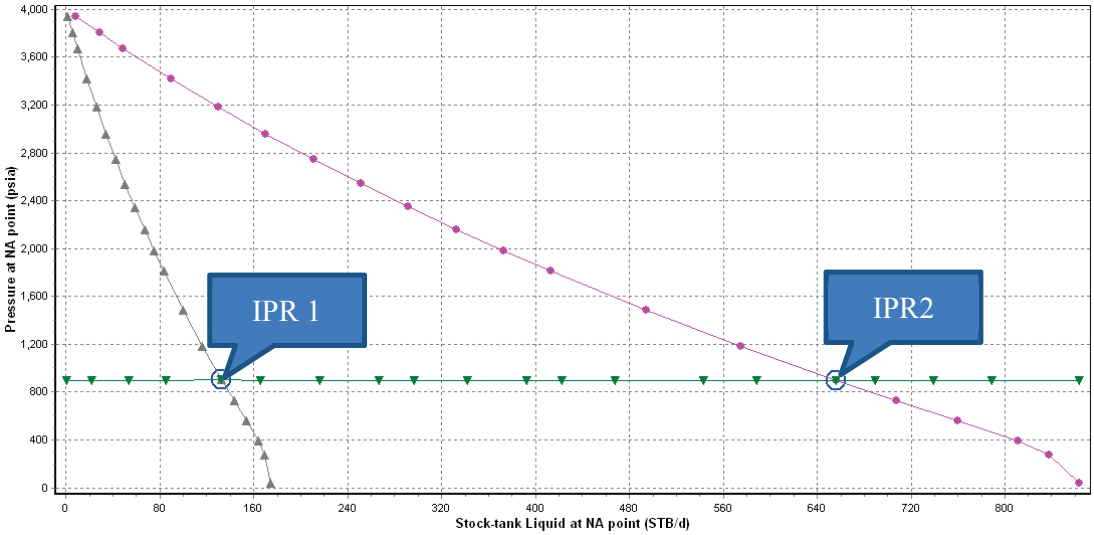
IPR 1: Condición Actual BFPD= 420
Daño= 34
Pwf= 411 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 2645
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-16



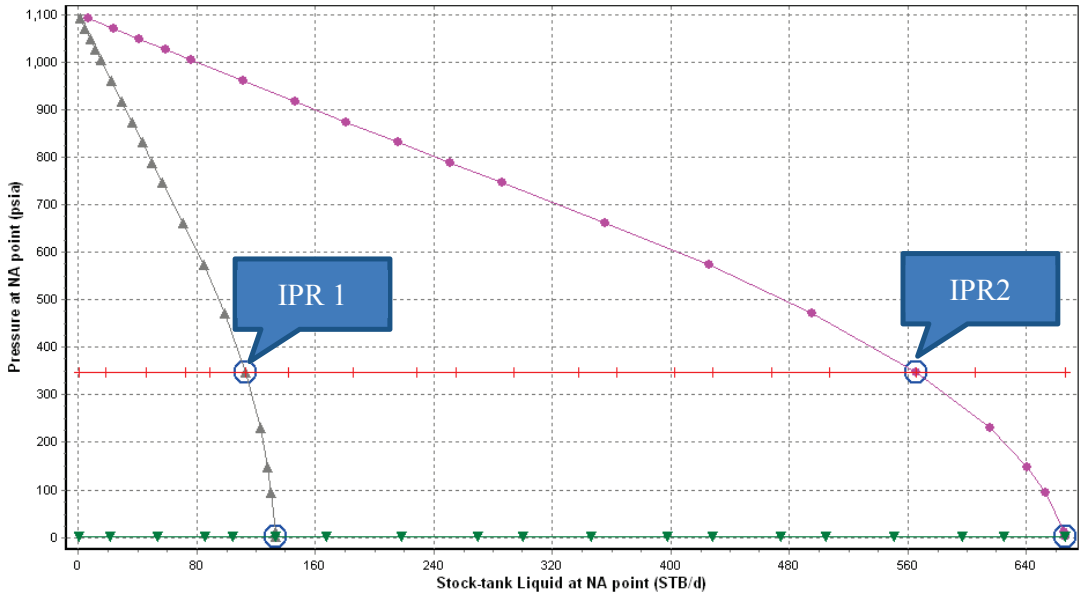
IPR 1: Condición Actual BFPD= 132
Daño= 29
Pwf= 900 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 656
Daño= 0
Pwf= 900 PSI

Presión Burbuja: 195 PSI

Arena Productora: Hollín Inferior

FRAGA-17



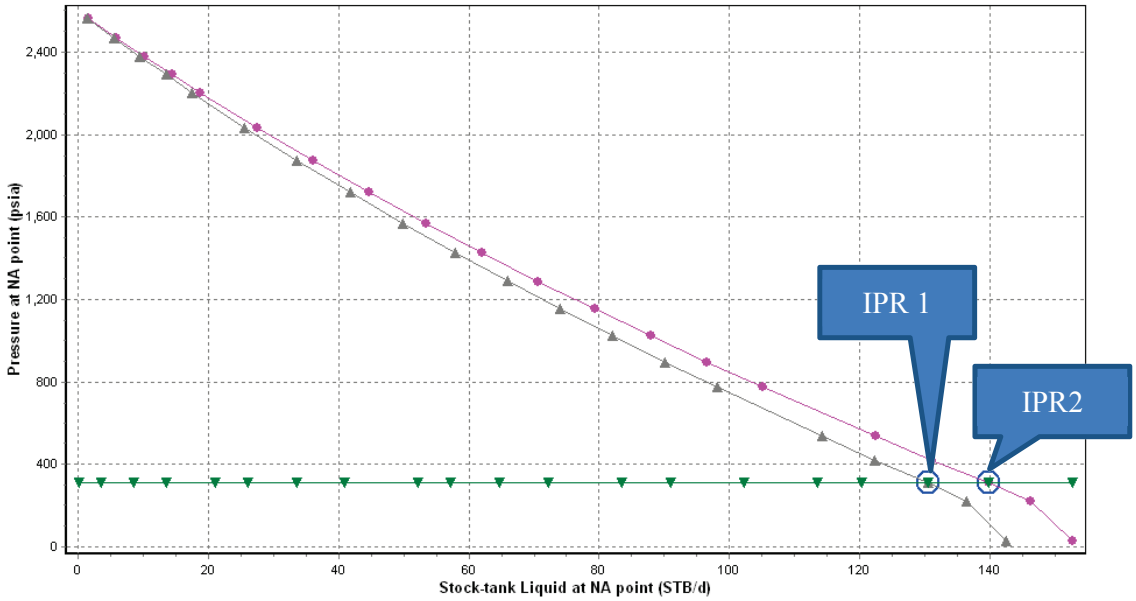
IPR 1: Condición Actual BFPD= 112
Daño= 28
Pwf= 347 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 565
Daño= 0
Pwf= 347 PPSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-18



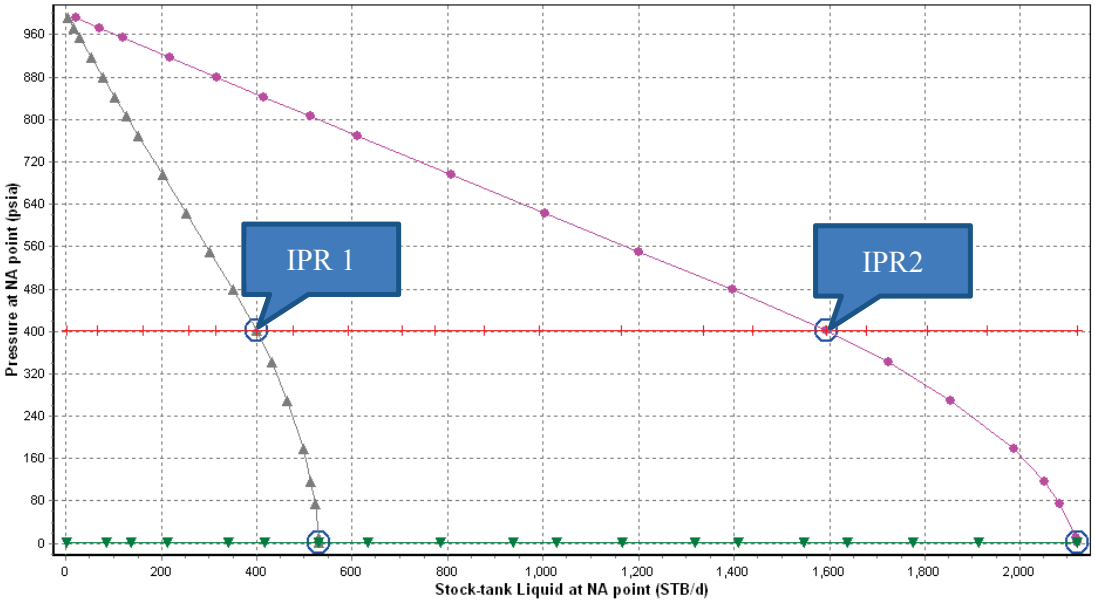
IPR 1: Condición Actual BFPD= 130
Daño= 0,5
Pwf= 308 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 140
Daño= 0
Pwf= 308 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-19



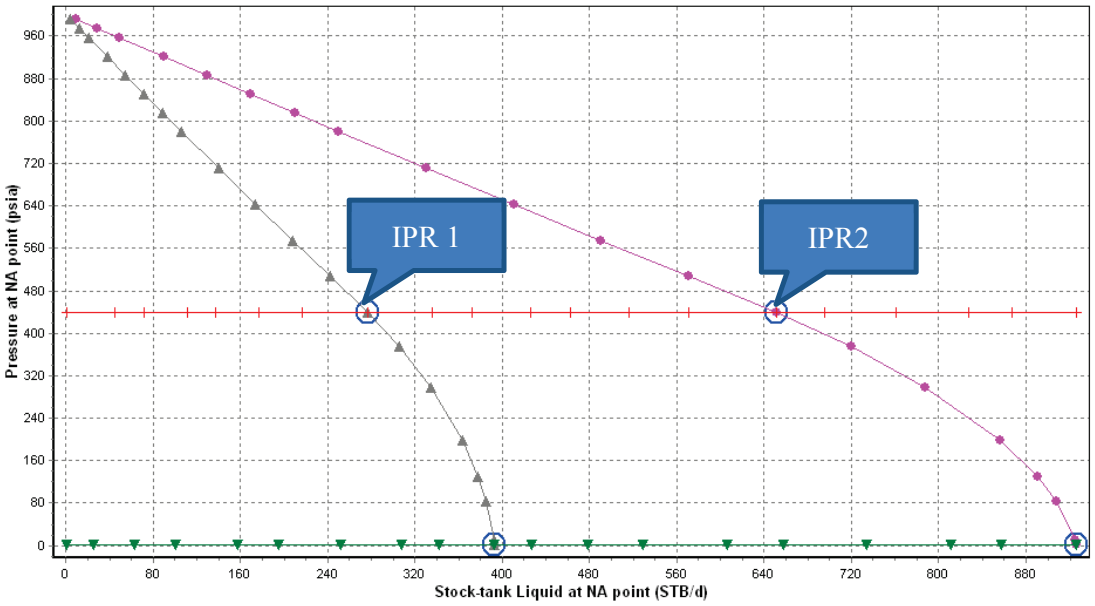
IPR 1: Condición Actual BFPD= 400
Daño= 21
Pwf= 401 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1594
Daño= 0
Pwf= 401 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-20



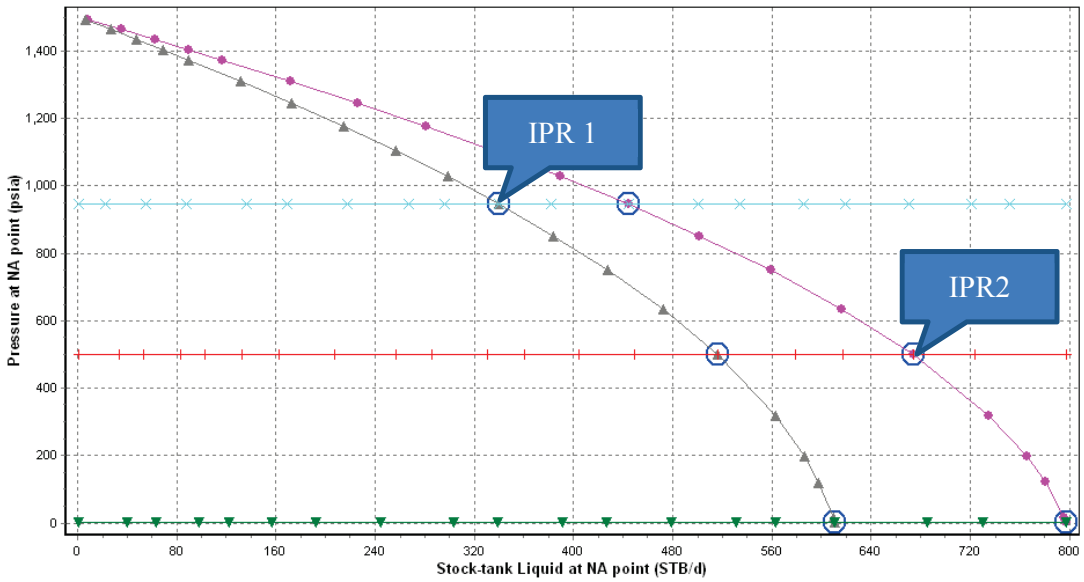
IPR 1: Condición Actual BFPD= 272
Daño= 10
Pwf= 440 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 652
Daño= 0
Pwf= 440 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-21



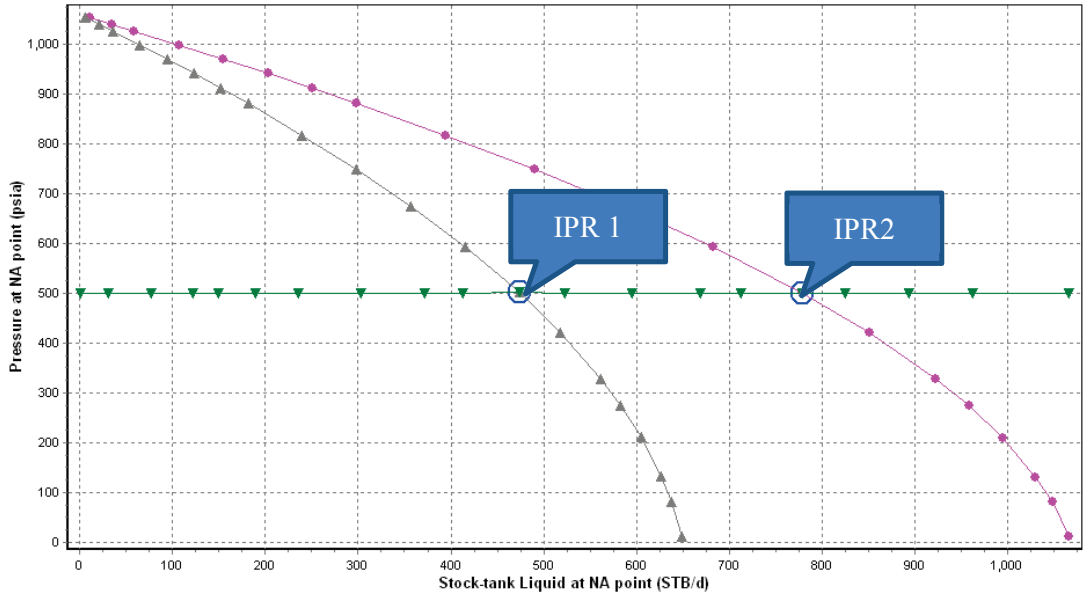
IPR 1: Condición Actual BFPD= 350
Daño= 2,1
Pwf= 925 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 674
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Superior

FRAGA-22



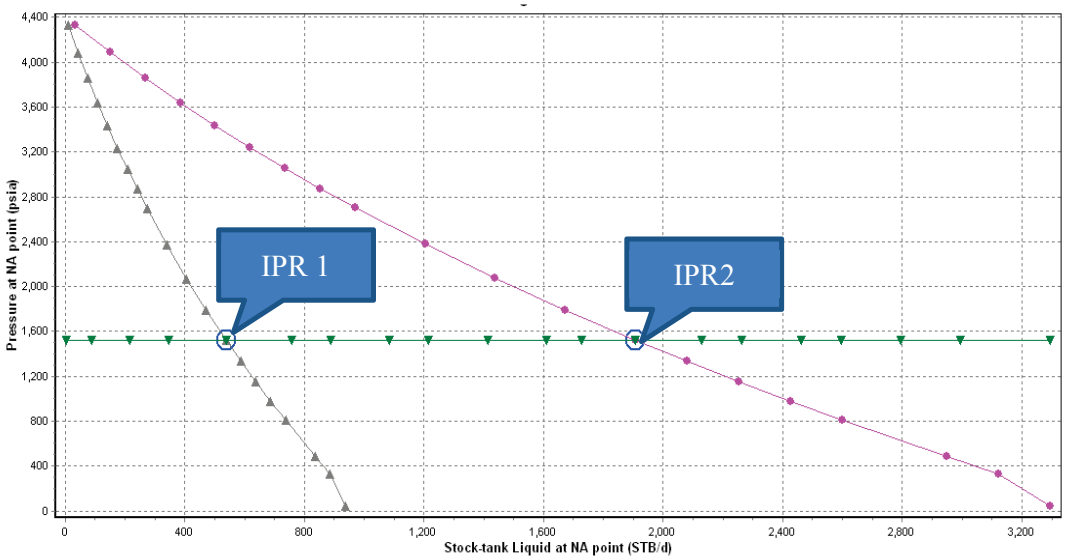
IPR 1: Condición Actual BFPD= 461
Daño= 4,5
Pwf= 500 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 779
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: TI +TS

FRAGA-23



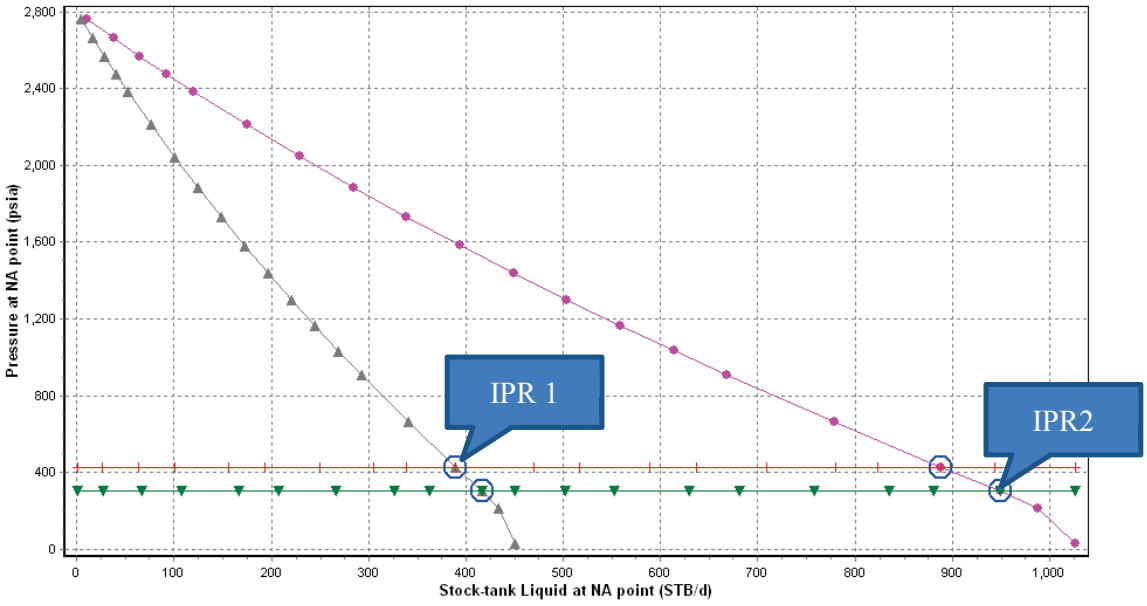
IPR 1: Condición Actual BFPD= 540
Daño= 18
Pwf= 1524 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1907
Daño= 0
Pwf= 1524 PSI

Presión Burbuja: 195 PSI

Arena Productora: Hollín Inferior

FRAGA-24



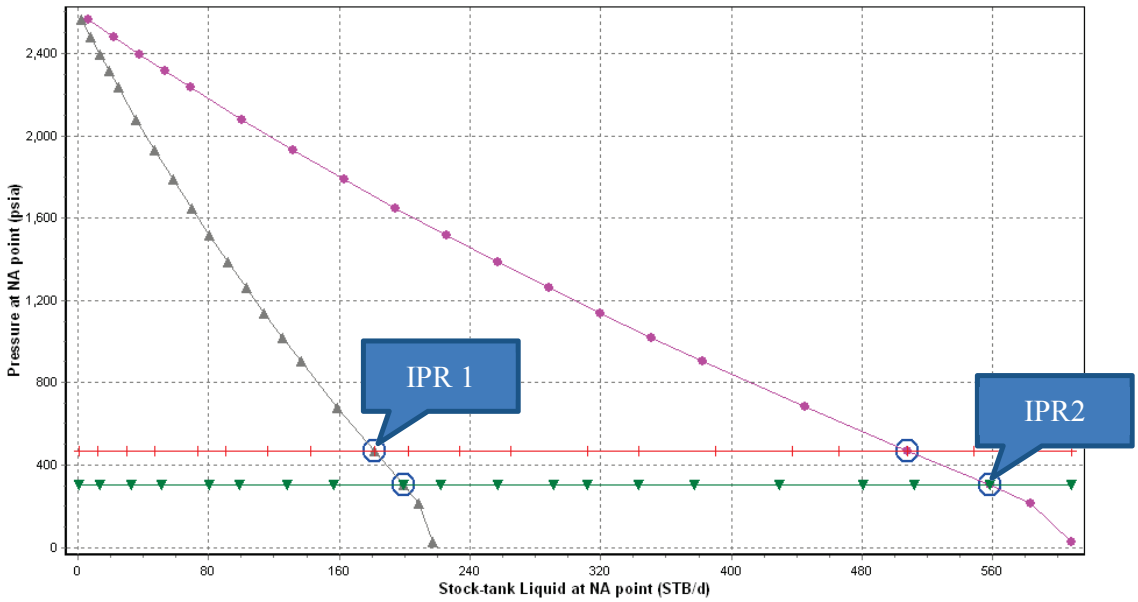
IPR 1: Condición Actual BFPD= 390
Daño= 9
Pwf= 427 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 948
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-25



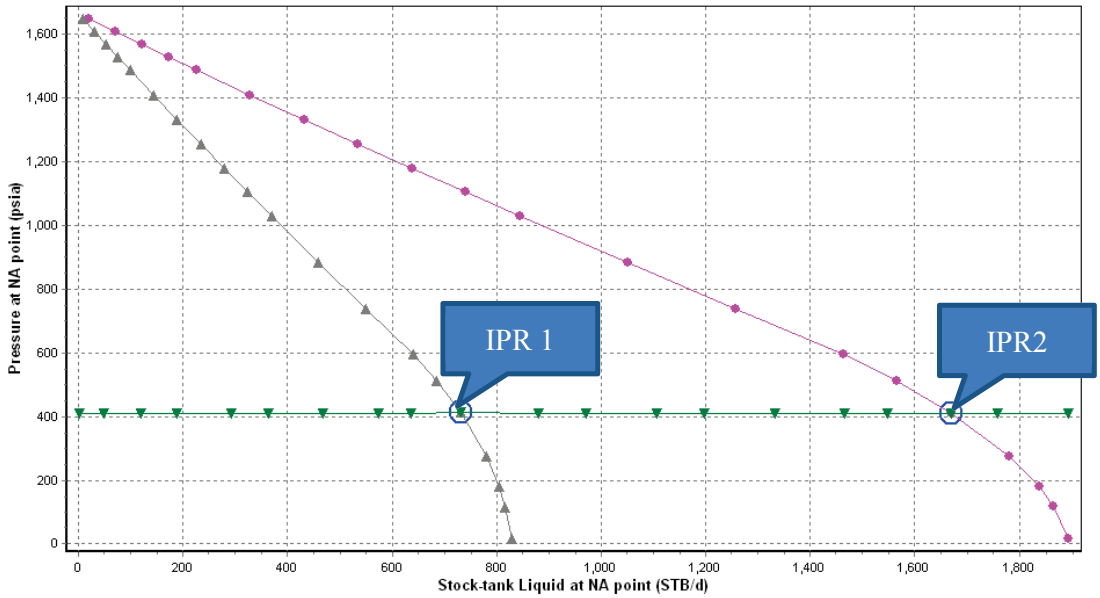
IPR 1: Condición Actual BFPD= 185
Daño= 12
Pwf= 466 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 560
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-26



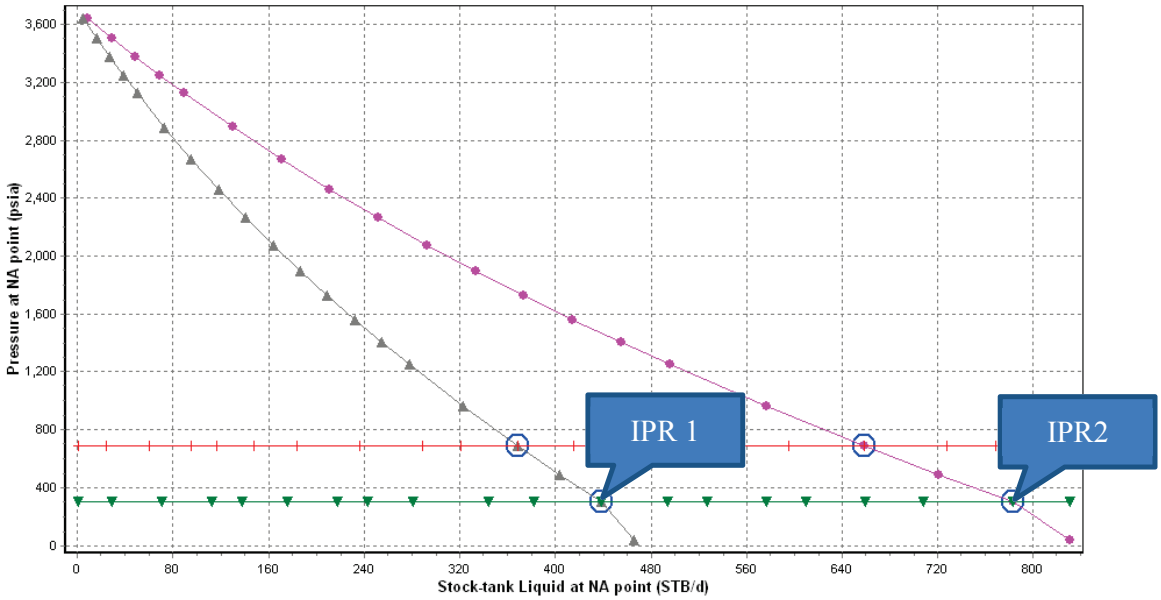
IPR 1: Condición Actual BFPD= 743
Daño= 9
Pwf= 411 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1666
Daño= 0
Pwf= 411 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-27



