

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA EN LA APLICACIÓN DE
LOS DISPOSITIVOS CONTROLADORES DE FLUJO (ICD), EN EL
COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES.
CASO DE ESTUDIO CAMPO RUBIALES**

PLAN DE DESARROLLO DE LA MONOGRAFÍA

MAX BRADLEY GÓMEZ GUALDRÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA EN LA APLICACIÓN DE
LOS DISPOSITIVOS CONTROLADORES DE FLUJO (ICD), EN EL
COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES.
CASO DE ESTUDIO CAMPO RUBIALES**

**Proyecto de grado para optar el título de:
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

MAX BRADLEY GÓMEZ GUALDRÓN

**Director
ING. ALBERTO FLÓREZ ANAYA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	19
1. OBJETIVOS.....	19
1.1 OBJETIVO GENERAL	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
2. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES.....	21
2.1 RESEÑA HISTÓRICA.....	21
2.2 UBICACIÓN	21
2.3 CARACTERÍSTICAS DE LA GEOLOGÍA	22
2.4 PROPIEDADES ROCA Y FLUIDO	24
2.5 RESERVAS DEL CAMPO	26
2.5.1 Petróleo Original:	26
2.5.2 Área Del Campo	26
2.5.3 Reservas.....	26
2.5.3.1 Reservas probadas.....	26
2.5.3.2 Reservas no probadas probables (rnppr):.....	27
2.5.3.3 Reservas no probadas posibles (rnpp):	28
2.6 PRODUCCIÓN DEL CAMPO RUBIALES.....	28
2.7 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO RUBIALES	29
2.8 FACILIDADES DE INYECCIÓN DEL CAMPO RUBIALES.....	31
2.9 ANÁLISIS DE AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO RUBIALES	32
3. GENERALIDADES DE LOS DISPOSITIVOS CONTROLADORES DE FLUJO (ICD).....	34
3.1 FUNCIONES DE LOS ICD.....	36

3.2	CARACTERÍSTICAS DE LOS ICD	36
3.3	DISPOSITIVO AUTÓNOMO DE CONTROL DE FLUJO (AICD)	42
3.4	PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO.....	43
3.5	EMPAQUES.....	45
3.5.1	Empaques Inflables	45
3.5.2	Empaques Hinchables	45
3.6	NETool™	46
3.7	IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA ICD A NIVEL MUNDIAL	47
3.7.1	Bloque 15 - Ecuador:	47
3.7.2	Campo Poleng - Indonesia.....	50
3.7.3	Campo Zuluf Off-shore – Arabia Saudita	54
4.	DISEÑO METODOLÓGICO – TIPO DE ESTUDIO	58
4.1	UNIVERSO Y MUESTRA	58
4.2	MÉTODOS Y TÉCNICAS	59
4.3	PROBLEMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO RUBIALES	59
4.4	PERFORACIÓN Y COMPETICIÓN DE POZOS PARA IMPLEMENTAR LA HERRAMIENTA ICD.....	63
4.4