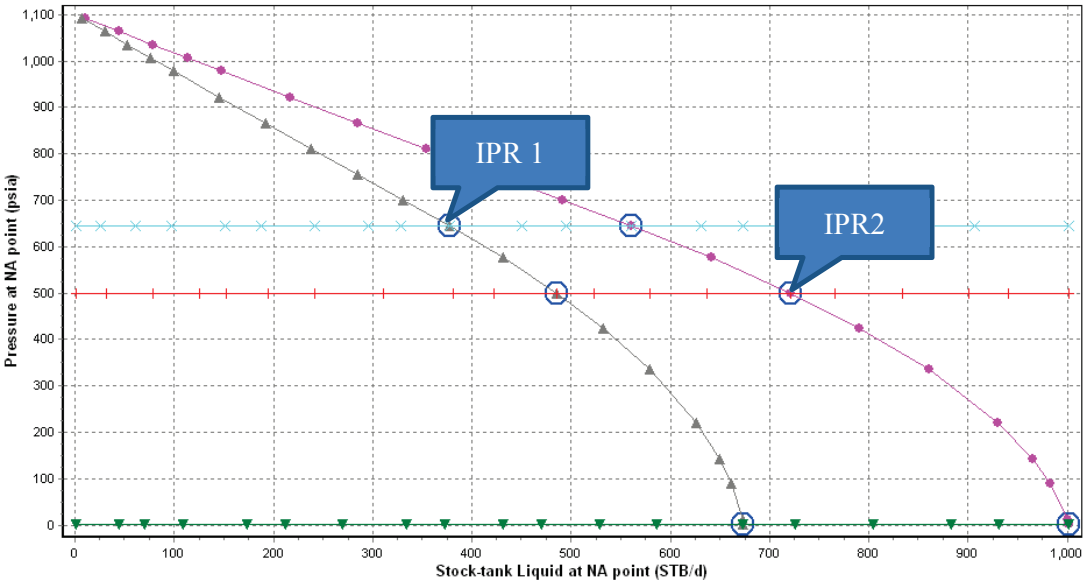
IPR 1: Condición Actual BFPD= 412
Daño= 4
Pwf= 747 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 782
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-28



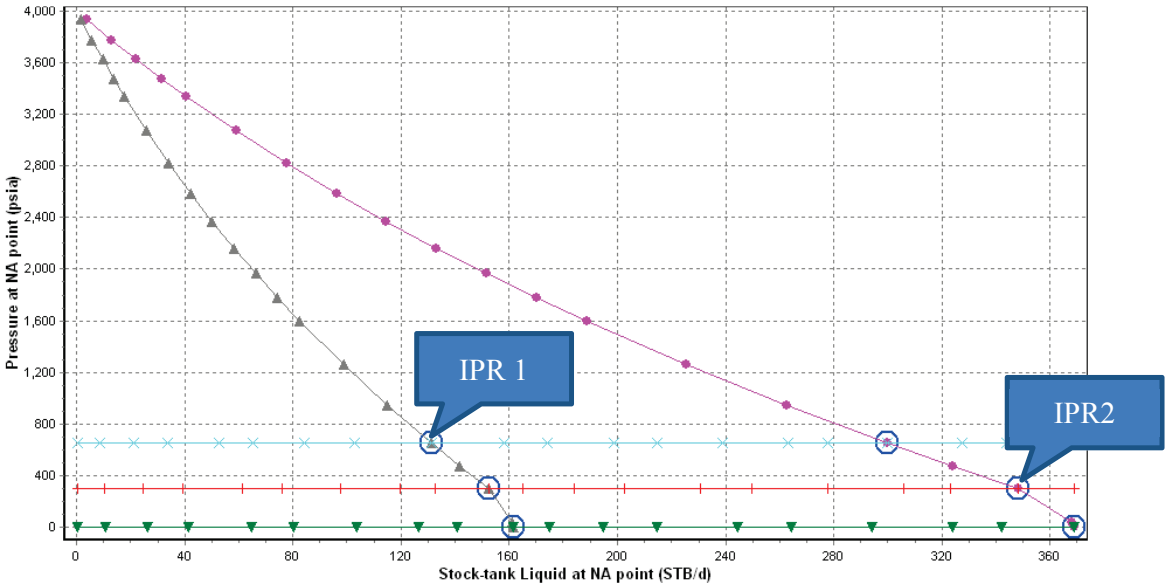
IPR 1: Condición Actual BFPD= 377
Daño= 3,4
Pwf= 645 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 721
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-29



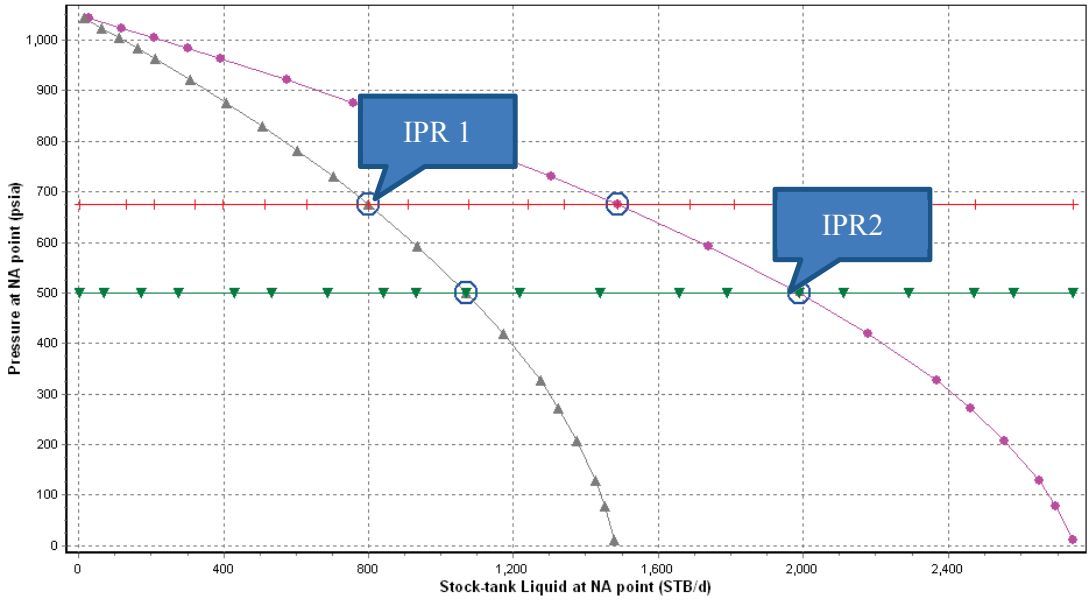
IPR 1: Condición Actual BFPD= 133
Daño= 9
Pwf= 655 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 348
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-30



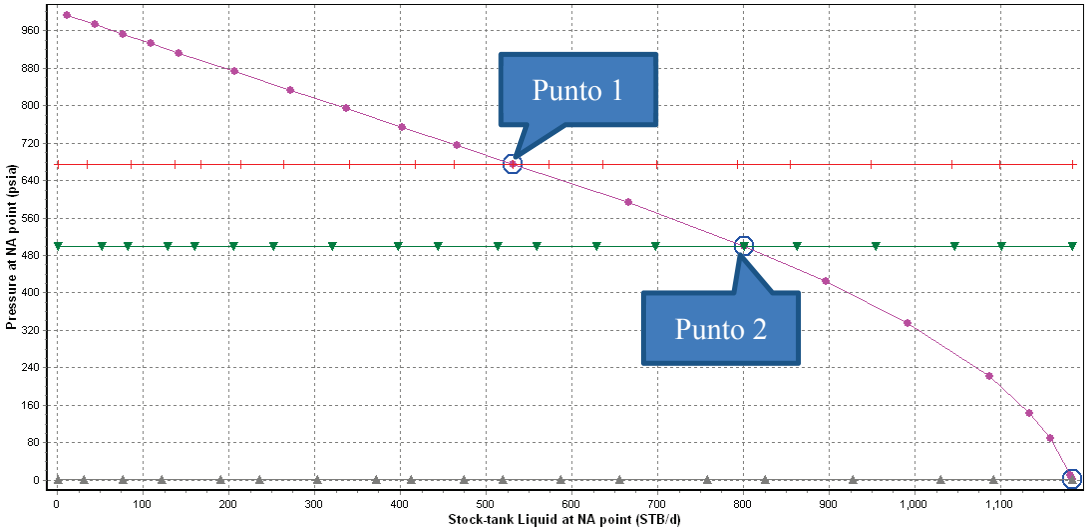
IPR 1: Condición Actual BFPD= 802
Daño= 6
Pwf= 675 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1985
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-31



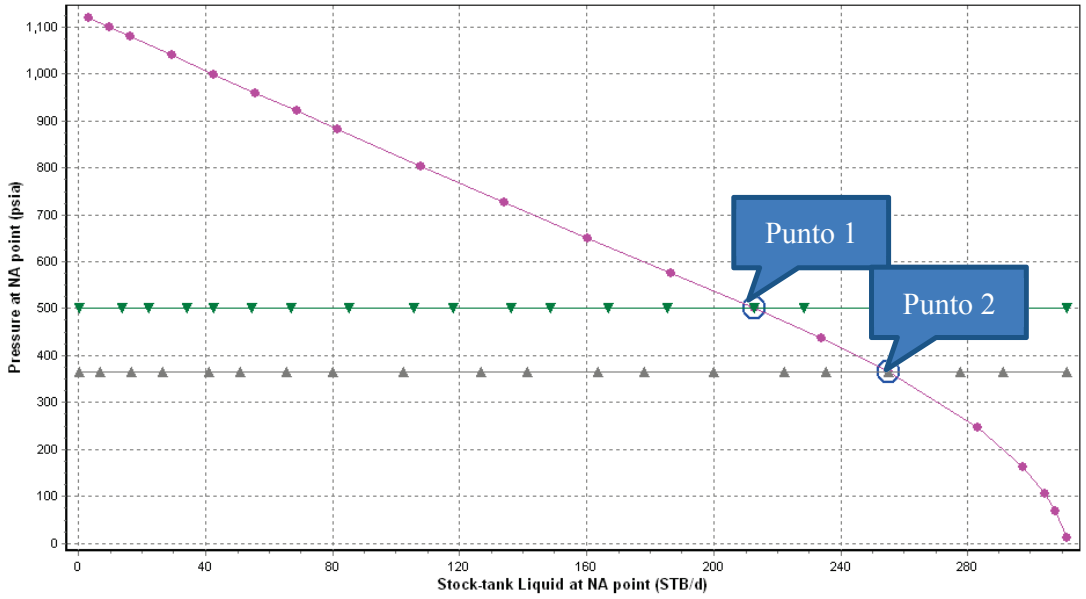
Punto 1: Condición Actual BFPD= 533
Daño= 0
Pwf= 675 PSI

Punto 2: Condición Propuesta BFPD= 802
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-32



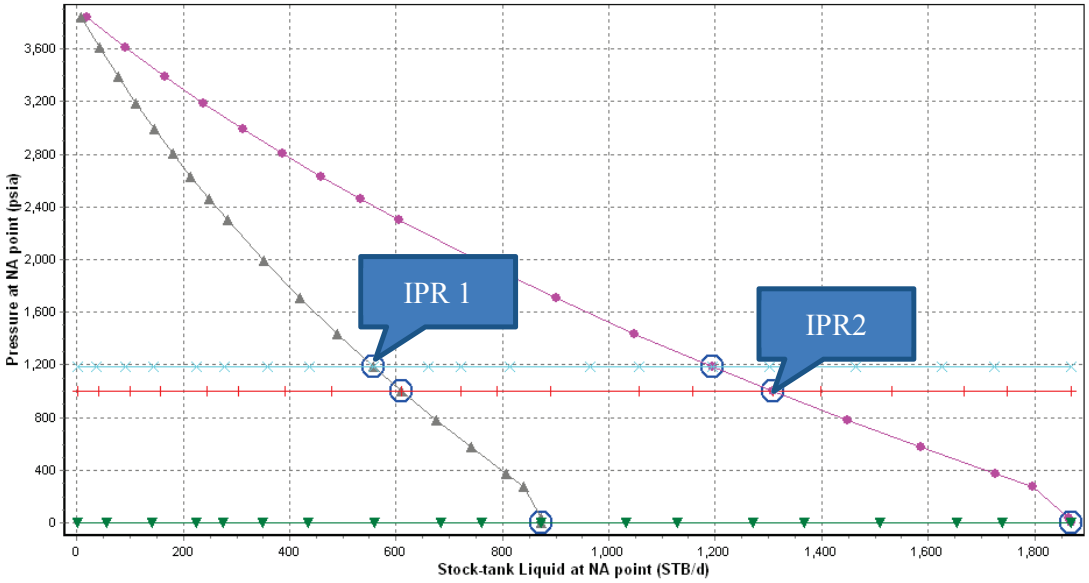
Punto 1: Condición Actual BFPD= 272
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Punto 2: Condición Propuesta BFPD= 255
Daño= 0
Pwf= 365 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-33



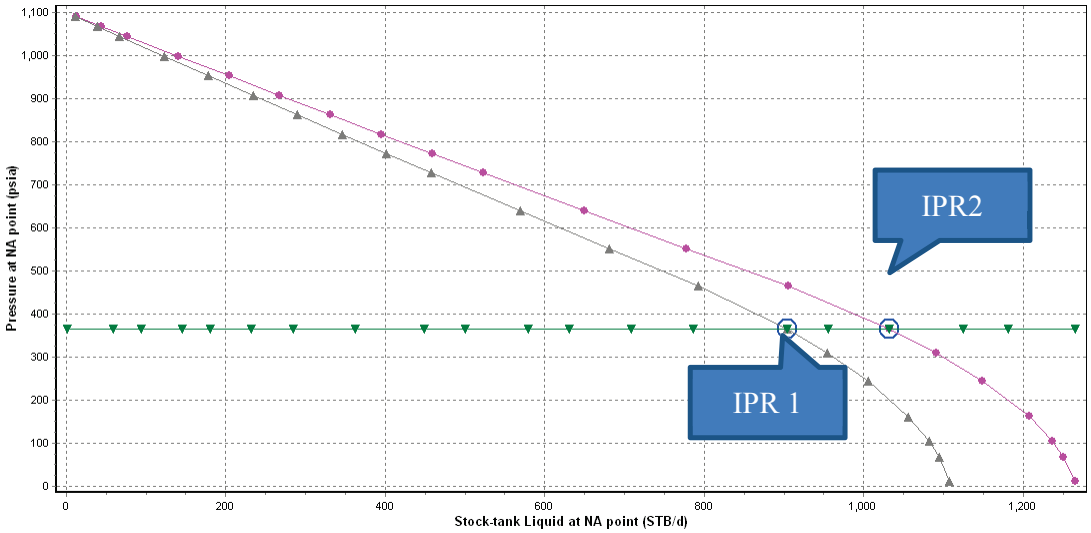
IPR 1: Condición Actual BFPD= 554
Daño= 8
Pwf= 1158 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1308
Daño= 0
Pwf= 1000 PSI

Presión Burbuja: 195 PSI

Arena Productora: Hollín Inferior

FRAGA-34



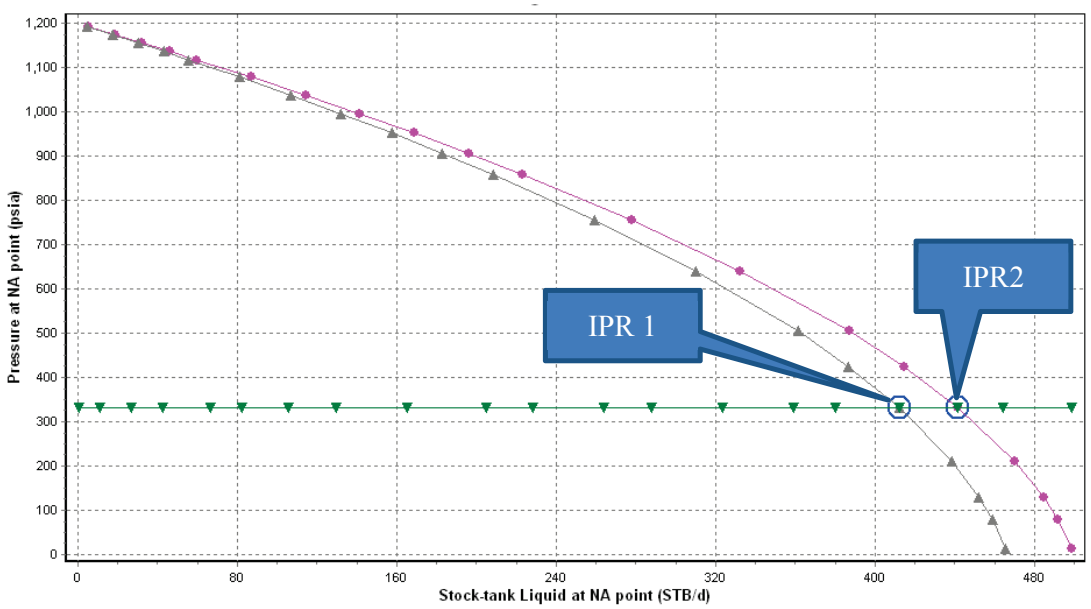
IPR 1: Condición Actual BFPD= 905
Daño= 1
Pwf= 364 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1028
Daño= 0
Pwf= 364 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-35



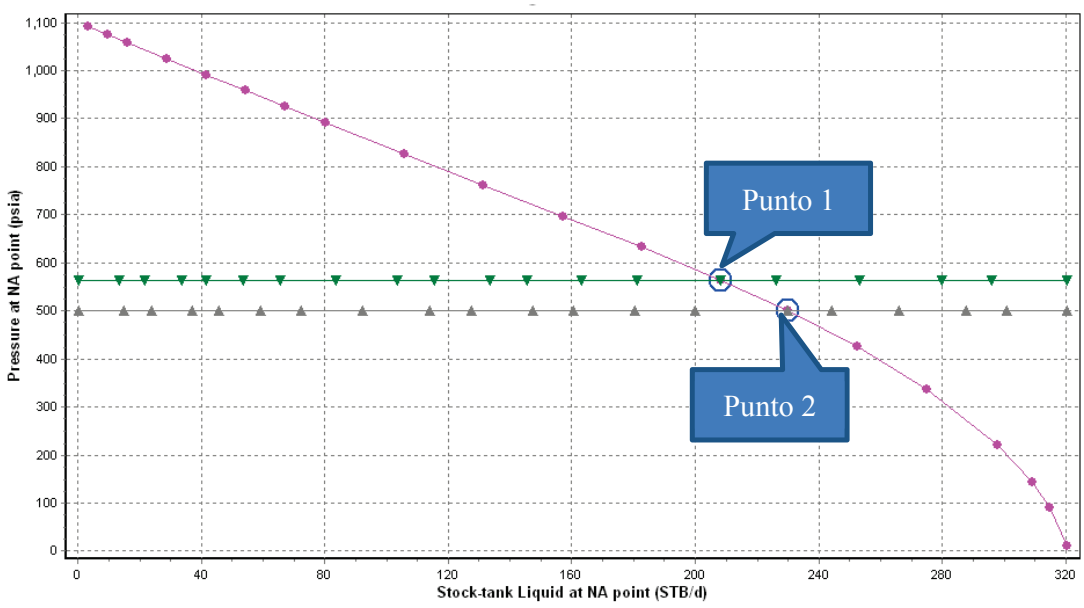
IPR 1: Condición Actual BFPD= 415
Daño= 0,5
Pwf= 330 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 438
Daño= 0
Pwf= 330 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-36



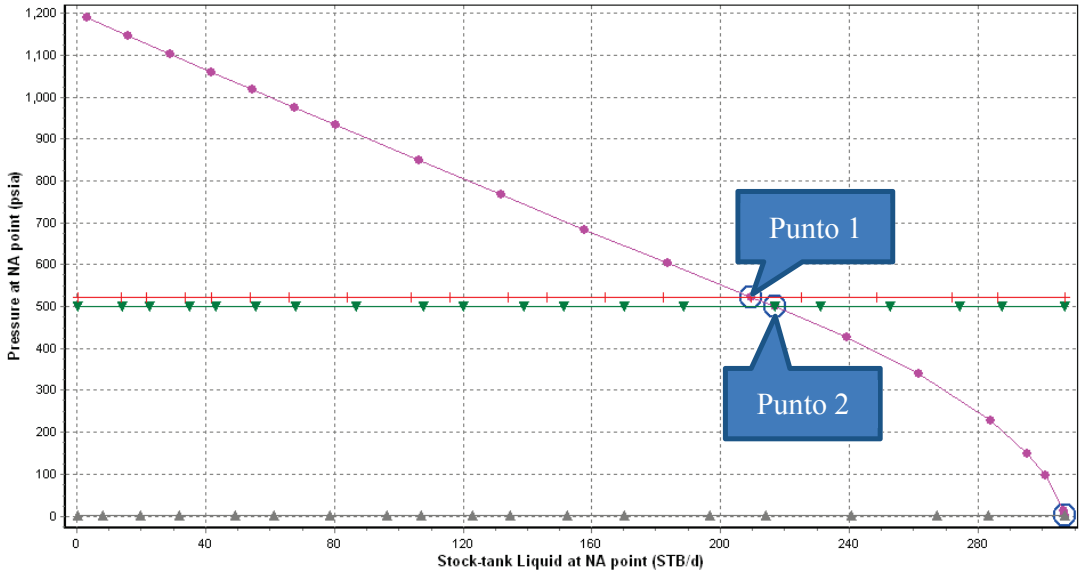
Punto 1: Condición Actual BFPD= 206
Daño= 0
Pwf= 564 PSI

Punto 2: Condición Propuesta BFPD= 230
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-37



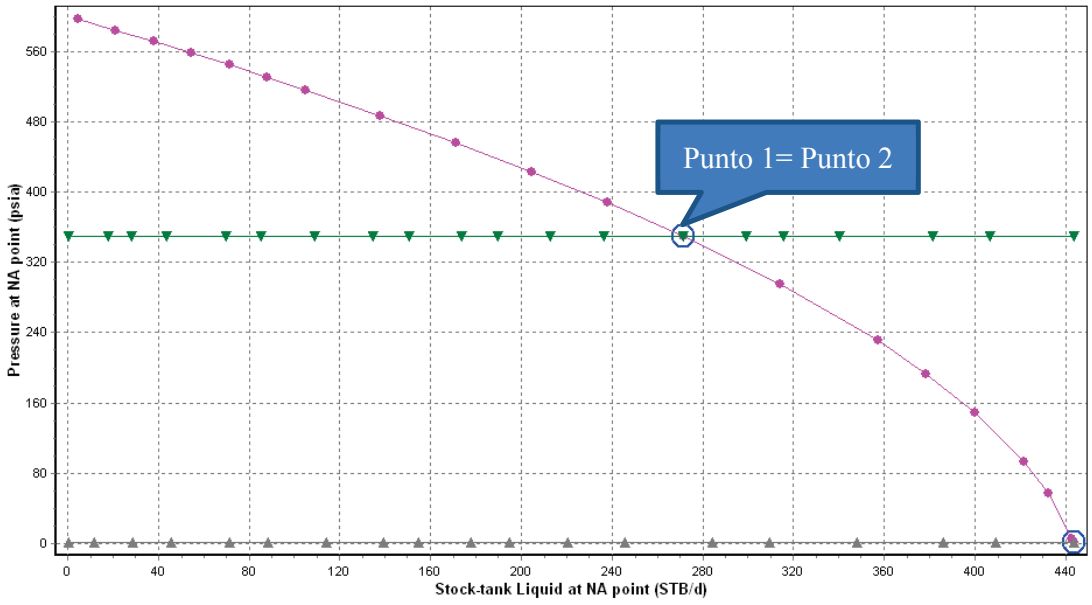
Punto 1: Condición Actual BFPD= 209
Daño= 0
Pwf= 523 PSI

Punto 2: Condición Propuesta BFPD= 217
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-38



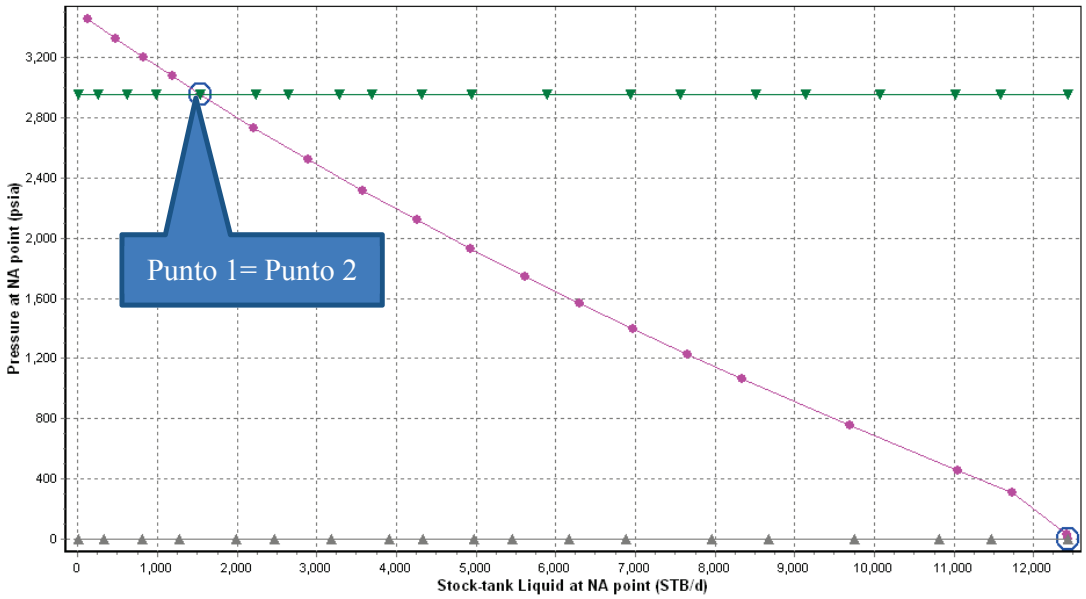
Punto 1: Condición Actual BFPD= 271
Daño= 0
Pwf= 350 PSI

Punto 2: Condición Propuesta BFPD= 272
Daño= 0
Pwf= 350 PSI

Presión Burbuja: 535 PSI

Arena Productora: Basal Tena

FRAGA-39



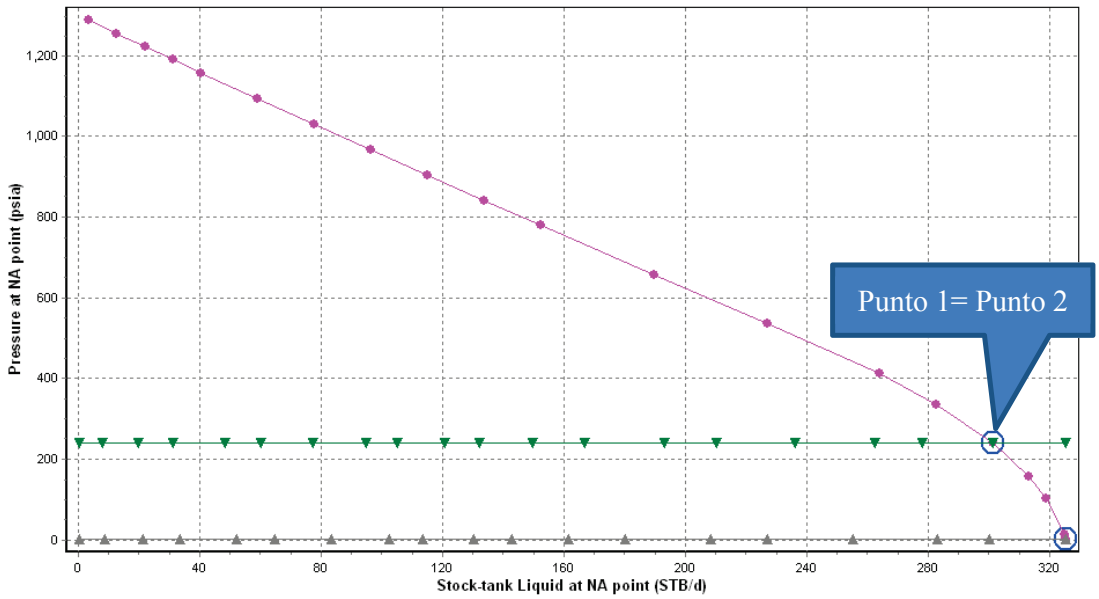
Punto 1: Condición Actual BFPD= 1538
Daño= 0
Pwf= 2955 PSI

Punto 2: Condición Propuesta BFPD= 1538
Daño= 0
Pwf= 2955 PSI

Presión Burbuja: 195 PSI

Arena Productora: Hollín Inferior

FRAGA-40



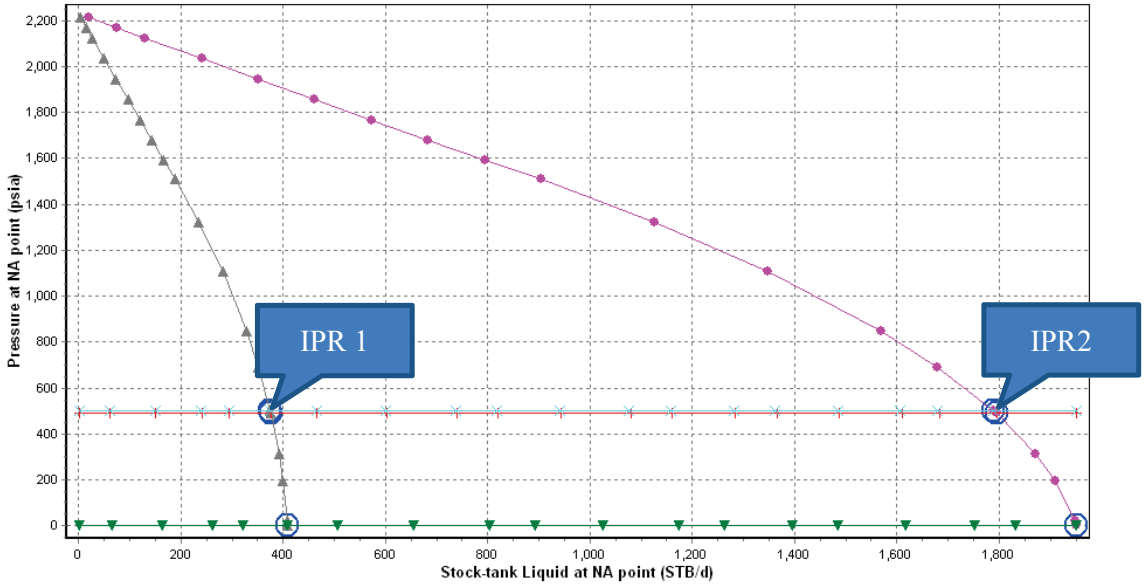
Punto 1: Condición Actual BFPD= 301
Daño= 0
Pwf= 246 PSI

Punto 2: Condición Propuesta BFPD= 301
Daño= 0
Pwf= 246 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

Arena Productora: U Inferior

FRAGA-41



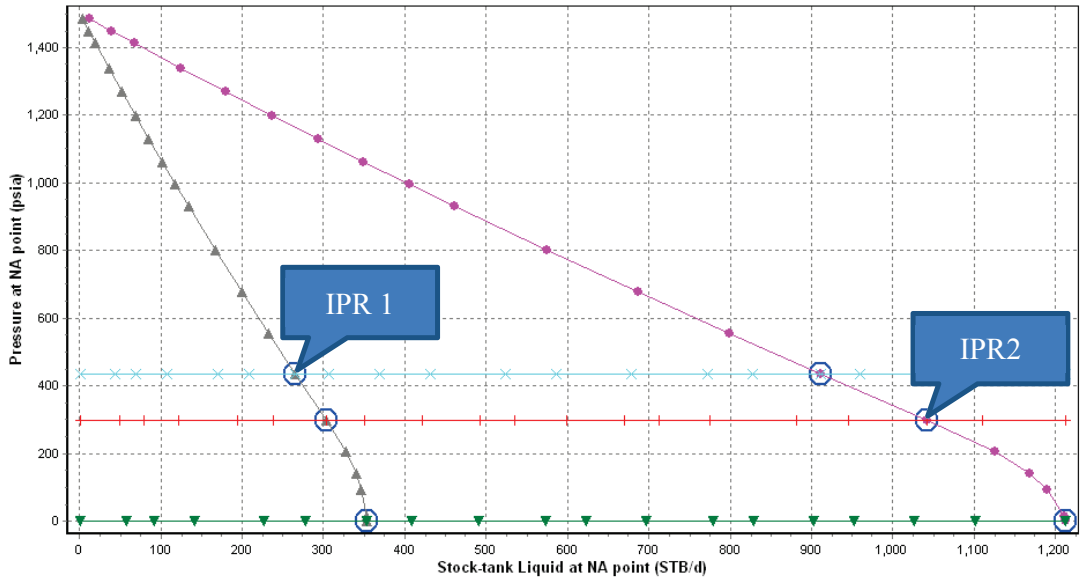
IPR 1: Condición Actual BFPD= 376
Daño= 26,4
Pwf= 491 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1790
Daño= 0
Pwf= 491 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-42



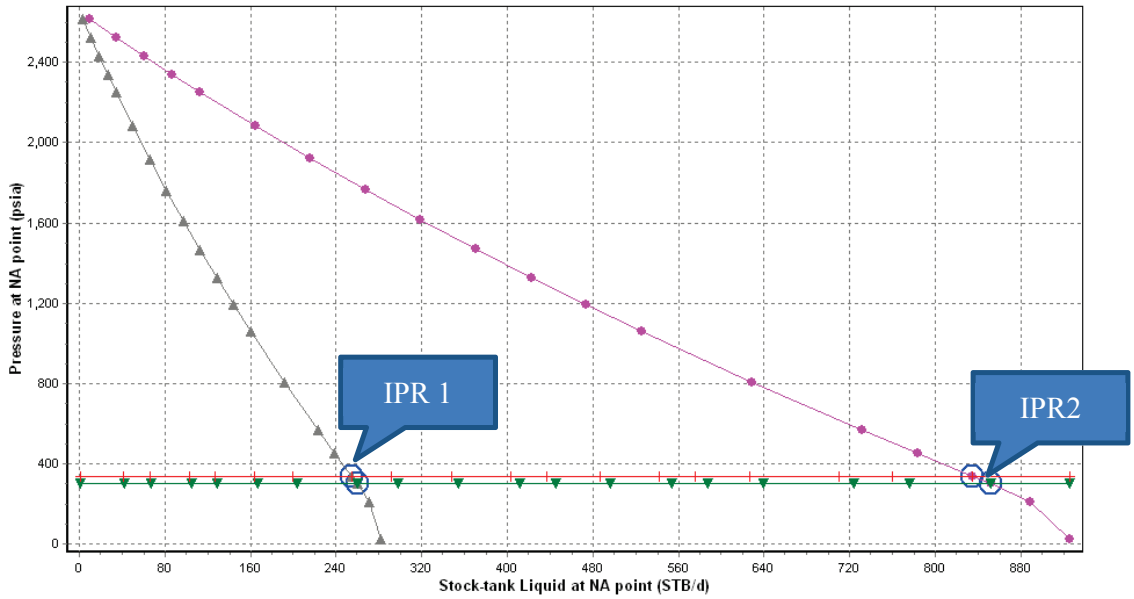
IPR 1: Condición Actual BFPD= 266
Daño= 17
Pwf= 435 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 1041
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-43



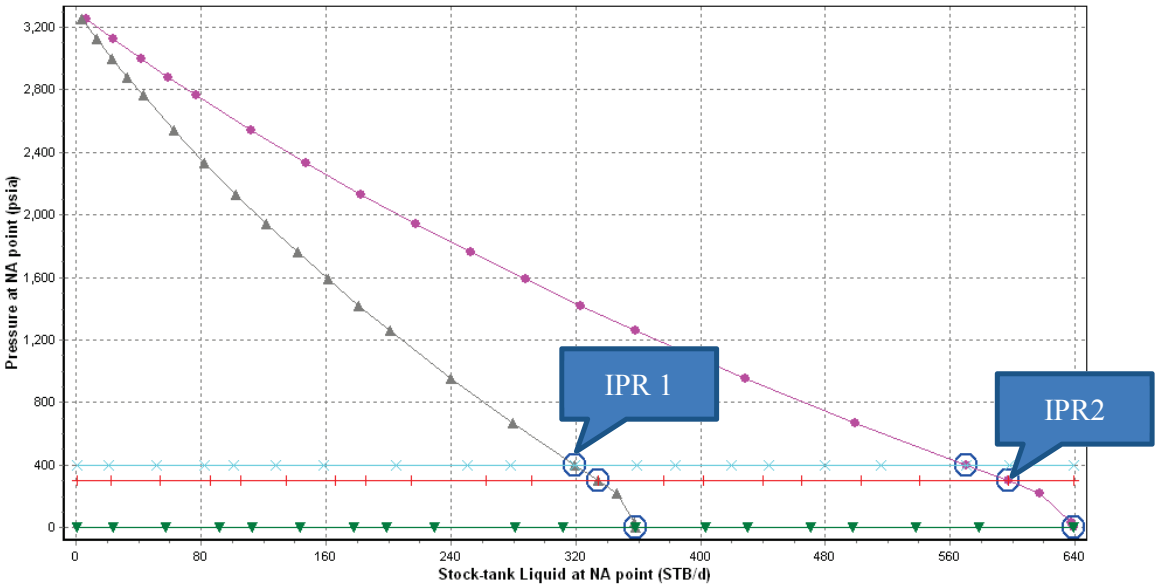
IPR 1: Condición Actual BFPD= 243
Daño= 16
Pwf= 338 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 851
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-44



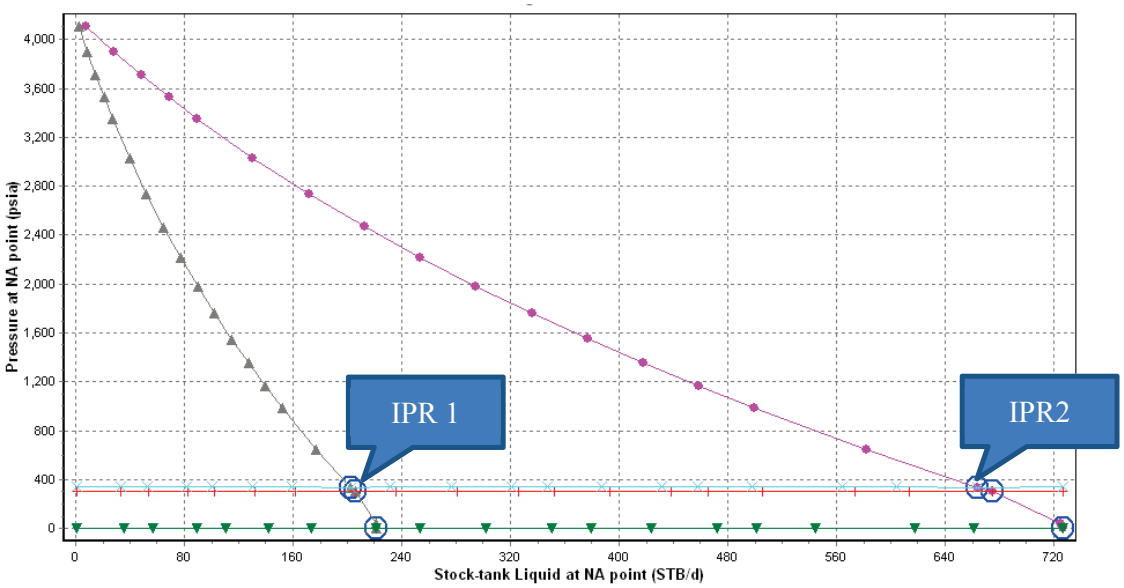
IPR 1: Condición Actual BFPD= 324
Daño= 5.5
Pwf= 400 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 597
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-45



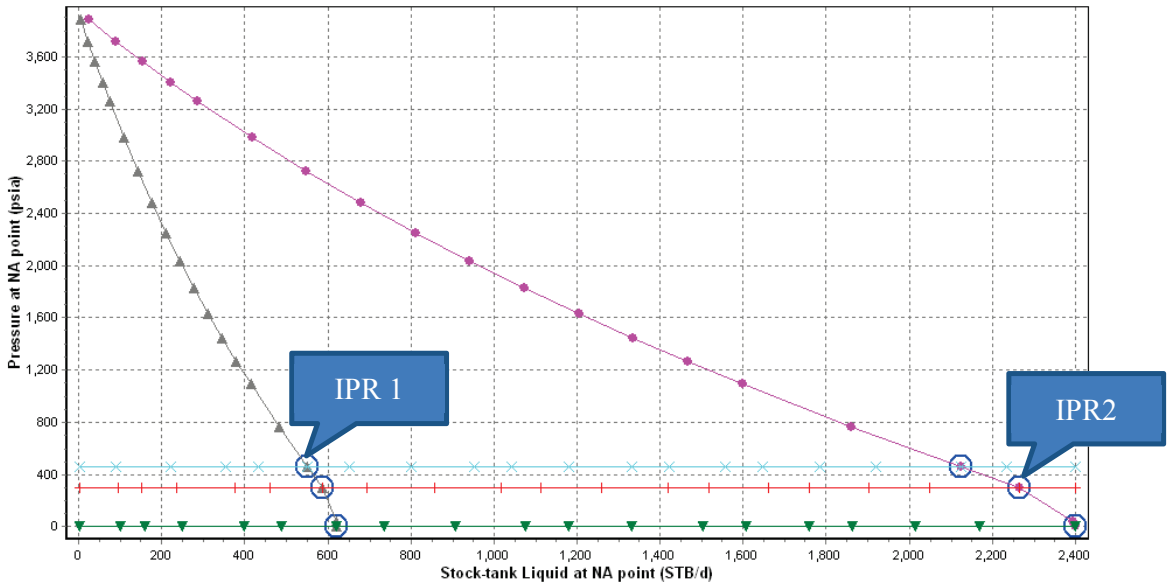
IPR 1: Condición Actual BFPD= 200
Daño= 1
Pwf= 338 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 239
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-46



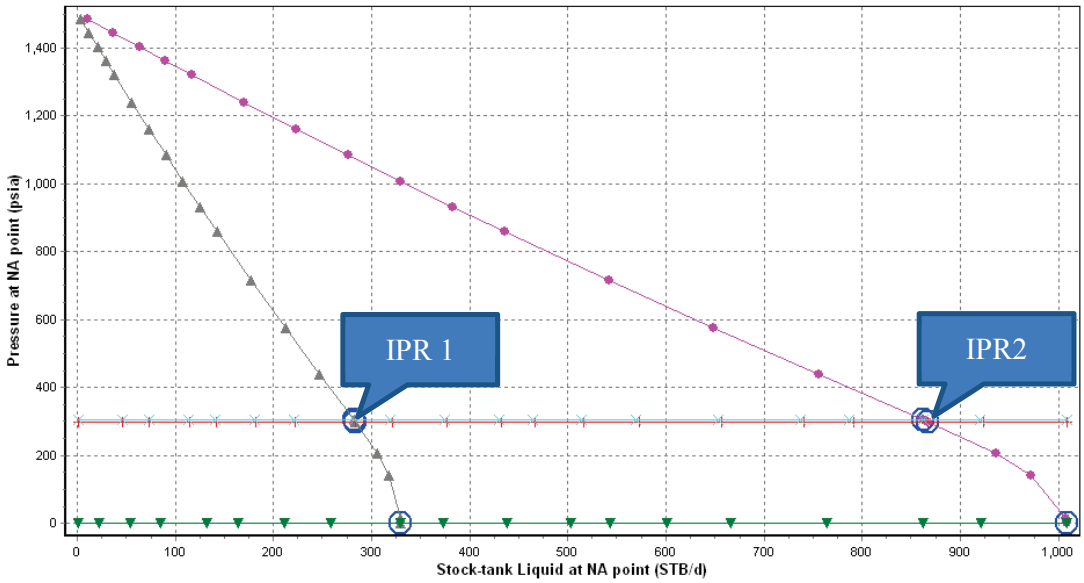
IPR 1: Condición Actual BFPD= 550
Daño= 20
Pwf= 458 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 2266
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-47



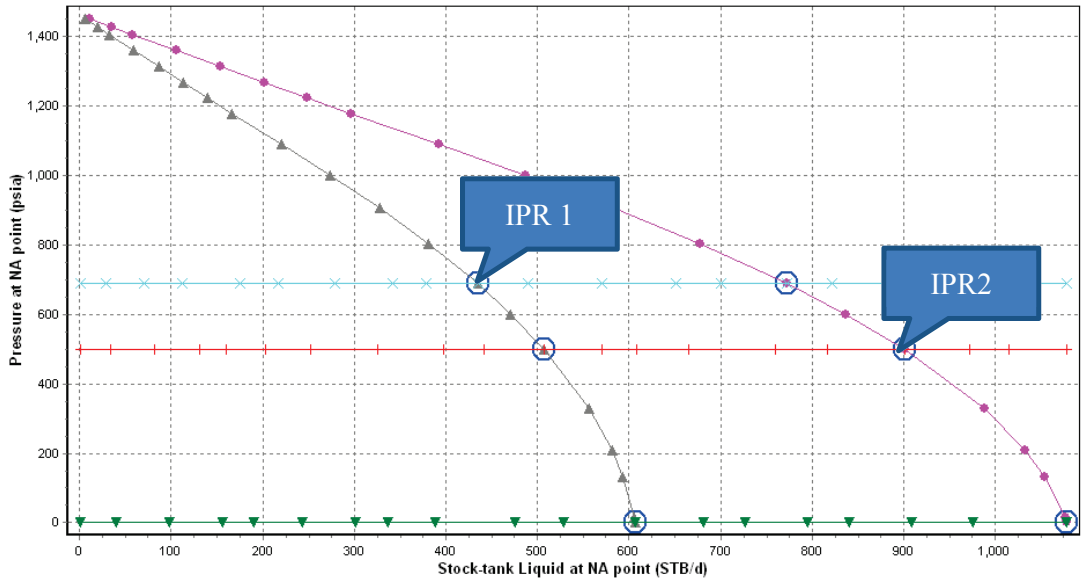
IPR 1: Condición Actual BFPD= 281
Daño= 14,4
Pwf= 306 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 866
Daño= 0
Pwf= 300 PSI

Presión Burbuja: 190 PSI

Arena Productora: Hollín Superior

FRAGA-48



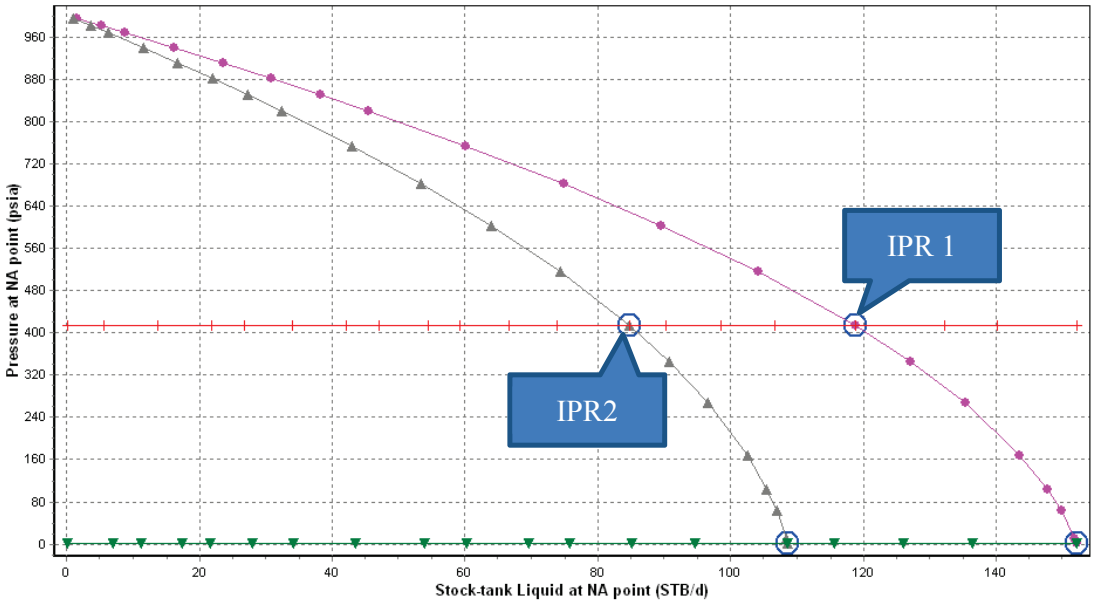
IPR 1: Condición Actual BFPD= 435
Daño= 5,4
Pwf= 688 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 901
Daño= 0
Pwf= 500 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-49



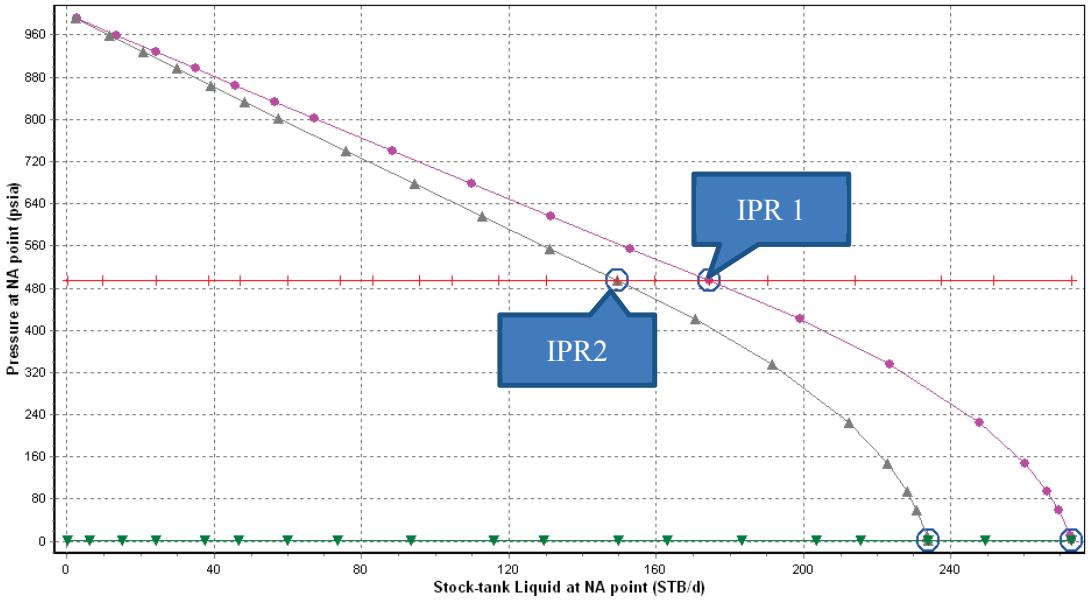
IPR 1: Condición Actual BFPD= 120
Daño= -1
Pwf= 1243 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 85
Daño= 0
Pwf= 413 PSI

Presión Burbuja: 905 PSI

Arena Productora: T Inferior

FRAGA-50



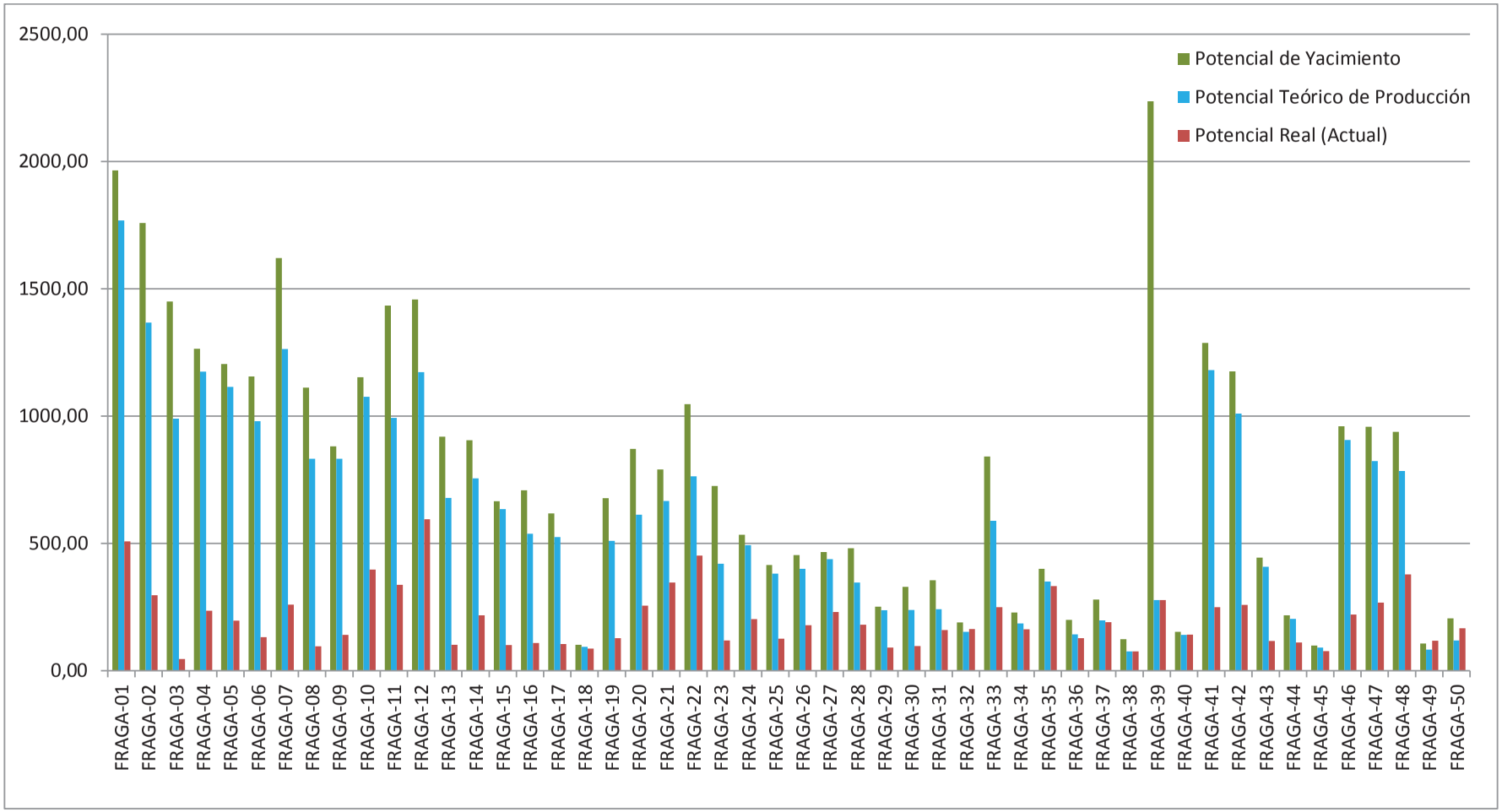
IPR 1: Condición Actual BFPD= 170
Daño= -2
Pwf= 494 PSI

IPR 2: Condición Propuesta BFPD= 121
Daño= 0
Pwf= 494 PSI

Presión Burbuja: 445 PSI

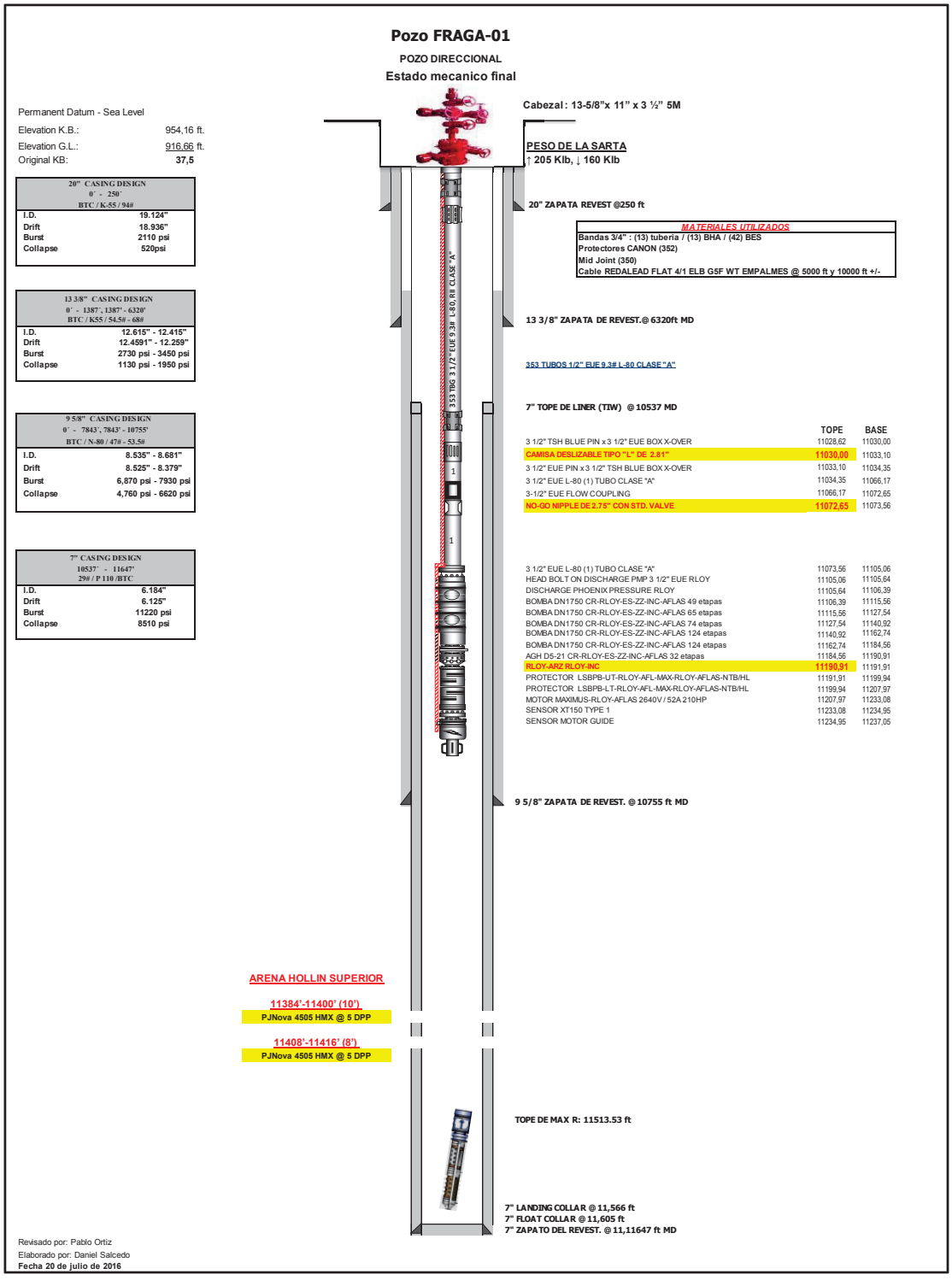
Arena Productora: U Inferior

Anexo 5. Potenciales calculados vs producción actual de cada pozo.

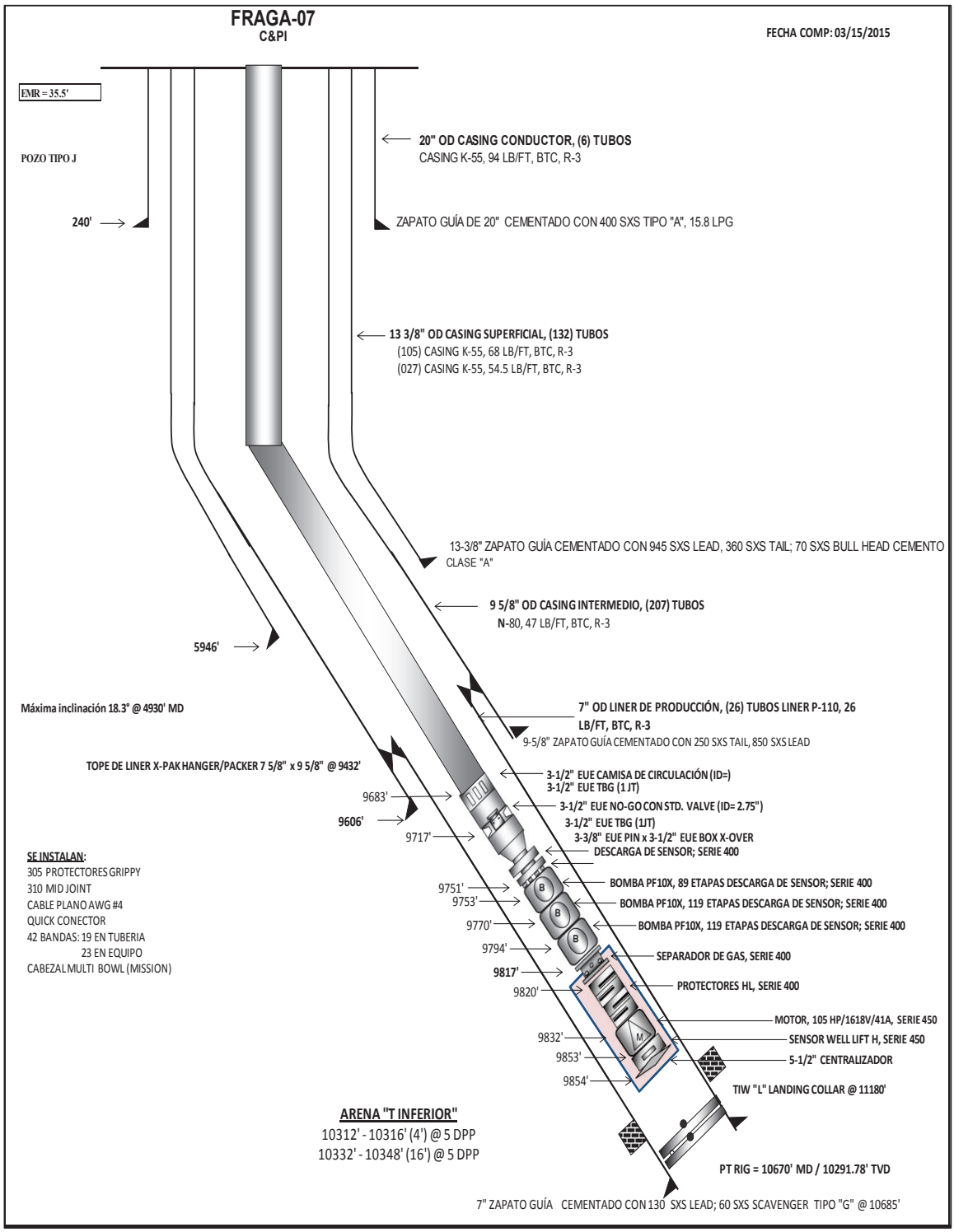


Anexo 6. Diagrama Mecánico Actual de los pozos del portafolio de oportunidades

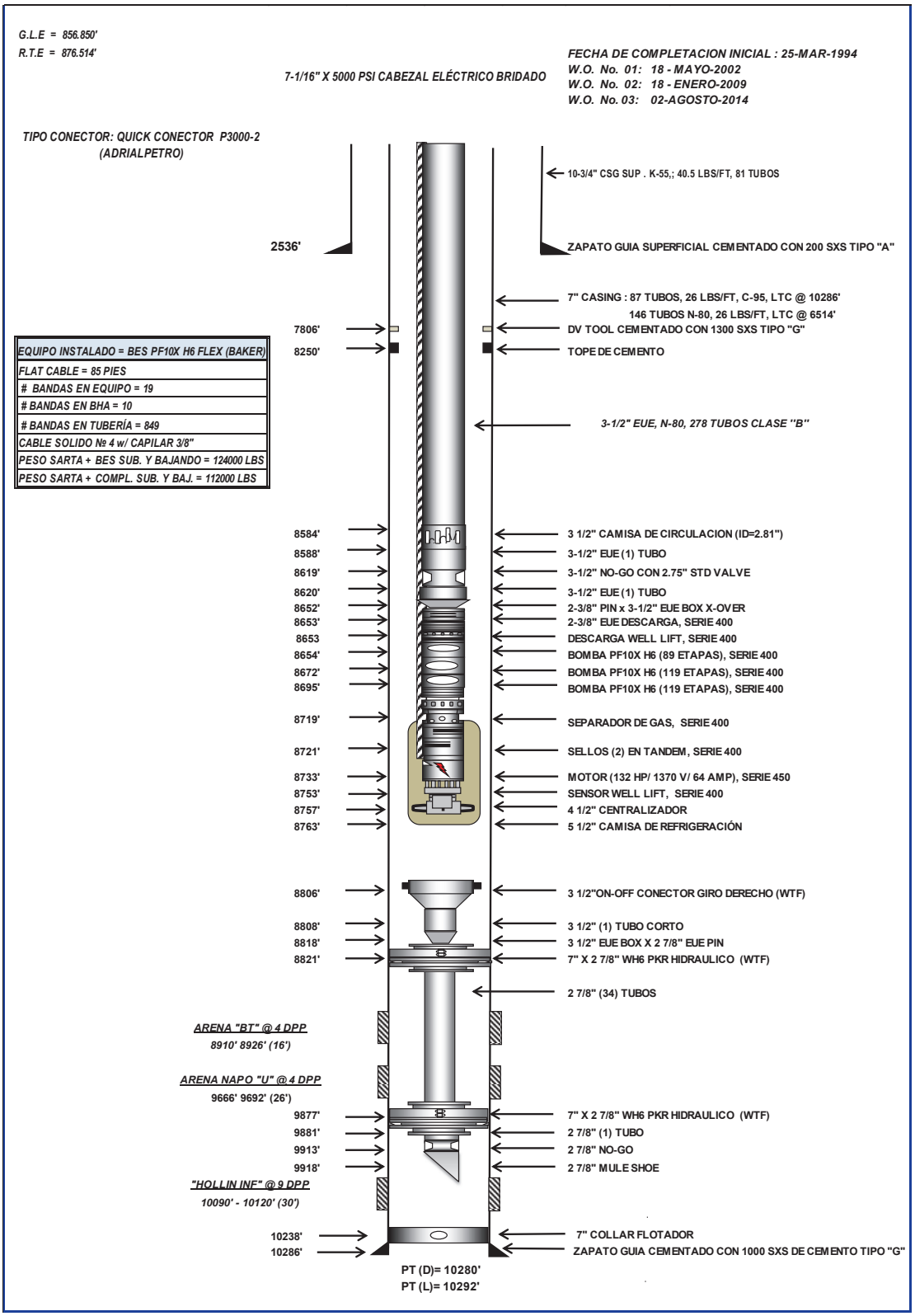
FRAGA-01



FRAGA-07


FRAGA-07
C&PI
FECHA COMP: 03/15/2015
EMR = 35.5'
POZO TIPO J
20" OD CASING CONDUCTOR, (6) TUBOS
CASING K-55, 94 LB/FT, BTC, R-3
240'
ZAPATO GUÍA DE 20" CEMENTADO CON 400 SXS TIPO "A", 15.8 LPG
13 3/8" OD CASING SUPERFICIAL, (132) TUBOS
(105) CASING K-55, 68 LB/FT, BTC, R-3
(027) CASING K-55, 54.5 LB/FT, BTC, R-3
13-3/8" ZAPATO GUÍA CEMENTADO CON 945 SXS LEAD, 360 SXS TAIL; 70 SXS BULL HEAD CEMENTO CLASE "A"
9 5/8" OD CASING INTERMEDIO, (207) TUBOS
N-80, 47 LB/FT, BTC, R-3
5946'
Máxima inclinación 18.3° @ 4930' MD
7" OD LINER DE PRODUCCIÓN, (26) TUBOS LINER P-110, 26 LB/FT, BTC, R-3
9-5/8" ZAPATO GUÍA CEMENTADO CON 250 SXS TAIL, 850 SXS LEAD
TOPE DE LINER X-PAK HANGER/PACKER 7 5/8" x 9 5/8" @ 9432'
9683'
9606'
9717'
3-1/2" EUE CAMISA DE CIRCULACIÓN (ID=)
3-1/2" EUE TBG (1 JT)
3-1/2" EUE NO-GO CON STD. VALVE (ID= 2.75")
3-1/2" EUE TBG (1JT)
3-3/8" EUE PIN x 3-1/2" EUE BOX X-OVER
DESCARGA DE SENSOR; SERIE 400
SE INSTALAN:
305 PROTECTORES GRIPPY
310 MID JOINT
CABLE PLANO AWG #4
QUICK CONECTOR
42 BANDAS: 19 EN TUBERIA
23 EN EQUIPO
CABEZAL MULTI BOWL (MISSION)
9751'
9753'
9770'
9794'
9817'
9820'
BOMBA PF10X, 89 ETAPAS DESCARGA DE SENSOR; SERIE 400
BOMBA PF10X, 119 ETAPAS DESCARGA DE SENSOR; SERIE 400
BOMBA PF10X, 119 ETAPAS DESCARGA DE SENSOR; SERIE 400
SEPARADOR DE GAS, SERIE 400
PROTECTORES HL, SERIE 400
MOTOR, 105 HP/1618V/41A, SERIE 450
SENSOR WELL LIFT H, SERIE 450
5-1/2" CENTRALIZADOR
9832'
9853'
9854'
TIW "L" LANDING COLLAR @ 11180'
ARENA "T INFERIOR"
10312' - 10316' (4') @ 5 DPP
10332' - 10348' (16') @ 5 DPP
PT RIG = 10670' MD / 10291.78' TVD
7" ZAPATO GUÍA CEMENTADO CON 130 SXS LEAD; 60 SXS SCAVENGER TIPO "G" @ 10685'

FRAGA-08


G.L.E = 856.850'
R.T.E = 876.514'
7-1/16" X 5000 PSI CABEZAL ELÉCTRICO BRIDADO
FECHA DE COMPLETACION INICIAL : 25-MAR-1994
W.O. No. 01: 18 - MAYO-2002
W.O. No. 02: 18 - ENERO-2009
W.O. No. 03: 02-AGOSTO-2014
TIPO CONECTOR: QUICK CONECTOR P3000-2 (ADRIALPETRO)
10-3/4" CSG SUP . K-55,; 40.5 LBS/FT, 81 TUBOS
2536'
ZAPATO GUIA SUPERFICIAL CEMENTADO CON 200 SXS TIPO "A"
7" CASING : 87 TUBOS, 26 LBS/FT, C-95, LTC @ 10286'
146 TUBOS N-80, 26 LBS/FT, LTC @ 6514'
7806'
DV TOOL CEMENTADO CON 1300 SXS TIPO "G"
8250'
TOPE DE CEMENTO
EQUIPO INSTALADO = BES PF10X H6 FLEX (BAKER)
FLAT CABLE = 85 PIES
BANDAS EN EQUIPO = 19
BANDAS EN BHA = 10
BANDAS EN TUBERÍA = 849
CABLE SOLIDO № 4 w/ CAPILAR 3/8"
PESO SARTA + BES SUB. Y BAJANDO = 124000 LBS
PESO SARTA + COMPL. SUB. Y BAJ. = 112000 LBS
3-1/2" EUE, N-80, 278 TUBOS CLASE "B"
8584'
3 1/2" CAMISA DE CIRCULACION (ID=2.81")
8588'
3-1/2" EUE (1) TUBO
8619'
3-1/2" NO-GO CON 2.75" STD VALVE
8620'
3-1/2" EUE (1) TUBO
8652'
2-3/8" PIN x 3-1/2" EUE BOX X-OVER
8653'
2-3/8" EUE DESCARGA, SERIE 400
8653
DESCARGA WELL LIFT, SERIE 400
8654'
BOMBA PF10X H6 (89 ETAPAS), SERIE 400
8672'
BOMBA PF10X H6 (119 ETAPAS), SERIE 400
8695'
BOMBA PF10X H6 (119 ETAPAS), SERIE 400
8719'
SEPARADOR DE GAS, SERIE 400
8721'
SELLOS (2) EN TANDEM, SERIE 400
8733'
MOTOR (132 HP/ 1370 V/ 64 AMP), SERIE 450
8753'
SENSOR WELL LIFT, SERIE 400
8757'
4 1/2" CENTRALIZADOR
8763'
5 1/2" CAMISA DE REFRIGERACIÓN
8806'
3 1/2"ON-OFF CONECTOR GIRO DERECHO (WTF)
8808'
3 1/2" (1) TUBO CORTO
8818'
3 1/2" EUE BOX X 2 7/8" EUE PIN
8821'
7" X 2 7/8" WH6 PKR HIDRAULICO (WTF)
2 7/8" (34) TUBOS
ARENA "BT" @ 4 DPP
8910' 8926' (16')
ARENA NAPO "U" @ 4 DPP
9666' 9692' (26')
9877'
7" X 2 7/8" WH6 PKR HIDRAULICO (WTF)
9881'
2 7/8" (1) TUBO
9913'
2 7/8" NO-GO
9918'
2 7/8" MULE SHOE
"HOLLIN INF" @ 9 DPP
10090' - 10120' (30')
10238'
7" COLLAR FLOTADOR
10286'
ZAPATO GUIA CEMENTADO CON 1000 SXS DE CEMENTO TIPO "G"
PT (D)= 10280'
PT (L)= 10292'

FRAGA-20

GL(ft)	958,0
KB(ft)	995,0
KB - GL(ft)	37,00

C&P.I.	13-sep-2019
WO#01	22-feb-2015
WO#02	08-oct-2016

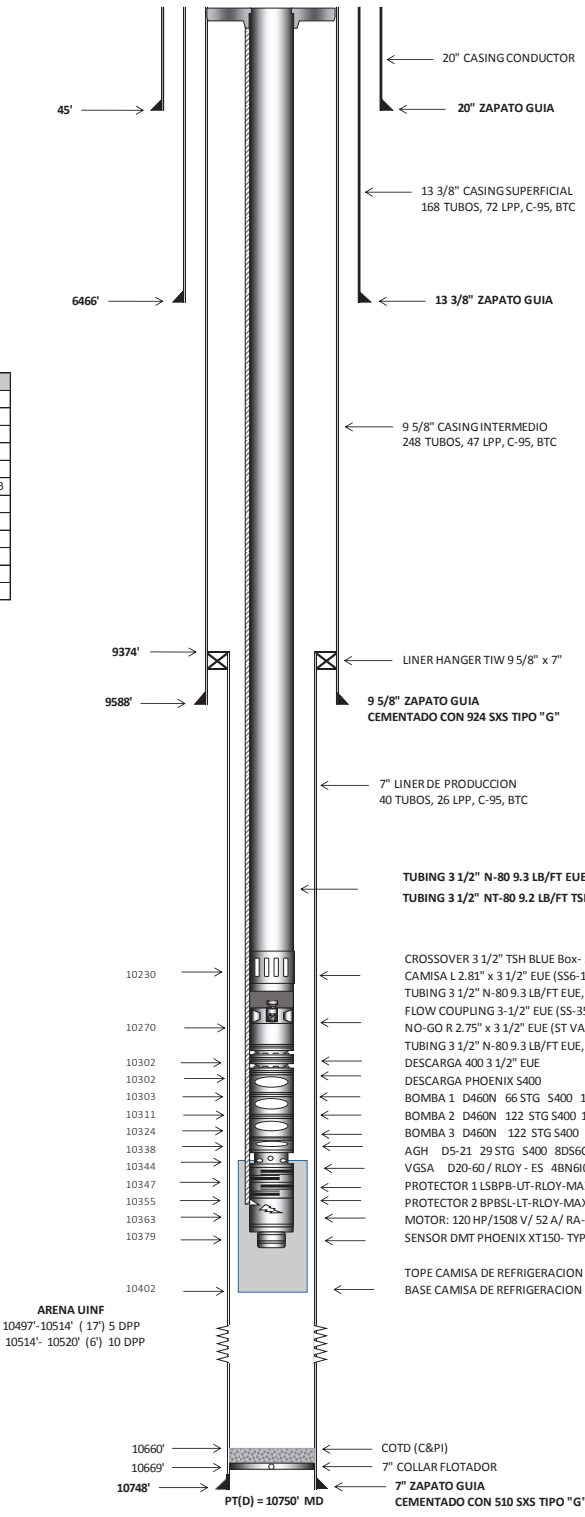
Cabezal BES Seccion "C" 11" x 5000 Brida

INFORMACIÓN DEL CABEZAL	
SECCION "C"	11" X 5000 PSI BRIDA
SECCION "B"	11" X 5000 PSI
TBG HANGER	11" x 3 1/2" EUE X 3 BPV

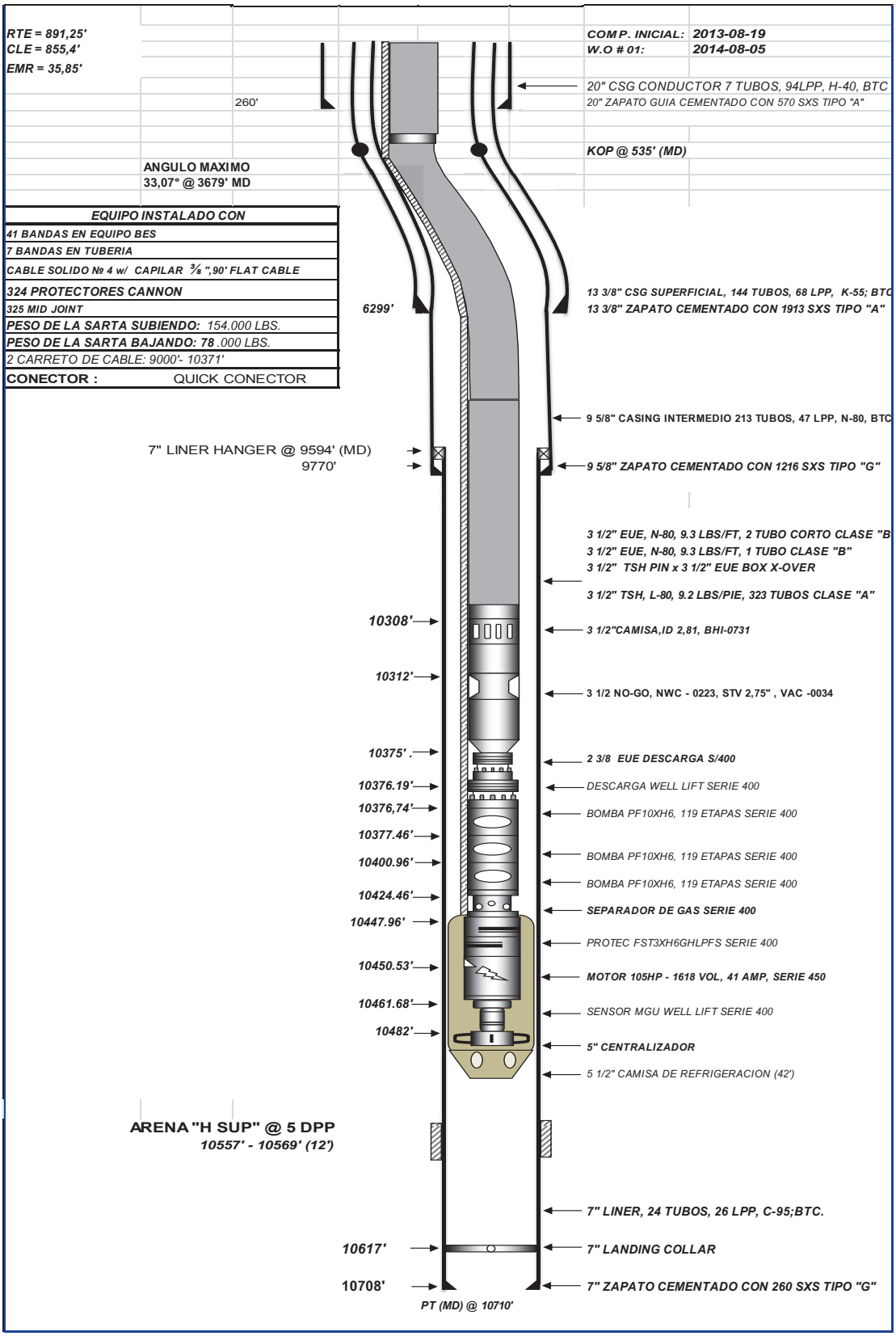
9 5/8" CASING	
248 JTS, 47 LPP, C-95, BTC	
Profundidad	0' - 9588'
ID	8.681"
Drift	8.525"
Colapso	5080 psi
Volumen	0.0732 bls/ft

7" CASING	
47 JTS, 26 LPP, C-95, BTC	
Profundidad	9374' - 11174'
ID	6.276"
Drift	6.151"
Colapso	5870 psi
Volumen	0.0383 bls/ft

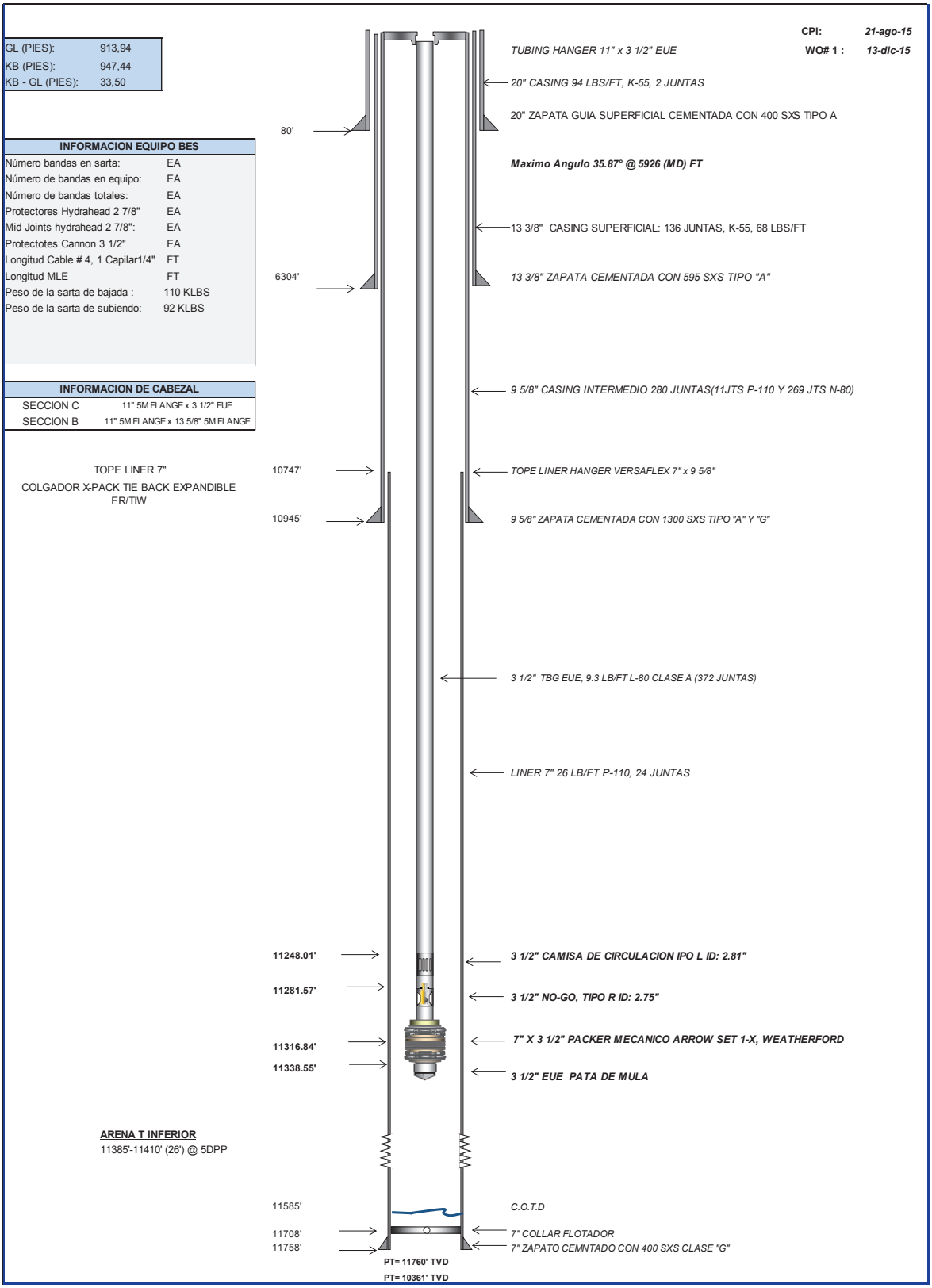
INFORMACIÓN DEL EQUIPO BES	
Número bandas en sarta	21
Número de bandas en equipo	24
Número de bandas totales:	45
Protectores Cannon 3-1/2"	321
Mid Joints Cannon 3 1/2"	325
Longitud Cable # 4, 1 Capilar 3/8"	10263
Longitud MLE	100
Peso Sarta Bajando (Klbs)	140
Peso Sarta Subiendo (Klbs)	140
TBG 3 1/2" TN-80 9.3 LB/FT TSH BLUE CLASE "B"	299
TBG 3 1/2" N-80 9.3 LB/FT EUE CLASE "B"	27
CONECTOR ELECTRICO: QUICKCONNECTOR	



FRAGA-29


RTE = 891,25'
CLE = 855,4'
EMR = 35,85'
COMP. INICIAL: 2013-08-19
W.O # 01: 2014-08-05
20" CSG CONDUCTOR 7 TUBOS, 94LPP, H-40, BTC
20" ZAPATO GUIA CEMENTADO CON 570 SXS TIPO "A"
260'
KOP @ 535' (MD)
ANGULO MAXIMO
33,07° @ 3679' MD
EQUIPO INSTALADO CON
41 BANDAS EN EQUIPO BES
7 BANDAS EN TUBERIA
CABLE SOLIDO № 4 w/ CAPILAR ⅜ ",90' FLAT CABLE
324 PROTECTORES CANNON
325 MID JOINT
PESO DE LA SARTA SUBIENDO: 154.000 LBS.
PESO DE LA SARTA BAJANDO: 78 .000 LBS.
2 CARRETO DE CABLE: 9000'- 10371'
CONECTOR : QUICK CONECTOR
6299'
13 3/8" CSG SUPERFICIAL, 144 TUBOS, 68 LPP, K-55; BTC
13 3/8" ZAPATO CEMENTADO CON 1913 SXS TIPO "A"
9 5/8" CASING INTERMEDIO 213 TUBOS, 47 LPP, N-80, BTC
7" LINER HANGER @ 9594' (MD)
9770'
9 5/8" ZAPATO CEMENTADO CON 1216 SXS TIPO "G"
3 1/2" EUE, N-80, 9.3 LBS/FT, 2 TUBO CORTO CLASE "B
3 1/2" EUE, N-80, 9.3 LBS/FT, 1 TUBO CLASE "B"
3 1/2" TSH PIN x 3 1/2" EUE BOX X-OVER
3 1/2" TSH, L-80, 9.2 LBS/PIE, 323 TUBOS CLASE "A"
10308'
3 1/2"CAMISA,ID 2,81, BHI-0731
10312'
3 1/2 NO-GO, NWC - 0223, STV 2,75" , VAC -0034
10375' .
2 3/8 EUE DESCARGA S/400
10376.19'
DESCARGA WELL LIFT SERIE 400
10376,74'
BOMBA PF10XH6, 119 ETAPAS SERIE 400
10377.46'
10400.96'
BOMBA PF10XH6, 119 ETAPAS SERIE 400
BOMBA PF10XH6, 119 ETAPAS SERIE 400
10424.46'
10447.96'
SEPARADOR DE GAS SERIE 400
PROTEC FST3XH6GHLPFS SERIE 400
10450.53'
MOTOR 105HP - 1618 VOL, 41 AMP, SERIE 450
10461.68'
SENSOR MGU WELL LIFT SERIE 400
10482'
5" CENTRALIZADOR
5 1/2" CAMISA DE REFRIGERACION (42')
ARENA "H SUP" @ 5 DPP
10557' - 10569' (12')
7" LINER, 24 TUBOS, 26 LPP, C-95;BTC.
10617'
7" LANDING COLLAR
10708'
7" ZAPATO CEMENTADO CON 260 SXS TIPO "G"
PT (MD) @ 10710'

FRAGA-41


CPI: 21-ago-15
WO# 1 : 13-dic-15
GL (PIES): 913,94
KB (PIES): 947,44
KB - GL (PIES): 33,50
INFORMACION EQUIPO BES
Número bandas en sarta: EA
Número de bandas en equipo: EA
Número de bandas totales: EA
Protectores Hydrahead 2 7/8" EA
Mid Joints hydrahead 2 7/8": EA
Protectotes Cannon 3 1/2" EA
Longitud Cable # 4, 1 Capilar1/4" FT
Longitud MLE FT
Peso de la sarta de bajada : 110 KLBS
Peso de la sarta de subiendo: 92 KLBS
INFORMACION DE CABEZAL
SECCION C 11" 5M FLANGE x 3 1/2" EUE
SECCION B 11" 5M FLANGE x 13 5/8" 5M FLANGE
TOPE LINER 7"
COLGADOR X-PACK TIE BACK EXPANDIBLE ER/TIW
ARENA T INFERIOR
11385'-11410' (26') @ 5DPP
TUBING HANGER 11" x 3 1/2" EUE
20" CASING 94 LBS/FT, K-55, 2 JUNTAS
20" ZAPATA GUIA SUPERFICIAL CEMENTADA CON 400 SXS TIPO A
80'
Maximo Angulo 35.87° @ 5926 (MD) FT
13 3/8" CASING SUPERFICIAL: 136 JUNTAS, K-55, 68 LBS/FT
6304'
13 3/8" ZAPATA CEMENTADA CON 595 SXS TIPO "A"
9 5/8" CASING INTERMEDIO 280 JUNTAS(11JTS P-110 Y 269 JTS N-80)
10747'
TOPE LINER HANGER VERSAFLEX 7" x 9 5/8"
10945'
9 5/8" ZAPATA CEMENTADA CON 1300 SXS TIPO "A" Y "G"
3 1/2" TBG EUE, 9.3 LB/FT L-80 CLASE A (372 JUNTAS)
LINER 7" 26 LB/FT P-110, 24 JUNTAS
11248.01'
3 1/2" CAMISA DE CIRCULACION IPO L ID: 2.81"
11281.57'
3 1/2" NO-GO, TIPO R ID: 2.75"
11316.84'
7" X 3 1/2" PACKER MECANICO ARROW SET 1-X, WEATHERFORD
11338.55'
3 1/2" EUE PATA DE MULA
11585'
C.O.T.D
11708'
7" COLLAR FLOTADOR
11758'
7" ZAPATO CEMNTADO CON 400 SXS CLASE "G"
PT= 11760' TVD
PT= 10361' TVD

FRAGA-42

CO&PI
JUNIO 25, 2016

Permanent Datum - Sea Level

Elevation K.B.: 953,51 ft.
Elevation G.L.: 916,01 ft.
Original KB: 37,5

20" CASING DESIGN 0´ - 256 BTC / K-55 / 94#	
I.D.	19.124"
Drift	18.936"
Burst	2110 psi
Collapse	520psi
Volume	0.35527 bbls/ft

13 3/8" CASING DESIGN 0' - 3304' BTC/ K-55 / 68 #	
I.D.	12.415"
Drift	12.259"
Burst	3450 psi
Collapse	1950 psi
Volume	0.1497 bbls/ft

13 3/8" CASING DESIGN 3304' - 6240' BTC/ N-80/ 68 #	
I.D.	12.415"
Drift	12.259"
Burst	5020psi
Collapse	2260 psi
Volume	0.1497bbls/ft

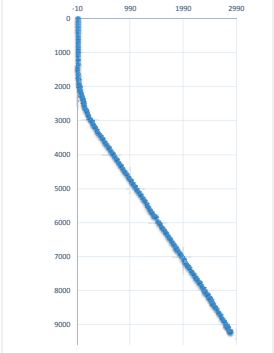
9 5/8" CASING DESIGN 0' - 7690' BTC/ N-80/ 47#	
I.D.	8.681"
Drift	8.525"
Burst	6870 psi
Collapse	4750 psi
Volume	0.0732 bbls/ft

9 5/8" CASING DESIGN 7690' - 10432' BTC/ L-80/ 53.5#	
I.D.	8.535"
Drift	8.5"
Burst	7930 psi
Collapse	6620 psi
Volume	0.07076 bbls/ft

7" CASING DESIGN 10240' - 10585' BTC/ P-110 / 26 #	
I.D.	6.276"
Drift	6.151"
Burst	9960 psi
Collapse	6230 psi
Volume	0.03826 bbls/ft

7" CASING DESIGN 10585' - 11287' BTC/ P-110/ 29#	
I.D.	6.184"
Drift	6.059"
Burst	11220 psi
Collapse	8530 psi
Volume	0.03714 bbls/ft

AUCA -147 Well trajectory



CO&PI 25-jun-16

Cabezal Seccion "C": 11" x 3 1/8" 5M
TUBING HANGER 11"X 3-1/2" EUE T&B

20" ZAPATA DE REVEST. @ 245 ft MD

13 3/8" ZAPATA DE REVEST. @ 6147 ft MD

3 1/2" EUE 9.3 LB / FT N-80, 320 TUBOS

7" TOPE DE LINER @ 10051 ft MD

			LONGITUD
9945'	(1) X-OVER 3.5" EUE BOX x 3.5" TSH BLUE PIN		1,20
9946'	3.5" EUE SLIDING SLEEVE 2.81" L OPEN UP (CERRADA)		3,06
9949'	(1) X-OVER 3.5" EUE PIN x 3.5" TSH BLUE BOX		1,30
9950'	(1) 3.5" EUE TUBING 9.3 LB/FT		30,62
9981'	3.5" EUE FLOW COUPLING		6,41
9987'	3.5" EUE NO-GO 2.75" R con STANDING VALVE 2.75" R SN: CEC103271Z-005		1,06
9988'	(1) 3.5" EUE TUBING 9.3 LB/FT		30,91
10019'	HEAD BOLT ON DISCHARGE PMP 400, RLOY, 2 3/8 EUE		0,58
10020'	DESCARGA PHOENIX SUB		0,75
10020'	BOMBA 1 DN1800 58 STAGES,66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-RLOY	SN:2FN6F00309-SN2	10,80
10031'	BOMBA 2 DN1800 126 STAGES,66CRCT-AFL-INC-ES-ZZ-RLOY	SN:2FN6F00308-SN1	21,85
	7" TOPE DE LINER @ 10051 ft MD		
10053'	BOMBA 3 DN1800 97 STAGES,CRCT-FBH-ZZ- CON RECUBRIMIENTO	SN:2FP5L42719	21,83
10075'	BOMBA 4 D1050N 117 STAGES,CRCT-ARZ-CS CON RECUBRIMIENTO	SN:2FP6D43227	21,83
10097'	BOMBA 5 D1050N 117 STAGES,CRCT-ARZ-CS CON RECUBRIMIENTO	SN:2FP6D43234	21,83
10119'	SEPARADOR DE GAS / INTAKE DRS RLOY	SN:RBN6F00244-SN1	1,00
10120'	PROTECTOR 1 LSBPB-LT-RLOY-AFL-MAX	SN:TN6F00273-SN13	8,03
10128'	PROTECTOR 2 LSBPB-LT-RLOY-AFL-MAX	SN:3CN6F00274-SN12	8,03
10136'	MOTOR RA-S-RLOY-AS 2676V/58.A / 240 HP	SN: 1CN6F00307-SN1	28,35
10164'	SENSOR DMT PHOENIX XT-150-TYPE 1 SCHARGE SUB	SN: S113XA16N08147	1,87
10166'	GUIDE MOTOR 5.5		2,10
		BHA + BES	223,41

9 5/8" ZAPATA DE REVEST. @ 10260 ft M

ARENISCA " H SUPERIOR"
10815'-10820'(5')

10826'-10842'(16')

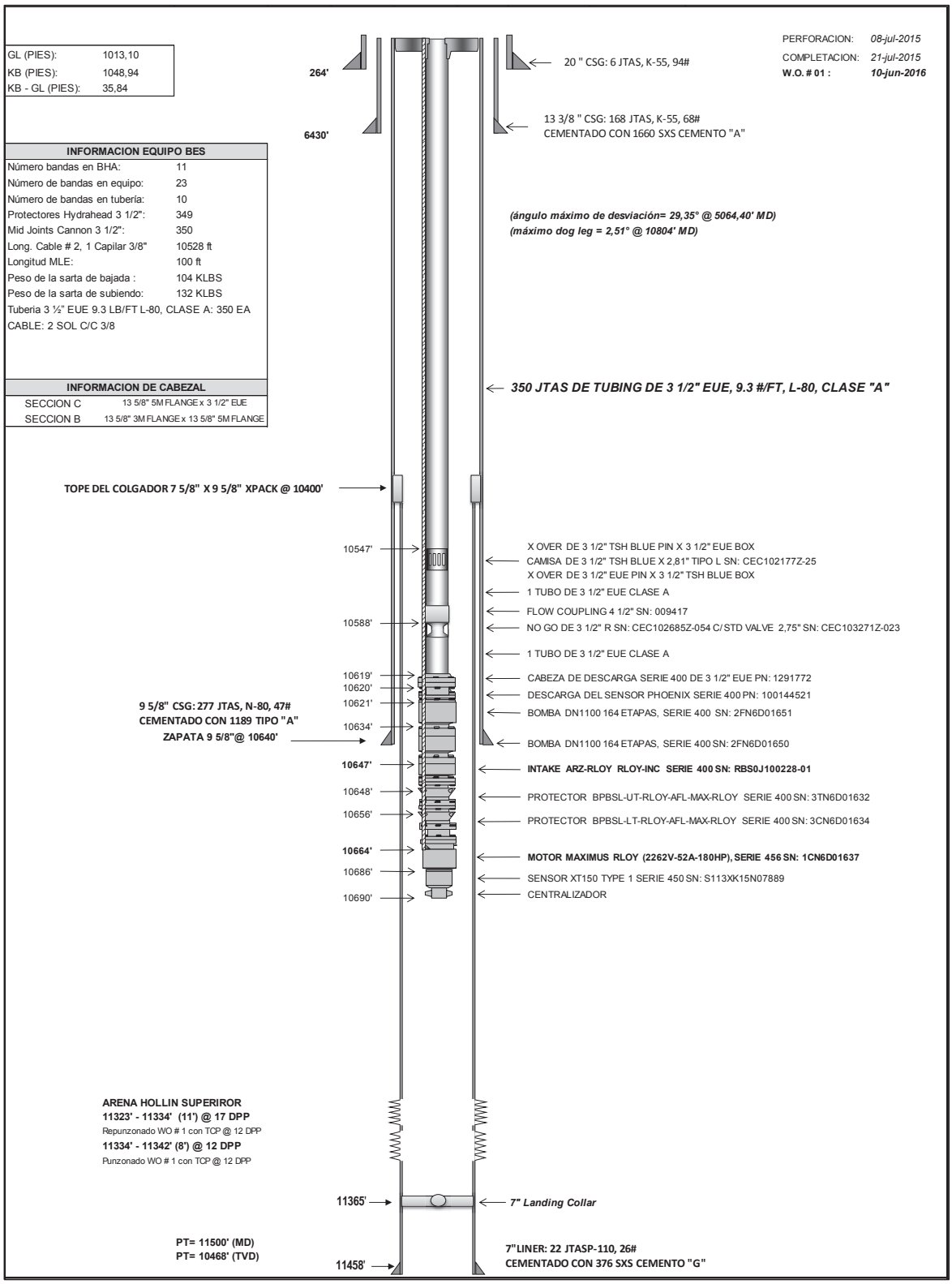
7" LANDING COLLAR @ 10995 ft MD

7" FLOAT COLLAR @ 11035 ft MD

7" ZAPATO DEL REVEST. @ 11076 ft MD

TD = 11080 ft MD / 10468 ft TVD

FRAGA-46


GL (PIES): 1013,10
KB (PIES): 1048,94
KB - GL (PIES): 35,84
INFORMACION EQUIPO BES
Número bandas en BHA: 11
Número de bandas en equipo: 23
Número de bandas en tubería: 10
Protectores Hydrahead 3 1/2": 349
Mid Joints Cannon 3 1/2": 350
Long. Cable # 2, 1 Capilar 3/8" 10528 ft
Longitud MLE: 100 ft
Peso de la sarta de bajada : 104 KLBS
Peso de la sarta de subiendo: 132 KLBS
Tuberia 3 ½" EUE 9.3 LB/FT L-80, CLASE A: 350 EA
CABLE: 2 SOL C/C 3/8
INFORMACION DE CABEZAL
SECCION C 13 5/8" 5M FLANGE x 3 1/2" EUE
SECCION B 13 5/8" 3M FLANGE x 13 5/8" 5M FLANGE
PERFORACION: 08-jul-2015
COMPLETACION: 21-jul-2015
W.O. # 01 : 10-jun-2016
264'
20 " CSG: 6 JTAS, K-55, 94#
6430'
13 3/8 " CSG: 168 JTAS, K-55, 68#
CEMENTADO CON 1660 SXS CEMENTO "A"
(ángulo máximo de desviación= 29,35° @ 5064,40' MD)
(máximo dog leg = 2,51° @ 10804' MD)
350 JTAS DE TUBING DE 3 1/2" EUE, 9.3 #/FT, L-80, CLASE "A"
TOPE DEL COLGADOR 7 5/8" X 9 5/8" XPACK @ 10400'
10547'
X OVER DE 3 1/2" TSH BLUE PIN X 3 1/2" EUE BOX
CAMISA DE 3 1/2" TSH BLUE X 2,81" TIPO L SN: CEC102177Z-25
X OVER DE 3 1/2" EUE PIN X 3 1/2" TSH BLUE BOX
1 TUBO DE 3 1/2" EUE CLASE A
FLOW COUPLING 4 1/2" SN: 009417
10588'
NO GO DE 3 1/2" R SN: CEC102685Z-054 C/ STD VALVE 2,75" SN: CEC103271Z-023
1 TUBO DE 3 1/2" EUE CLASE A
10619'
CABEZA DE DESCARGA SERIE 400 DE 3 1/2" EUE PN: 1291772
10620'
DESCARGA DEL SENSOR PHOENIX SERIE 400 PN: 100144521
10621'
BOMBA DN1100 164 ETAPAS, SERIE 400 SN: 2FN6D01651
9 5/8" CSG: 277 JTAS, N-80, 47#
CEMENTADO CON 1189 TIPO "A"
ZAPATA 9 5/8"@ 10640'
10634'
BOMBA DN1100 164 ETAPAS, SERIE 400 SN: 2FN6D01650
10647'
INTAKE ARZ-RLOY RLOY-INC SERIE 400 SN: RBS0J100228-01
10648'
PROTECTOR BPBSL-UT-RLOY-AFL-MAX-RLOY SERIE 400 SN: 3TN6D01632
10656'
PROTECTOR BPBSL-LT-RLOY-AFL-MAX-RLOY SERIE 400 SN: 3CN6D01634
10664'
MOTOR MAXIMUS RLOY (2262V-52A-180HP), SERIE 456 SN: 1CN6D01637
10686'
SENSOR XT150 TYPE 1 SERIE 450 SN: S113XK15N07889
10690'
CENTRALIZADOR
ARENA HOLLIN SUPERIROR
11323' - 11334' (11') @ 17 DPP
Repunzonado WO # 1 con TCP @ 12 DPP
11334' - 11342' (8') @ 12 DPP
Punzonado WO # 1 con TCP @ 12 DPP
11365'
7" Landing Collar
PT= 11500' (MD)
PT= 10468' (TVD)
11458'
7"LINER: 22 JTASP-110, 26#
CEMENTADO CON 376 SXS CEMENTO "G"

FRAGA-47

POZO DIRECCIONAL

Estado mecanico final

Permanent Datum - Sea Level

Elevation K.B.: 953,51 ft.

Elevation G.L.: 916,01 ft.

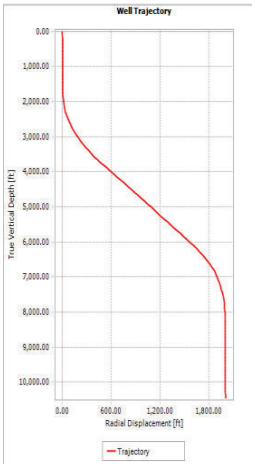
Original KB: 37,5

20" CASING DESIGN 0´ - 255´ BTC / K-55 / 94#	
I.D.	19.124"
Drift	18.936"
Burst	2110 psi
Collapse	520psi

13 3/8" CASING DESIGN 0´ - 1577´, 1577' - 6140' BTC / K55 / 54.5# - 68#	
I.D.	12.615" - 12.415"
Drift	12.4591" - 12.259"
Burst	2730 psi - 3450 psi
Collapse	1130 psi - 1950 psi

9 5/8" CASING DESIGN 0´ - 2269´, 2669' - 10000' BTC / N-80 / 47# - 53.5#	
I.D.	8.535" - 8.681"
Drift	8.525" - 8.379"
Burst	6,870 psi - 7930 psi
Collapse	4,760 psi - 6620 psi

7" CASING DESIGN 9800´ - 10854' 29# / P 110 /BTC	
I.D.	6.184"
Drift	6.125"
Burst	11220 psi
Collapse	8510 psi



Cabezal: 13-5/8"x 11" x 3 ½" 5M

PESO DE LA SARTA

↑ 185 Klb, ↓ 150 Klb

20" ZAPATA REVEST @255 ft

MATERIALES UTILIZADOS
Bandas 3/4" : (9) tuberia / (5) BHA / (26) BES
Protectores CANON (333)
Mid Joint (341)
Cable REDALEAD FLAT 4/1 ELB G5 2WT 3/8 WT EMPALMES @ 4500 ft y 9000 ft

13 3/8" ZAPATA DE REVEST.@ 6140 ft MD

335 TUBOS 1/2" EUE 9.3# N-80 CLASE "A"

7" TOPE DE LINER (TIW) @ 9776 MD

9 5/8" ZAPATA DE REVEST. @ 10000 ft MD

10043'

10452'

	TOPE	FONDO
CAMISA DE CIRCULACION 3 1/2" EUE x 2.81" TIPO L	10394	10397
(1) 3 1/2" TBG EUE Tubo No. 2	10397	10429
3 1/2" FLOW COUPLING	10429	10435
NIPPLE NO GO w/ STANDING VALVE INSALADA	10435	10436
(1) 3 1/2" TBG EUE Tubo No.1	10436	10467
HEAD BOLT DISCHARGE PMP 400, RLOY, 3 1/2 EUE	10467	10467
DISCHARGE PRESSURE SUB	10467	10468
BOMBA 1 D800N 146 STGS, 66 CRCT - AFL - INC - ES- ZZ - RLOY	10468	10483
BOMBA 2 D800N 146 STGS, 66 CRCT - AFL - INC - ES- ZZ - RLOY	10483	10498
INTAKE RLOY ARZ	10498	10499
PROTECTOR 1 BPBSL-RLOY-AFL-MAX-UT	10499	10507
PROTECTOR 2 BPBSL-RLOY-AFL-MAX-LT	10507	10515
MOTOR RA-S-RLOY-AS-AFL-KTB-MAXIMUS, 2520 V / 46.6 A / 180 HP	10515	10537
SENSOR XT150 TIPO 1	10537	10538
CENTRALIZADOR	10538	10541

ARENA HOLLIN SUPERIOR
10602'-10612' (10') @ 5 DPP

ARENA HOLLIN SUPERIOR
10644'-10665' (21') @ 10 DPP

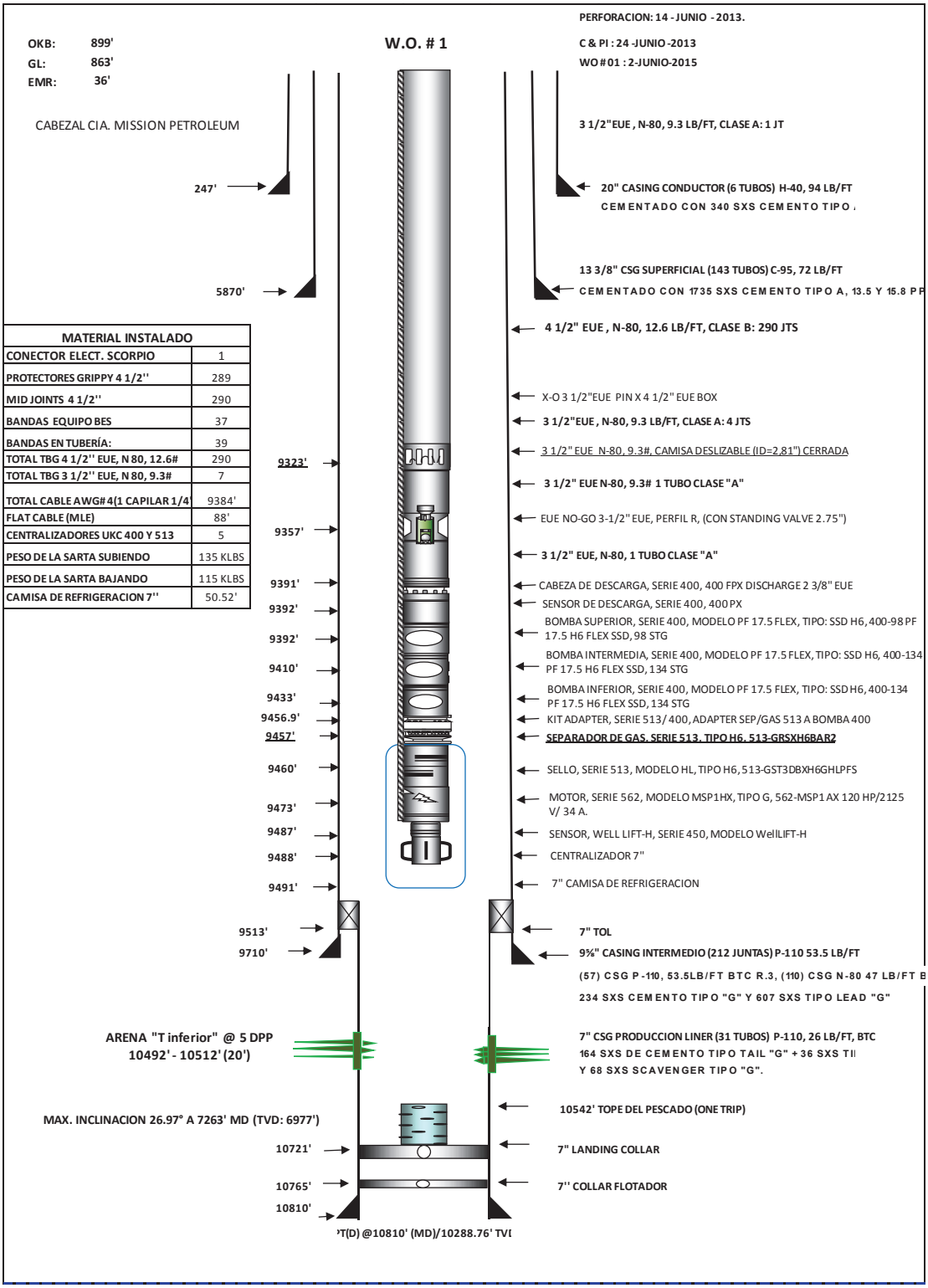
7" LANDING COLLAR @ 10771 ft
7" FLOAT COLLAR @ 10810 ft
7" ZAPATO DEL REVEST. @ 10854 ft MD

Revisado por: Hector Montemayor

Elaborado por: Daniel Salcedo

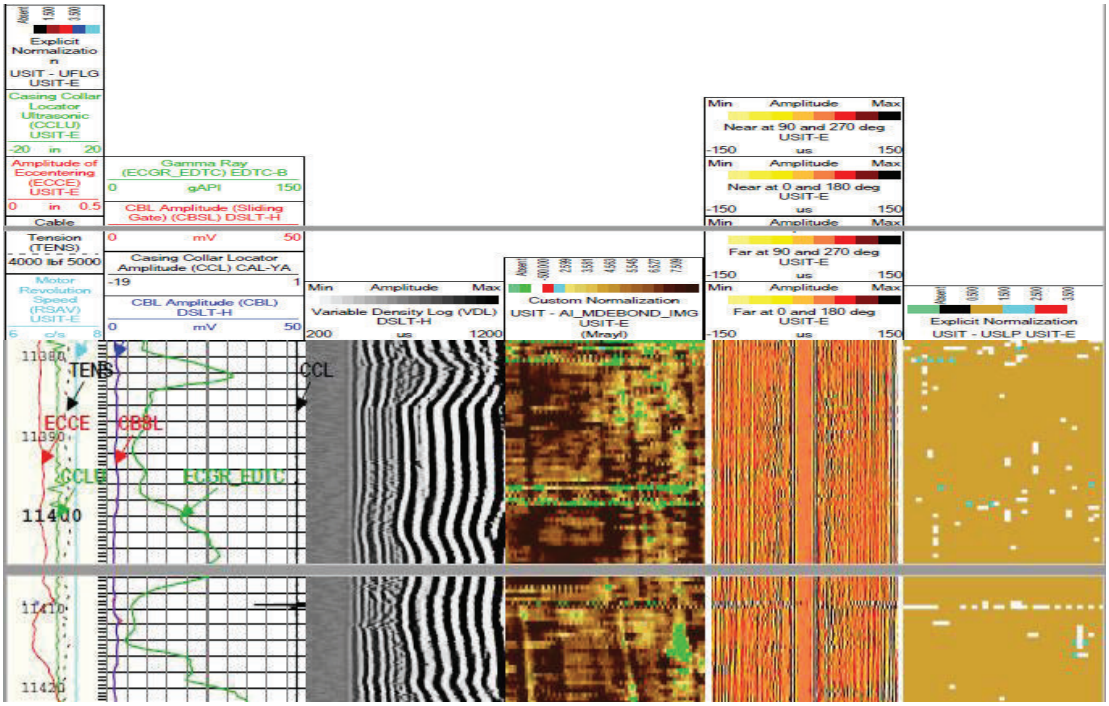
Fecha 20 de agosto de 2016

FRAGA-48

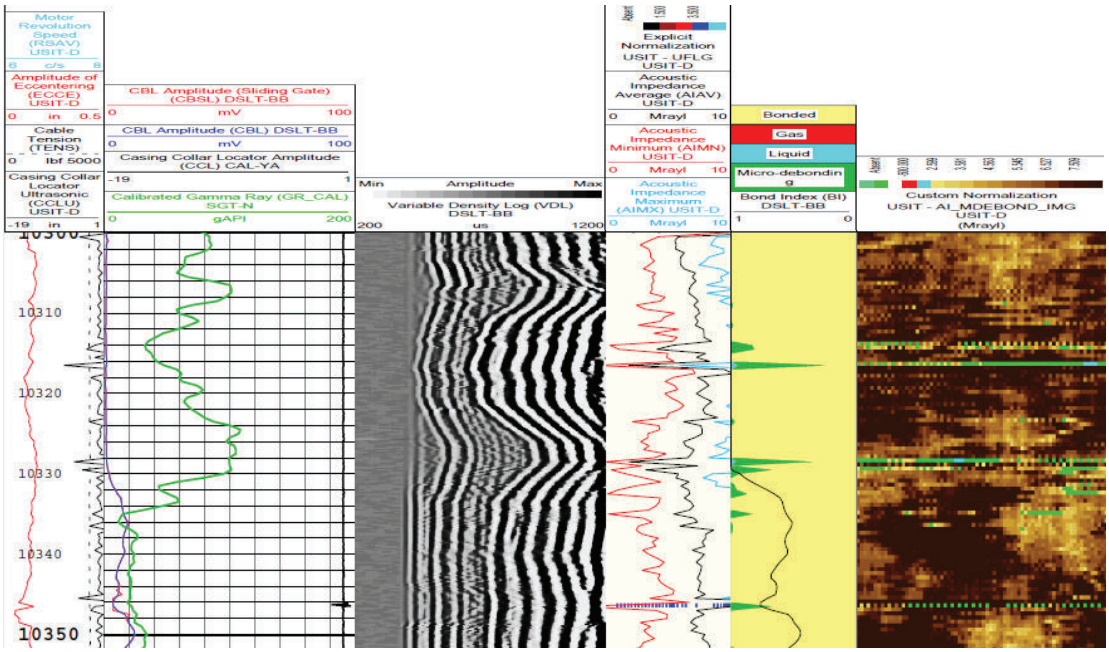

PERFORACION: 14 - JUNIO - 2013.
OKB: 899'
GL: 863'
EMR: 36'
W.O. # 1
C & PI : 24 -JUNIO -2013
WO # 01 : 2-JUNIO-2015
CABEZAL CIA. MISSION PETROLEUM
3 1/2"EUE , N-80, 9.3 LB/FT, CLASE A: 1 JT
247'
20" CASING CONDUCTOR (6 TUBOS) H-40, 94 LB/FT
CEMENTADO CON 340 SXS CEMENTO TIPO
13 3/8" CSG SUPERFICIAL (143 TUBOS) C-95, 72 LB/FT
5870'
CEMENTADO CON 1735 SXS CEMENTO TIPO A, 13.5 Y 15.8 PP
4 1/2" EUE , N-80, 12.6 LB/FT, CLASE B: 290 JTS
MATERIAL INSTALADO
CONECTOR ELECT. SCORPIO 1
PROTECTORES GRIPPY 4 1/2'' 289
MID JOINTS 4 1/2'' 290
BANDAS EQUIPO BES 37
BANDAS EN TUBERÍA: 39
TOTAL TBG 4 1/2'' EUE, N 80, 12.6# 290
TOTAL TBG 3 1/2'' EUE, N 80, 9.3# 7
TOTAL CABLE AWG# 4(1 CAPILAR 1/4 9384'
FLAT CABLE (MLE) 88'
CENTRALIZADORES UKC 400 Y 513 5
PESO DE LA SARTA SUBIENDO 135 KLBS
PESO DE LA SARTA BAJANDO 115 KLBS
CAMISA DE REFRIGERACION 7'' 50.52'
X-O 3 1/2"EUE PIN X 4 1/2" EUE BOX
3 1/2"EUE , N-80, 9.3 LB/FT, CLASE A: 4 JTS
9323'
3 1/2" EUE N-80, 9.3#, CAMISA DESLIZABLE (ID=2,81") CERRADA
3 1/2" EUE N-80, 9.3# 1 TUBO CLASE "A"
9357'
EUE NO-GO 3-1/2" EUE, PERFIL R, (CON STANDING VALVE 2.75")
3 1/2" EUE, N-80, 1 TUBO CLASE "A"
9391'
CABEZA DE DESCARGA, SERIE 400, 400 FPX DISCHARGE 2 3/8" EUE
9392'
SENSOR DE DESCARGA, SERIE 400, 400 PX
9392'
BOMBA SUPERIOR, SERIE 400, MODELO PF 17.5 FLEX, TIPO: SSD H6, 400-98 PF 17.5 H6 FLEX SSD, 98 STG
9410'
BOMBA INTERMEDIA, SERIE 400, MODELO PF 17.5 FLEX, TIPO: SSD H6, 400-134 PF 17.5 H6 FLEX SSD, 134 STG
9433'
BOMBA INFERIOR, SERIE 400, MODELO PF 17.5 FLEX, TIPO: SSD H6, 400-134 PF 17.5 H6 FLEX SSD, 134 STG
9456.9'
KIT ADAPTER, SERIE 513/400, ADAPTER SEP/GAS 513 A BOMBA 400
9457'
SEPARADOR DE GAS, SERIE 513, TIPO H6, 513-GRSXH6BAR2
9460'
SELLO, SERIE 513, MODELO HL, TIPO H6, 513-GST3DBXH6GHLPFS
9473'
MOTOR, SERIE 562, MODELO MSP1HX, TIPO G, 562-MSP1 AX 120 HP/2125 V/ 34 A.
9487'
SENSOR, WELL LIFT-H, SERIE 450, MODELO WellLIFT-H
9488'
CENTRALIZADOR 7"
9491'
7" CAMISA DE REFRIGERACION
9513'
7" TOL
9710'
9¾" CASING INTERMEDIO (212 JUNTAS) P-110 53.5 LB/FT
(57) CSG P-110, 53.5LB/FT BTC R.3, (110) CSG N-80 47 LB/FT B
234 SXS CEMENTO TIPO "G" Y 607 SXS TIPO LEAD "G"
ARENA "T inferior" @ 5 DPP
10492' - 10512' (20')
7" CSG PRODUCCION LINER (31 TUBOS) P-110, 26 LB/FT, BTC
164 SXS DE CEMENTO TIPO TAIL "G" + 36 SXS TI
Y 68 SXS SCAVENGER TIPO "G".
MAX. INCLINACION 26.97° A 7263' MD (TVD: 6977')
10542' TOPE DEL PESCADO (ONE TRIP)
10721'
7" LANDING COLLAR
10765'
7'' COLLAR FLOTADOR
10810'
T(D) @10810' (MD)/10288.76' TVI

Anexo 7. Registro de Cemento de los pozos de los pozos del portafolio de oportunidades

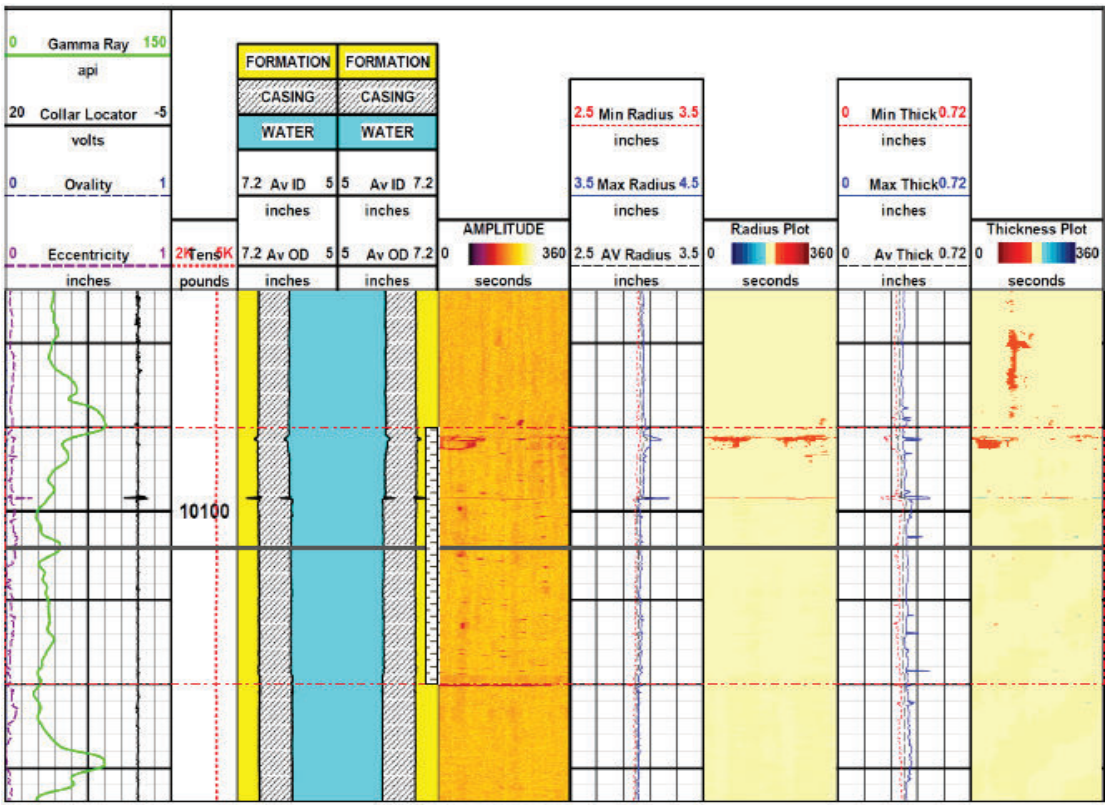
FRAGA-01



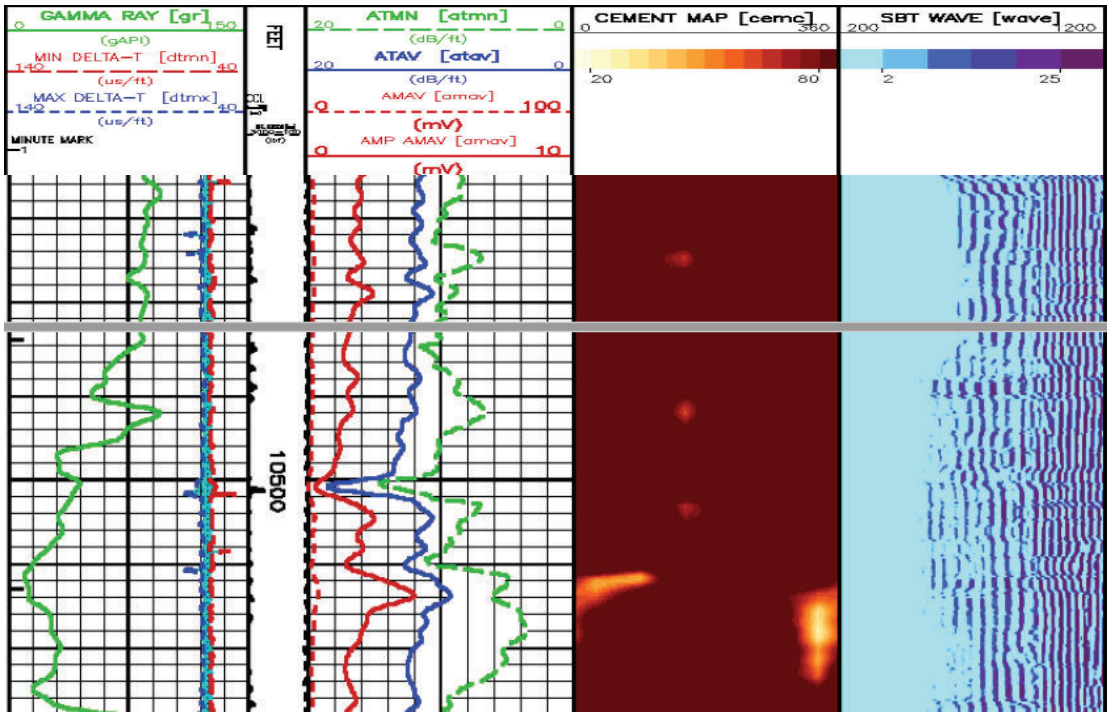
FRAGA-07



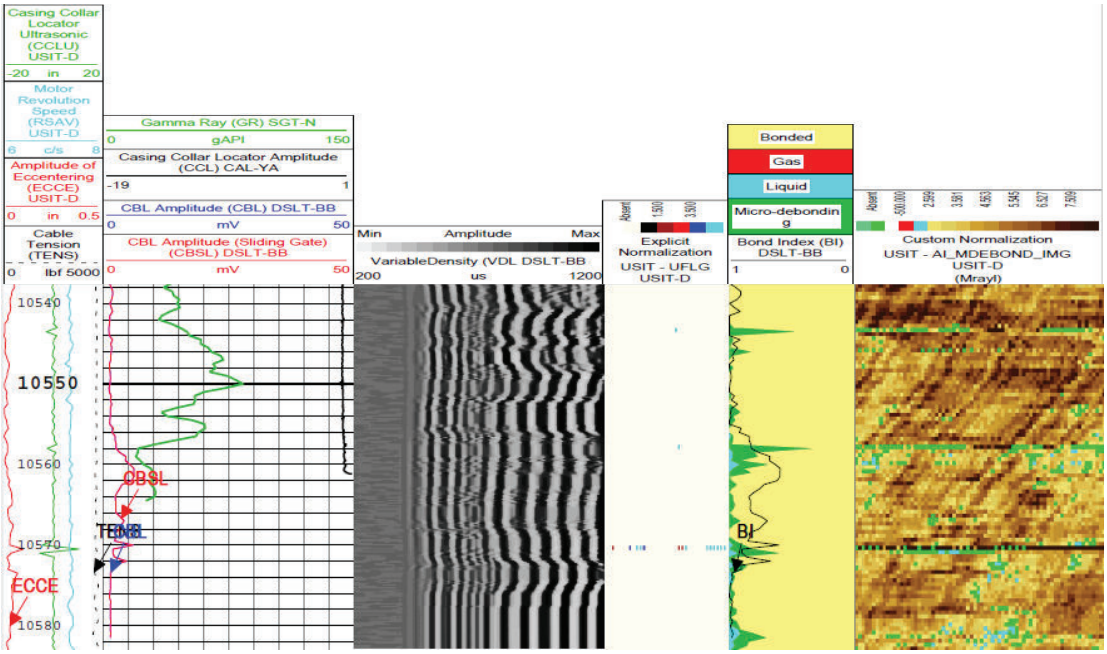
FRAGA-08



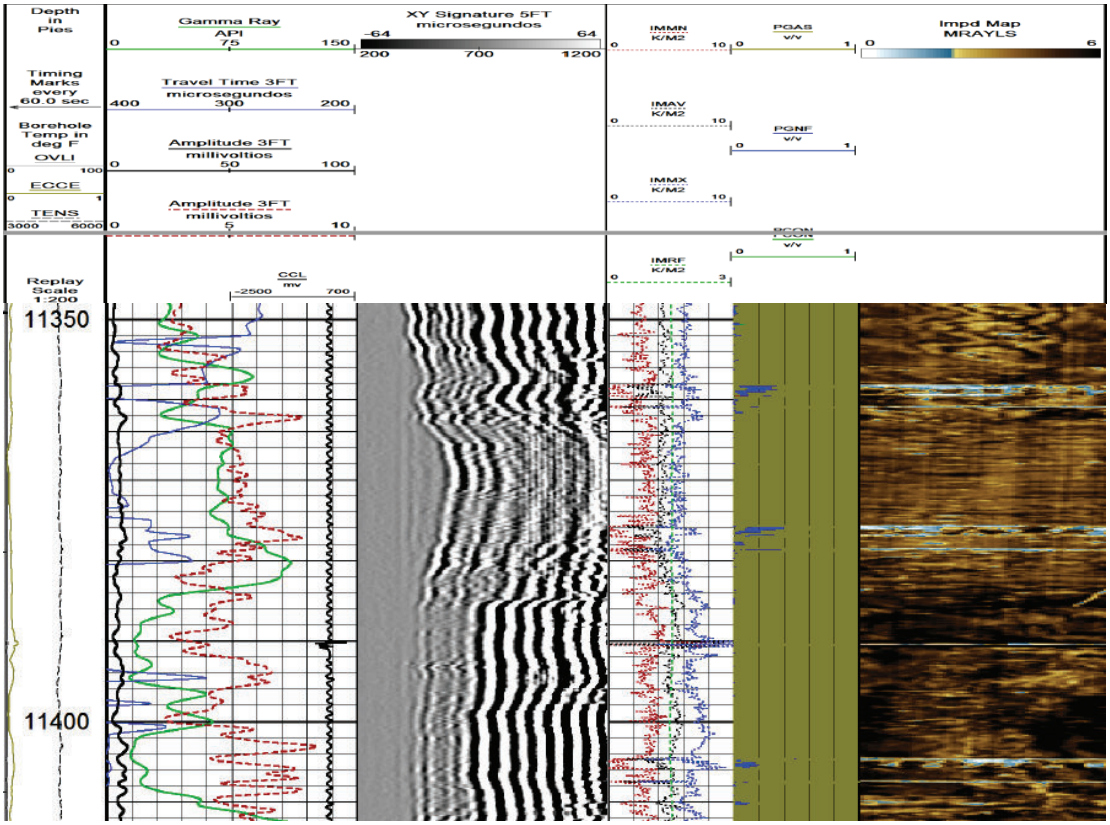
FRAGA-20



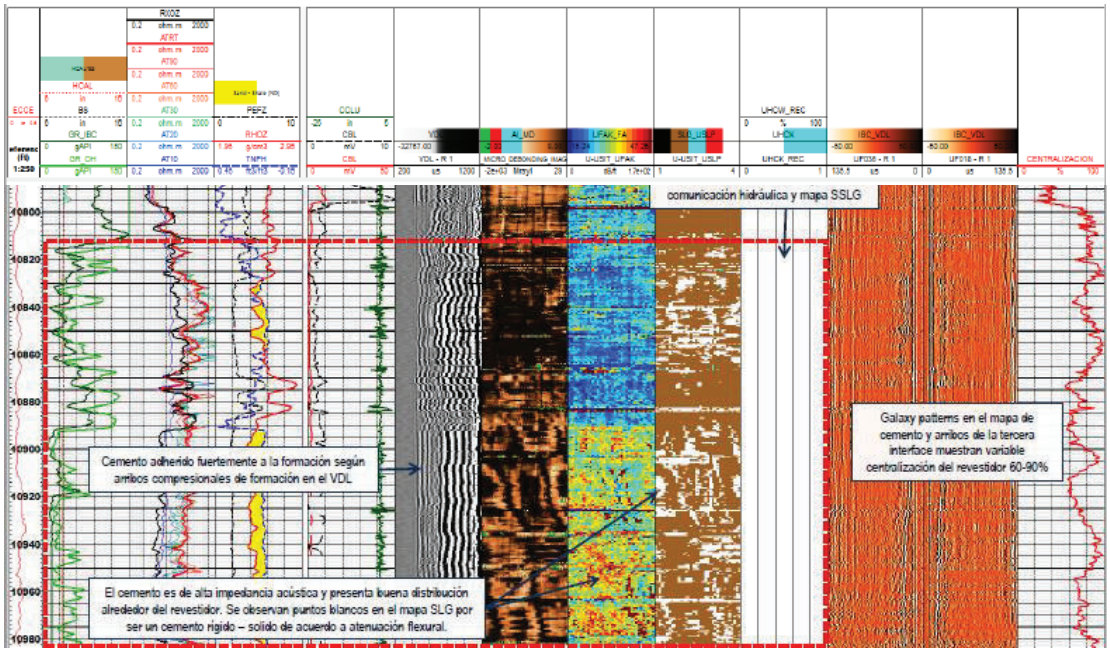
FRAGA-29



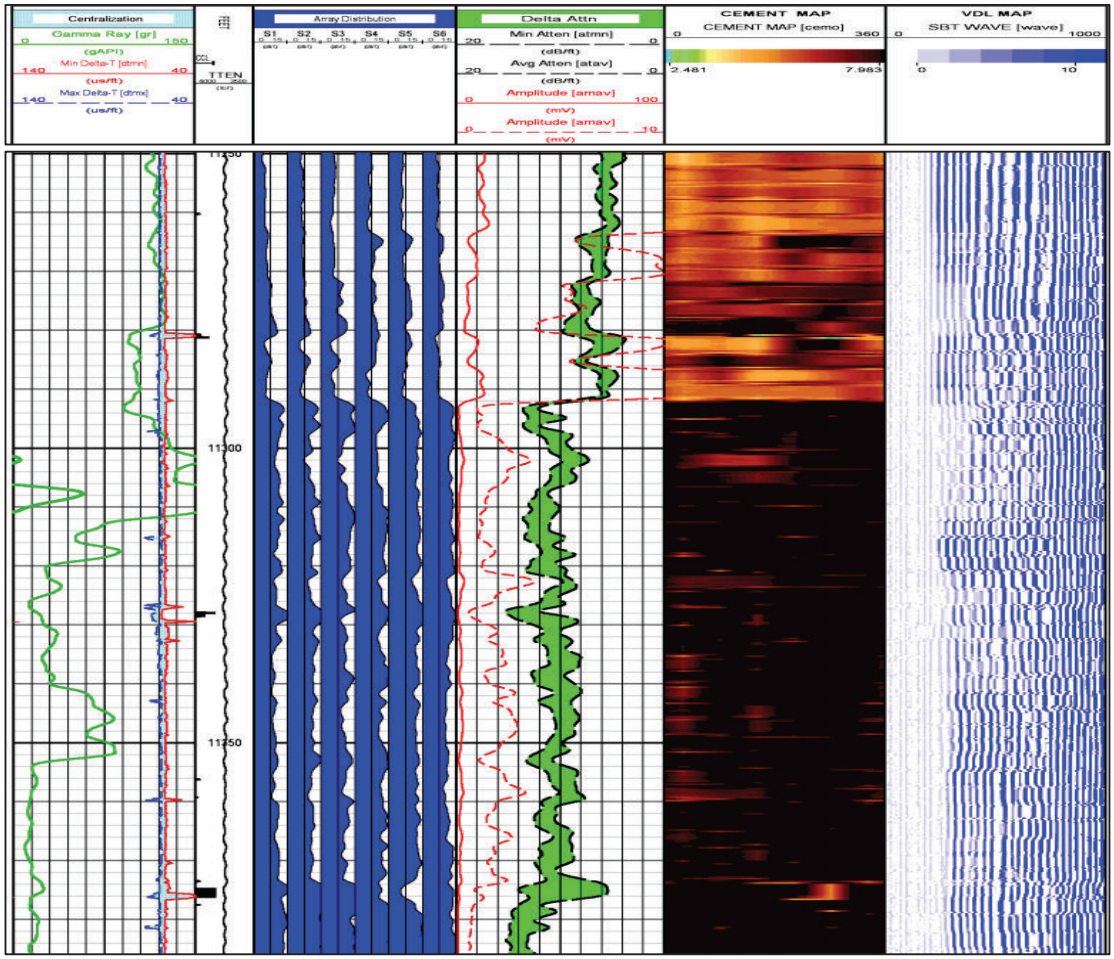
FRAGA-41



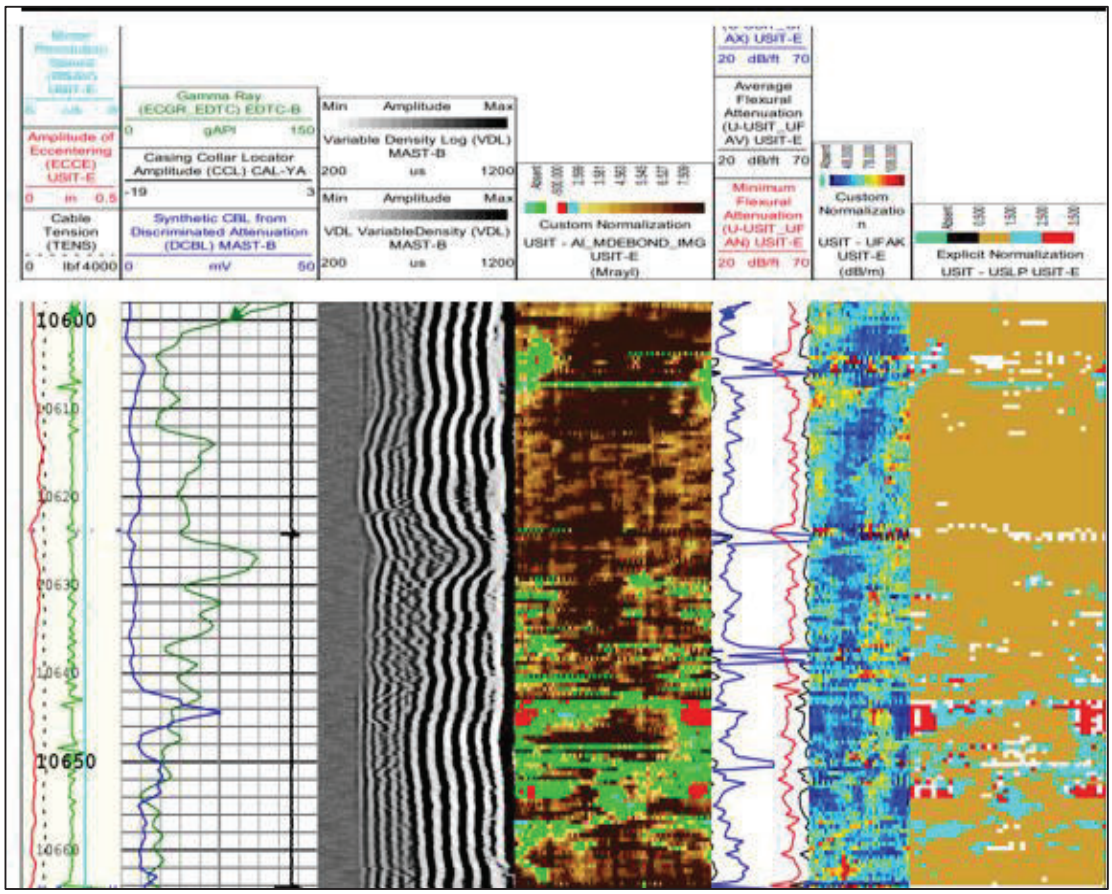
FRAGA-42



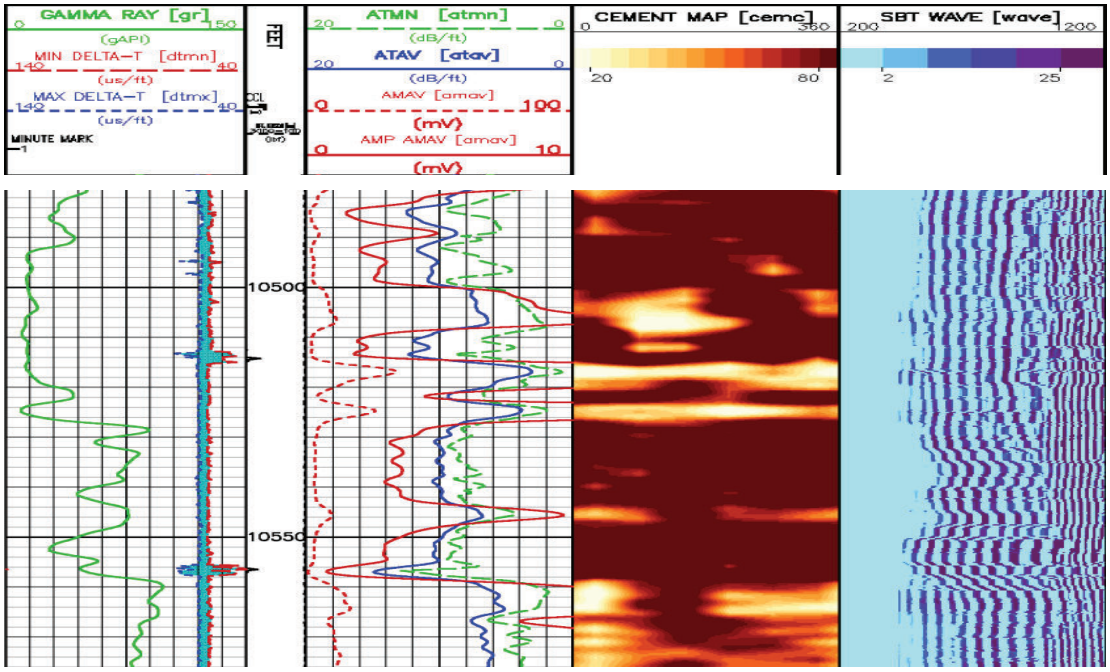
FRAGA-46



FRAGA-47



FRAGA-48



Anexo 8.Costos Operacionales Desglosados

Clasificación AFE:	Pulling Simple			
ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	TOTAL
Renta de taladro de WO	usd/dia	6,00	10.000,00	60.000,00
Diferencial por Movilizacion de taladro	usd/mov	1,00	20.000,00	20.000,00
Servicio de slick line	EA	2,00	5.000,00	10.000,00
BHA limpieza	usd/run	1,00	10.000,00	10.000,00
Agua de matado	EA	1,00	16.000,00	16.000,00
Píldora Viscosa	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Spooler	usd/run	2,00	3.500,00	7.000,00
BES	EA	1,00	200.000,00	200.000,00
Echometer	EA	4,00	500,00	2.000,00
Logística de materiales	EA	1,00	2.000,00	2.000,00
Vacuum	EA	1,00	3.000,00	3.000,00
IT & Telecom	EA	1,00	1.000,00	1.000,00
Combustible (Diesel)	EA	6,00	500,00	3.000,00
Corrida de tubing	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Tuberia de produccion y accesorios	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Backpressure Valve	EA	2,00	1.500,00	3.000,00
Mantenimiento de cabezal	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Sensores Pason(Costo diario + Instal.)	usd/dia	6,00	500,00	3.000,00
	COSTO TOTAL AFE ESTIMADO:			400.000,00

Clasificación AFE:	Pulling Simple + Recañoneo TCP + Evaluación			
ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO	TOTAL
Renta de taladro de WO	usd/dia	14,00	10.000,00	140.000,00
Diferencial por Movilizacion de taladro	usd/mov	1,00	20.000,00	20.000,00
Servicio de slick line	EA	4,00	5.000,00	20.000,00
BHA limpieza	usd/run	1,00	10.000,00	10.000,00
Agua de matado	EA	1,00	35.000,00	35.000,00
Disparos con TCP	EA	1,00	75.000,00	75.000,00
Correlación para cañoneo	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Tuberia de produccion y accesorios	EA	1,00	25.000,00	25.000,00
Servicio de renta de herramientas (evaluación)	EA	4,00	5.000,00	20.000,00
Spooler	usd/run	2,00	2.900,00	5.800,00
BES	EA	1,00	180.000,00	180.000,00
Echometer	EA	6,00	250,00	1.500,00
Logística de materiales	EA	1,00	1.400,00	1.400,00
Vacuum	EA	1,00	6.000,00	6.000,00
IT & Telecom	EA	1,00	1.000,00	1.000,00
Combustible (Diesel)	EA	14,00	700,00	9.800,00
Servicio de evaluación de pozo + memorias	EA	3,00	4.000,00	12.000,00
Backpressure Valve	EA	2,00	1.500,00	3.000,00
Mantenimiento de cabezal	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Sensores Pason(Costo diario + Instal.)	usd/dia	14,00	300,00	4.500,00
	COSTO TOTAL AFE ESTIMADO:			600.000,00

Clasificación AFE:	Pulling Simple + Recañoneo WL			
ACTIVIDAD	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**COSTO**	**TOTAL**
Renta de taladro de WO	usd/dia	8,00	10.000,00	80.000,00
Diferencial por Movilizacion de taladro	usd/mov	1,00	20.000,00	20.000,00
Servicio de slick line	EA	2,00	5.000,00	10.000,00
Tuberia de produccion y accesorios	EA	1,00	25.000,00	25.000,00
Disparos con cable eléctrico	EA	1,00	60.000,00	60.000,00
Correlación para cañoneo	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
BHA limpieza	usd/run	1,00	10.000,00	10.000,00
Agua de matado	EA	1,00	30.000,00	30.000,00
Píldora Viscosa	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Spooler	usd/run	2,00	3.000,00	6.000,00
BES	EA	1,00	180.000,00	180.000,00
Echometer	EA	4,00	225,00	900,00
Logística de materiales	EA	1,00	2.000,00	2.000,00
Vacuum	EA	1,00	3.000,00	3.000,00
IT & Telecom	EA	1,00	1.000,00	1.000,00
Combustible (Diesel)	EA	8,00	700,00	5.600,00
Corrida de tubing	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Backpressure Valve	EA	2,00	1.500,00	3.000,00
Mantenimiento de cabezal	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Sensores Pason(Costo diario + Instal.)	usd/dia	8,00	400,00	3.500,00
		COSTO TOTAL AFE ESTIMADO:		**500.000,00**

Clasificación AFE:	Pulling Simple + Recuperación de BHA Selectivo			
ACTIVIDAD	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**COSTO**	**TOTAL**
Renta de taladro de WO	usd/dia	10,00	10.000,00	100.000,00
Diferencial por Movilizacion de taladro	usd/mov	1,00	20.000,00	20.000,00
Servicio de slick line	EA	4,00	5.000,00	20.000,00
Tuberia de produccion y accesorios	EA	1,00	25.000,00	25.000,00
Recuperación de BHA Selectivo	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Instalación de BHA Selectivo	EA	1,00	60.000,00	60.000,00
BHA limpieza	usd/run	1,00	10.000,00	10.000,00
Agua de matado	EA	1,00	19.000,00	19.000,00
Píldora Viscosa	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Spooler	usd/run	2,00	3.000,00	6.000,00
BES	EA	1,00	180.000,00	180.000,00
Echometer	EA	4,00	250,00	1.000,00
Logística de materiales	EA	1,00	2.000,00	2.000,00
Vacuum	EA	1,00	3.000,00	3.000,00
IT & Telecom	EA	1,00	1.000,00	1.000,00
Combustible (Diesel)	EA	10,00	700,00	7.000,00
Backpressure Valve	EA	2,00	1.500,00	3.000,00
Mantenimiento de cabezal	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Sensores Pason(Costo diario + Instal.)	usd/dia	10,00	300,00	3.000,00
		COSTO TOTAL AFE ESTIMADO:		**500.000,00**

Clasificación AFE:	Pulling Simple + Pesca			
ACTIVIDAD	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**COSTO**	**TOTAL**
Renta de taladro de WO	usd/dia	18,00	10.000,00	180.000,00
Diferencial por Movilizacion de taladro	usd/mov	1,00	20.000,00	20.000,00
Servicio de slick line	EA	6,00	5.000,00	30.000,00
Tuberia de produccion y accesorios	EA	1,00	35.000,00	35.000,00
Servicio de Pesca	EA	1,00	110.000,00	110.000,00
BHA limpieza	usd/run	1,00	30.000,00	30.000,00
Agua de matado	EA	1,00	50.000,00	50.000,00
Píldora Viscosa	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Spooler	usd/run	2,00	2.900,00	5.800,00
BES	EA	1,00	180.000,00	180.000,00
Echometer	EA	4,00	200,00	800,00
Logística de materiales	EA	1,00	1.400,00	1.400,00
Vacuum	EA	1,00	5.000,00	5.000,00
IT & Telecom	EA	1,00	1.000,00	1.000,00
Combustible (Diesel)	EA	18,00	700,00	12.600,00
Backpressure Valve	EA	2,00	1.500,00	3.000,00
Mantenimiento de cabezal	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Sensores Pason(Costo diario + Instal.)	usd/dia	18,00	300,00	5.400,00
		COSTO TOTAL AFE ESTIMADO:		**700.000,00**

Clasificación AFE:	Pulling Simple + Squeeze			
ACTIVIDAD	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**COSTO**	**TOTAL**
Renta de taladro de WO	usd/dia	14,00	10.000,00	140.000,00
Diferencial por Movilizacion de taladro	usd/mov	1,00	20.000,00	20.000,00
Servicio de slick line	EA	2,00	5.000,00	10.000,00
Tuberia de produccion y accesorios	EA	1,00	30.000,00	30.000,00
Registro de Cementación	EA	1,00	45.000,00	45.000,00
Disparo con cable	EA	1,00	25.000,00	25.000,00
Servicio de Squezze	EA	1,00	75.500,00	75.500,00
BHA limpieza	usd/run	1,00	22.500,00	22.500,00
Agua de matado	EA	1,00	50.000,00	50.000,00
Píldora Viscosa	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Spooler	usd/run	2,00	3.000,00	6.000,00
BES	EA	1,00	180.000,00	180.000,00
Echometer	EA	4,00	250,00	1.000,00
Logística de materiales	EA	1,00	2.000,00	2.000,00
Vacuum	EA	1,00	5.000,00	5.000,00
IT & Telecom	EA	1,00	1.000,00	1.000,00
Combustible (Diesel)	EA	14,00	700,00	9.800,00
Backpressure Valve	EA	2,00	1.500,00	3.000,00
Mantenimiento de cabezal	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Sensores Pason(Costo diario + Instal.)	usd/dia	14,00	300,00	4.200,00
		COSTO TOTAL AFE ESTIMADO:		**650.000,00**

Clasificación AFE:	Pulling Simple + Estimulación + Evaluación			
ACTIVIDAD	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**COSTO**	**TOTAL**
Renta de taladro de WO	usd/dia	14,00	10.000,00	140.000,00
Diferencial por Movilizacion de taladro	usd/mov	1,00	20.000,00	20.000,00
Servicio de slick line	EA	4,00	5.000,00	20.000,00
BHA limpieza	usd/run	1,00	10.800,00	10.800,00
Agua de matado	EA	1,00	30.000,00	30.000,00
Servicio de Estimulación	EA	1,00	100.000,00	100.000,00
Tuberia de produccion y accesorios	EA	1,00	25.000,00	25.000,00
Servicio de renta de herramientas (evaluación)	EA	4,00	5.000,00	20.000,00
Spooler	usd/run	2,00	3.000,00	6.000,00
BES	EA	1,00	180.000,00	180.000,00
Echometer	EA	6,00	200,00	1.200,00
Logística de materiales	EA	1,00	2.000,00	2.000,00
Vacuum	EA	1,00	5.000,00	5.000,00
IT & Telecom	EA	1,00	1.000,00	1.000,00
Combustible (Diesel)	EA	14,00	700,00	9.800,00
Servicio de evaluación de pozo + memorias	EA	4,00	3.000,00	12.000,00
Backpressure Valve	EA	2,00	1.500,00	3.000,00
Mantenimiento de cabezal	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Sensores Pason(Costo diario + Instal.)	usd/dia	14,00	300,00	4.200,00
	COSTO TOTAL AFE ESTIMADO:			**600.000,00**

Clasificación AFE:	Pulling Hidráulico a Mecánico			
ACTIVIDAD	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**COSTO**	**TOTAL**
Renta de taladro de WO	usd/dia	5,00	10.000,00	50.000,00
Diferencial por Movilizacion de taladro	usd/mov	1,00	20.000,00	20.000,00
Servicio de slick line	EA	2,00	5.000,00	10.000,00
BHA limpieza	usd/run	1,00	8.000,00	8.000,00
Agua de matado	EA	1,00	12.000,00	12.000,00
Herramientas de manipuleo (B. Mecánico)	usd/run	1,00	15.000,00	15.000,00
Sistema Levantamiento Artificial (B. Mecánico)	EA	1,00	95.000,00	95.000,00
Servicio Bombeo Mecánico	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Echometer	EA	4,00	250,00	1.000,00
Logística de materiales	EA	1,00	2.000,00	2.000,00
Vacuum	EA	1,00	3.000,00	3.000,00
IT & Telecom	EA	1,00	1.000,00	1.000,00
Combustible (Diesel)	EA	5,00	700,00	3.500,00
Corrida de tubing	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Tuberia de produccion y accesorios	EA	1,00	25.000,00	25.000,00
Backpressure Valve	EA	2,00	1.500,00	3.000,00
Mantenimiento de cabezal	EA	1,00	10.000,00	10.000,00
Sensores Pason(Costo diario + Instal.)	usd/dia	5,00	300,00	1.500,00
	COSTO TOTAL AFE ESTIMADO:			**300.000,00**

Clasificación AFE:	Cambio Sistema Artificial Lift (Hidráulico a Eléctrico)			
ACTIVIDAD	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**COSTO**	**TOTAL**
Renta de taladro de WO	usd/dia	6,00	10.000,00	60.000,00
Diferencial por Movilizacion de taladro	usd/mov	1,00	20.000,00	20.000,00
Servicio de slick line	EA	2,00	5.000,00	10.000,00
BHA limpieza	usd/run	1,00	10.000,00	10.000,00
Agua de matado	EA	1,00	24.000,00	24.000,00
Spooler	usd/run	2,00	5.000,00	10.000,00
BES	EA	1,00	180.000,00	180.000,00
Echometer	EA	4,00	200,00	800,00
Logística de materiales	EA	1,00	2.200,00	2.200,00
Vacuum	EA	1,00	3.000,00	3.000,00
IT & Telecom	EA	1,00	1.000,00	1.000,00
Combustible (Diesel)	EA	6,00	700,00	4.200,00
Corrida de tubing	EA	1,00	25.000,00	25.000,00
Tuberia de produccion y accesorios	EA	1,00	25.000,00	25.000,00
Backpressure Valve	EA	2,00	1.500,00	3.000,00
Mantenimiento de cabezal	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Sensores Pason(Costo diario + Instal.)	usd/dia	6,00	300,00	1.800,00
		COSTO TOTAL AFE ESTIMADO:		**400.000,00**

Clasificación AFE:	W.O. Dual			
ACTIVIDAD	**UNIDAD**	**CANTIDAD**	**COSTO**	**TOTAL**
Renta de taladro de WO	usd/dia	20,00	10.000,00	200.000,00
Diferencial por Movilizacion de taladro	usd/mov	1,00	20.000,00	20.000,00
Servicio de slick line	EA	6,00	5.000,00	30.000,00
BHA limpieza	usd/run	1,00	23.000,00	23.000,00
Agua de matado	EA	1,00	50.000,00	50.000,00
Spooler	usd/run	4,00	3.000,00	12.000,00
Equipo Electrosumergible	EA	1,00	350.000,00	350.000,00
Desarme Completación Dual	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Instalación Completación Dual	EA	1,00	100.000,00	100.000,00
Echometer	EA	4,00	250,00	1.000,00
Logística de materiales	EA	1,00	2.000,00	2.000,00
Vacuum	EA	1,00	5.000,00	5.000,00
IT & Telecom	EA	1,00	1.000,00	1.000,00
Combustible (Diesel)	EA	20,00	700,00	14.000,00
Corrida de tubing	EA	2,00	20.000,00	40.000,00
Tuberia de produccion y accesorios	EA	1,00	100.000,00	100.000,00
Backpressure Valve	EA	4,00	1.500,00	6.000,00
Mantenimiento de cabezal	EA	1,00	20.000,00	20.000,00
Sensores Pason(Costo diario + Instal.)	usd/dia	20,00	300,00	6.000,00
		COSTO TOTAL AFE ESTIMADO:		**1.000.000,00**

Anexo 9. Análisis Económico por Pozo.

FRAGA-01								
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	Pozo en intervención	0	$ 0,00	$ 600.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 600.000,00
1	1700	51000	$ 2.542.860,00	$ 306.000,00	$ 2.236.860,00	$ 26.171,26	$ 36.918,50	$ 2.173.770,24
2	1637	49099	$ 2.448.094,90	$ 294.596,26	$ 2.153.498,65	$ 25.195,93	$ 35.542,66	$ 2.092.760,06
3	1576	47270	$ 2.356.861,43	$ 283.617,50	$ 2.073.243,93	$ 24.256,95	$ 34.218,08	$ 2.014.768,89
4	1517	45508	$ 2.269.027,97	$ 273.047,89	$ 1.995.980,08	$ 23.352,97	$ 32.942,87	$ 1.939.684,24
5	1460	43812	$ 2.184.467,80	$ 262.872,18	$ 1.921.595,63	$ 22.482,67	$ 31.715,19	$ 1.867.397,77
6	1406	42179	$ 2.103.058,96	$ 253.075,69	$ 1.849.983,27	$ 21.644,80	$ 30.533,25	$ 1.797.805,21
7	1354	40607	$ 2.024.683,98	$ 243.644,28	$ 1.781.039,70	$ 20.838,16	$ 29.395,37	$ 1.730.806,17
8	1303	39094	$ 1.949.229,82	$ 234.564,36	$ 1.714.665,46	$ 20.061,59	$ 28.299,88	$ 1.666.303,99
9	1255	37637	$ 1.876.587,62	$ 225.822,82	$ 1.650.764,80	$ 19.313,95	$ 27.245,23	$ 1.604.205,62
10	1208	36235	$ 1.806.652,58	$ 217.407,05	$ 1.589.245,53	$ 18.594,17	$ 26.229,88	$ 1.544.421,48
11	1163	34884	$ 1.739.323,82	$ 209.304,91	$ 1.530.018,91	$ 17.901,22	$ 25.252,37	$ 1.486.865,32
12	1119	33584	$ 1.674.504,21	$ 201.504,72	$ 1.472.999,49	$ 17.234,09	$ 24.311,28	$ 1.431.454,12
TOTAL	16697	500910	$ 24.975.353,09	$ 3.605.457,65	$ 21.969.895,44	$ 257.047,78	$ 362.604,56	$ 20.750.243,11

VAN	$ 12.037.130,00
TIR (%)	358,568%
RCB	6,093510882
PRI (Días)	9

FRAGA-07								
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	Pozo en intervención	0	$ 0,00	$ 500.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 500.000,00
1	1200	36000	$ 1.794.960,00	$ 216.000,00	$ 1.578.960,00	$ 18.473,83	$ 26.060,12	$ 1.534.426,05
2	1155	34658	$ 1.728.066,99	$ 207.950,30	$ 1.520.116,69	$ 17.785,37	$ 25.088,93	$ 1.477.242,39
3	1112	33367	$ 1.663.666,89	$ 200.200,59	$ 1.463.466,30	$ 17.122,56	$ 24.153,94	$ 1.422.189,81
4	1071	32123	$ 1.601.666,80	$ 192.739,69	$ 1.408.927,11	$ 16.484,45	$ 23.253,79	$ 1.369.188,87
5	1031	30926	$ 1.541.977,27	$ 185.556,83	$ 1.356.420,44	$ 15.870,12	$ 22.387,19	$ 1.318.163,13
6	992	29774	$ 1.484.512,20	$ 178.641,66	$ 1.305.870,54	$ 15.278,69	$ 21.552,88	$ 1.269.038,97
7	955	28664	$ 1.429.188,69	$ 171.984,20	$ 1.257.204,49	$ 14.709,29	$ 20.749,67	$ 1.221.745,53
8	920	27596	$ 1.375.926,93	$ 165.574,84	$ 1.210.352,09	$ 14.161,12	$ 19.976,39	$ 1.176.214,58
9	886	26567	$ 1.324.650,08	$ 159.404,34	$ 1.165.245,74	$ 13.633,38	$ 19.231,93	$ 1.132.380,44
10	853	25577	$ 1.275.284,17	$ 153.463,80	$ 1.121.820,37	$ 13.125,30	$ 18.515,21	$ 1.090.179,87
11	821	24624	$ 1.227.757,99	$ 147.744,64	$ 1.080.013,35	$ 12.636,16	$ 17.825,20	$ 1.049.551,99
12	790	23706	$ 1.182.002,97	$ 142.238,63	$ 1.039.764,35	$ 12.165,24	$ 17.160,91	$ 1.010.438,20
TOTAL	11786	353583	$ 17.629.661,01	$ 2.621.499,52	$ 15.508.161,49	$ 181.445,49	$ 255.956,16	$ 14.570.759,84

VAN	$ 8.420.327,06
TIR (%)	303,159%
RCB	5,915759805
PRI (Días)	11

FRAGA-08								
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	Pozo en intervención	0	$ 0,00	$ 500.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 500.000,00
1	800	24000	$ 1.196.640,00	$ 144.000,00	$ 1.052.640,00	$ 12.315,89	$ 17.373,41	$ 1.022.950,70
2	770	23106	$ 1.152.044,66	$ 138.633,53	$ 1.013.411,13	$ 11.856,91	$ 16.725,96	$ 984.828,26
3	741	22245	$ 1.109.111,26	$ 133.467,06	$ 975.644,20	$ 11.415,04	$ 16.102,63	$ 948.126,54
4	714	21416	$ 1.067.777,87	$ 128.493,12	$ 939.284,74	$ 10.989,63	$ 15.502,53	$ 912.792,58
5	687	20617	$ 1.027.984,85	$ 123.704,55	$ 904.280,29	$ 10.580,08	$ 14.924,79	$ 878.775,42
6	662	19849	$ 989.674,80	$ 119.094,44	$ 870.580,36	$ 10.185,79	$ 14.368,59	$ 846.025,98
7	637	19109	$ 952.792,46	$ 114.656,13	$ 838.136,33	$ 9.806,20	$ 13.833,11	$ 814.497,02
8	613	18397	$ 917.284,62	$ 110.383,23	$ 806.901,39	$ 9.440,75	$ 13.317,59	$ 784.143,05
9	590	17712	$ 883.100,05	$ 106.269,56	$ 776.830,49	$ 9.088,92	$ 12.821,28	$ 754.920,29
10	568	17052	$ 850.189,45	$ 102.309,20	$ 747.880,25	$ 8.750,20	$ 12.343,47	$ 726.786,58
11	547	16416	$ 818.505,33	$ 98.496,43	$ 720.008,90	$ 8.424,10	$ 11.883,47	$ 699.701,33
12	527	15804	$ 788.001,98	$ 94.825,75	$ 693.176,23	$ 8.110,16	$ 11.440,60	$ 673.625,47
TOTAL	7857	235722	$ 11.753.107,34	$ 1.914.333,01	$ 10.338.774,32	$ 120.963,66	$ 170.637,44	$ 9.547.173,23

VAN	$ 5.446.884,71
TIR (%)	200,863%
RCB	5,400718817
PRI (Días)	16

FRAGA-20								
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	Pozo en intervención	0	$ 0,00	$ 600.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 600.000,00
1	600	18000	$ 897.480,00	$ 108.000,00	$ 789.480,00	$ 9.236,92	$ 13.030,06	$ 767.213,02
2	578	17329	$ 864.033,50	$ 103.975,15	$ 760.058,35	$ 8.892,68	$ 12.544,47	$ 738.621,20
3	556	16683	$ 831.833,45	$ 100.100,29	$ 731.733,15	$ 8.561,28	$ 12.076,97	$ 711.094,90
4	535	16062	$ 800.833,40	$ 96.369,84	$ 704.463,56	$ 8.242,22	$ 11.626,90	$ 684.594,44
5	515	15463	$ 770.988,64	$ 92.778,42	$ 678.210,22	$ 7.935,06	$ 11.193,60	$ 659.081,57
6	496	14887	$ 742.256,10	$ 89.320,83	$ 652.935,27	$ 7.639,34	$ 10.776,44	$ 634.519,49
7	478	14332	$ 714.594,35	$ 85.992,10	$ 628.602,25	$ 7.354,65	$ 10.374,83	$ 610.872,77
8	460	13798	$ 687.963,47	$ 82.787,42	$ 605.176,05	$ 7.080,56	$ 9.988,19	$ 588.107,29
9	443	13284	$ 662.325,04	$ 79.702,17	$ 582.622,87	$ 6.816,69	$ 9.615,96	$ 566.190,22
10	426	12789	$ 637.642,09	$ 76.731,90	$ 560.910,19	$ 6.562,65	$ 9.257,60	$ 545.089,93
11	410	12312	$ 613.879,00	$ 73.872,32	$ 540.006,67	$ 6.318,08	$ 8.912,60	$ 524.776,00
12	395	11853	$ 591.001,49	$ 71.119,31	$ 519.882,17	$ 6.082,62	$ 8.580,45	$ 505.219,10
TOTAL	5893	176792	$ 8.814.830,50	$ 1.660.749,76	$ 7.754.080,74	$ 90.722,74	$ 127.978,08	$ 6.935.379,92

VAN	$ 3.860.163,53
TIR (%)	124,137%
RCB	4,669024155
PRI (Días)	26

FRAGA-29								
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	Pozo en intervención	0	$ 0,00	$ 600.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 600.000,00
1	200	6000	$ 299.160,00	$ 36.000,00	$ 263.160,00	$ 3.078,97	$ 4.343,35	$ 255.737,67
2	193	5776	$ 288.011,17	$ 34.658,38	$ 253.352,78	$ 2.964,23	$ 4.181,49	$ 246.207,07
3	185	5561	$ 277.277,82	$ 33.366,76	$ 243.911,05	$ 2.853,76	$ 4.025,66	$ 237.031,63
4	178	5354	$ 266.944,47	$ 32.123,28	$ 234.821,19	$ 2.747,41	$ 3.875,63	$ 228.198,15
5	172	5154	$ 256.996,21	$ 30.926,14	$ 226.070,07	$ 2.645,02	$ 3.731,20	$ 219.693,86
6	165	4962	$ 247.418,70	$ 29.773,61	$ 217.645,09	$ 2.546,45	$ 3.592,15	$ 211.506,50
7	159	4777	$ 238.198,12	$ 28.664,03	$ 209.534,08	$ 2.451,55	$ 3.458,28	$ 203.624,26
8	153	4599	$ 229.321,16	$ 27.595,81	$ 201.725,35	$ 2.360,19	$ 3.329,40	$ 196.035,76
9	148	4428	$ 220.775,01	$ 26.567,39	$ 194.207,62	$ 2.272,23	$ 3.205,32	$ 188.730,07
10	142	4263	$ 212.547,36	$ 25.577,30	$ 186.970,06	$ 2.187,55	$ 3.085,87	$ 181.696,64
11	137	4104	$ 204.626,33	$ 24.624,11	$ 180.002,22	$ 2.106,03	$ 2.970,87	$ 174.925,33
12	132	3951	$ 197.000,50	$ 23.706,44	$ 173.294,06	$ 2.027,54	$ 2.860,15	$ 168.406,37
TOTAL	1964	58931	$ 2.938.276,83	$ 953.583,25	$ 2.584.693,58	$ 30.240,91	$ 42.659,36	$ 1.911.793,31

VAN	$ 886.721,18
TIR (%)	38,347%
RCB	2,710506474
PRI (Días)	77

FRAGA-41								
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	Pozo en intervención	0	$ 0,00	$ 600.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 600.000,00
1	1100	33000	$ 1.645.380,00	$ 198.000,00	$ 1.447.380,00	$ 16.934,35	$ 23.888,44	$ 1.406.557,21
2	1059	31770	$ 1.584.061,41	$ 190.621,11	$ 1.393.440,30	$ 16.303,25	$ 22.998,19	$ 1.354.138,86
3	1020	30586	$ 1.525.027,98	$ 183.517,21	$ 1.341.510,78	$ 15.695,68	$ 22.141,11	$ 1.303.673,99
4	982	29446	$ 1.468.194,57	$ 176.678,05	$ 1.291.516,52	$ 15.110,74	$ 21.315,98	$ 1.255.089,80
5	945	28349	$ 1.413.479,17	$ 170.093,76	$ 1.243.385,40	$ 14.547,61	$ 20.521,59	$ 1.208.316,20
6	910	27292	$ 1.360.802,85	$ 163.754,86	$ 1.197.048,00	$ 14.005,46	$ 19.756,81	$ 1.163.285,73
7	876	26275	$ 1.310.089,64	$ 157.652,18	$ 1.152.437,45	$ 13.483,52	$ 19.020,53	$ 1.119.933,40
8	843	25296	$ 1.261.266,35	$ 151.776,94	$ 1.109.489,42	$ 12.981,03	$ 18.311,69	$ 1.078.196,70
9	812	24353	$ 1.214.262,58	$ 146.120,65	$ 1.068.141,93	$ 12.497,26	$ 17.629,27	$ 1.038.015,40
10	782	23446	$ 1.169.010,49	$ 140.675,15	$ 1.028.335,34	$ 12.031,52	$ 16.972,27	$ 999.331,55
11	752	22572	$ 1.125.444,83	$ 135.432,59	$ 990.012,24	$ 11.583,14	$ 16.339,77	$ 962.089,33
12	724	21731	$ 1.083.502,73	$ 130.385,41	$ 953.117,32	$ 11.151,47	$ 15.730,83	$ 926.235,02
TOTAL	10804	324118	$ 16.160.522,59	$ 2.544.707,89	$ 14.215.814,70	$ 166.325,03	$ 234.626,48	$ 13.214.863,19

VAN	$ 7.576.966,47
TIR (%)	230,6994%
RCB	5,586422998
PRI (Días)	14

FRAGA-42								
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	Pozo en intervención	0	$ 0,00	$ 600.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 600.000,00
1	1000	30000	$ 1.495.800,00	$ 180.000,00	$ 1.315.800,00	$ 15.394,86	$ 21.716,77	$ 1.278.688,37
2	963	28882	$ 1.440.055,83	$ 173.291,92	$ 1.266.763,91	$ 14.821,14	$ 20.907,44	$ 1.231.035,33
3	927	27806	$ 1.386.389,08	$ 166.833,82	$ 1.219.555,25	$ 14.268,80	$ 20.128,28	$ 1.185.158,17
4	892	26769	$ 1.334.722,33	$ 160.616,41	$ 1.174.105,93	$ 13.737,04	$ 19.378,16	$ 1.140.990,73
5	859	25772	$ 1.284.981,06	$ 154.630,69	$ 1.130.350,37	$ 13.225,10	$ 18.655,99	$ 1.098.469,28
6	827	24811	$ 1.237.093,50	$ 148.868,05	$ 1.088.225,45	$ 12.732,24	$ 17.960,74	$ 1.057.532,48
7	796	23887	$ 1.190.990,58	$ 143.320,17	$ 1.047.670,41	$ 12.257,74	$ 17.291,39	$ 1.018.121,28
8	767	22997	$ 1.146.605,78	$ 137.979,03	$ 1.008.626,74	$ 11.800,93	$ 16.646,99	$ 980.178,82
9	738	22139	$ 1.103.875,07	$ 132.836,95	$ 971.038,12	$ 11.361,15	$ 16.026,61	$ 943.650,37
10	710	21314	$ 1.062.736,81	$ 127.886,50	$ 934.850,31	$ 10.937,75	$ 15.429,34	$ 908.483,22
11	684	20520	$ 1.023.131,66	$ 123.120,54	$ 900.011,12	$ 10.530,13	$ 14.854,33	$ 874.626,66
12	659	19755	$ 985.002,48	$ 118.532,19	$ 866.470,29	$ 10.137,70	$ 14.300,75	$ 842.031,83
TOTAL	9822	294653	$ 14.691.384,17	$ 2.367.916,27	$ 12.923.467,91	$ 151.204,57	$ 213.296,80	$ 11.958.966,53

VAN	$ 6.833.605,89
TIR (%)	209,3878%
RCB	5,457738557
PRI (Días)	15

FRAGA-46								
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	Pozo en intervención	0	$ 0,00	$ 600.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 600.000,00
1	900	27000	$ 1.346.220,00	$ 162.000,00	$ 1.184.220,00	$ 13.855,37	$ 19.545,09	$ 1.150.819,54
2	866	25994	$ 1.296.050,24	$ 155.962,72	$ 1.140.087,52	$ 13.339,02	$ 18.816,70	$ 1.107.931,79
3	834	25025	$ 1.247.750,17	$ 150.150,44	$ 1.097.599,73	$ 12.841,92	$ 18.115,46	$ 1.066.642,36
4	803	24092	$ 1.201.250,10	$ 144.554,77	$ 1.056.695,33	$ 12.363,34	$ 17.440,34	$ 1.026.891,65
5	773	23195	$ 1.156.482,96	$ 139.167,62	$ 1.017.315,33	$ 11.902,59	$ 16.790,39	$ 988.622,35
6	744	22330	$ 1.113.384,15	$ 133.981,25	$ 979.402,91	$ 11.459,01	$ 16.164,66	$ 951.779,23
7	717	21498	$ 1.071.891,52	$ 128.988,15	$ 942.903,37	$ 11.031,97	$ 15.562,25	$ 916.309,15
8	690	20697	$ 1.031.945,20	$ 124.181,13	$ 907.764,07	$ 10.620,84	$ 14.982,29	$ 882.160,94
9	664	19926	$ 993.487,56	$ 119.553,26	$ 873.934,31	$ 10.225,03	$ 14.423,94	$ 849.285,33
10	639	19183	$ 956.463,13	$ 115.097,85	$ 841.365,28	$ 9.843,97	$ 13.886,41	$ 817.634,90
11	616	18468	$ 920.818,49	$ 110.808,48	$ 810.010,01	$ 9.477,12	$ 13.368,90	$ 787.163,99
12	593	17780	$ 886.502,23	$ 106.678,97	$ 779.823,26	$ 9.123,93	$ 12.870,68	$ 757.828,65
TOTAL	8840	265187	$ 13.222.245,76	$ 2.191.124,64	$ 11.631.121,12	$ 136.084,12	$ 191.967,12	$ 10.703.069,88

VAN	$ 6.090.245,30
TIR (%)	188,0762%
RCB	5,308288221
PRI (Días)	17

FRAGA-47								
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	Pozo en intervención	0	$ 0,00	$ 600.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 600.000,00
1	800	24000	$ 1.196.640,00	$ 144.000,00	$ 1.052.640,00	$ 12.315,89	$ 17.373,41	$ 1.022.950,70
2	770	23106	$ 1.152.044,66	$ 138.633,53	$ 1.013.411,13	$ 11.856,91	$ 16.725,96	$ 984.828,26
3	741	22245	$ 1.109.111,26	$ 133.467,06	$ 975.644,20	$ 11.415,04	$ 16.102,63	$ 948.126,54
4	714	21416	$ 1.067.777,87	$ 128.493,12	$ 939.284,74	$ 10.989,63	$ 15.502,53	$ 912.792,58
5	687	20617	$ 1.027.984,85	$ 123.704,55	$ 904.280,29	$ 10.580,08	$ 14.924,79	$ 878.775,42
6	662	19849	$ 989.674,80	$ 119.094,44	$ 870.580,36	$ 10.185,79	$ 14.368,59	$ 846.025,98
7	637	19109	$ 952.792,46	$ 114.656,13	$ 838.136,33	$ 9.806,20	$ 13.833,11	$ 814.497,02
8	613	18397	$ 917.284,62	$ 110.383,23	$ 806.901,39	$ 9.440,75	$ 13.317,59	$ 784.143,05
9	590	17712	$ 883.100,05	$ 106.269,56	$ 776.830,49	$ 9.088,92	$ 12.821,28	$ 754.920,29
10	568	17052	$ 850.189,45	$ 102.309,20	$ 747.880,25	$ 8.750,20	$ 12.343,47	$ 726.786,58
11	547	16416	$ 818.505,33	$ 98.496,43	$ 720.008,90	$ 8.424,10	$ 11.883,47	$ 699.701,33
12	527	15804	$ 788.001,98	$ 94.825,75	$ 693.176,23	$ 8.110,16	$ 11.440,60	$ 673.625,47
TOTAL	7857	235722	$ 11.753.107,34	$ 2.014.333,01	$ 10.338.774,32	$ 120.963,66	$ 170.637,44	$ 9.447.173,23

VAN	$ 5.346.884,71
TIR (%)	166,764%
RCB	5,13260432
PRI (Días)	19

FRAGA-48								
PERIODO MESES	Qo Post Reacondicionamiento (BPPD)	VOLUMEN MENSUAL (Bls)	INGRESOS (USD)	EGRESOS (USD)	INGRESO GRAVABLE (USD)	% DE UTILIDADES (USD)	% IMPUESTO A LA RENTA (USD)	FLUJO DE CAJA (USD)
0	Pozo en intervención	0	$ 0,00	$ 500.000,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	-$ 500.000,00
1	800	24000	$ 1.196.640,00	$ 144.000,00	$ 1.052.640,00	$ 12.315,89	$ 17.373,41	$ 1.022.950,70
2	770	23106	$ 1.152.044,66	$ 138.633,53	$ 1.013.411,13	$ 11.856,91	$ 16.725,96	$ 984.828,26
3	741	22245	$ 1.109.111,26	$ 133.467,06	$ 975.644,20	$ 11.415,04	$ 16.102,63	$ 948.126,54
4	714	21416	$ 1.067.777,87	$ 128.493,12	$ 939.284,74	$ 10.989,63	$ 15.502,53	$ 912.792,58
5	687	20617	$ 1.027.984,85	$ 123.704,55	$ 904.280,29	$ 10.580,08	$ 14.924,79	$ 878.775,42
6	662	19849	$ 989.674,80	$ 119.094,44	$ 870.580,36	$ 10.185,79	$ 14.368,59	$ 846.025,98
7	637	19109	$ 952.792,46	$ 114.656,13	$ 838.136,33	$ 9.806,20	$ 13.833,11	$ 814.497,02
8	613	18397	$ 917.284,62	$ 110.383,23	$ 806.901,39	$ 9.440,75	$ 13.317,59	$ 784.143,05
9	590	17712	$ 883.100,05	$ 106.269,56	$ 776.830,49	$ 9.088,92	$ 12.821,28	$ 754.920,29
10	568	17052	$ 850.189,45	$ 102.309,20	$ 747.880,25	$ 8.750,20	$ 12.343,47	$ 726.786,58
11	547	16416	$ 818.505,33	$ 98.496,43	$ 720.008,90	$ 8.424,10	$ 11.883,47	$ 699.701,33
12	527	15804	$ 788.001,98	$ 94.825,75	$ 693.176,23	$ 8.110,16	$ 11.440,60	$ 673.625,47
TOTAL	7857	235722	$ 11.753.107,34	$ 1.914.333,01	$ 10.338.774,32	$ 120.963,66	$ 170.637,44	$ 9.547.173,23

VAN	$ 5.446.884,71
TIR (%)	200,863%
RCB	5,400718817
PRI (Días)	16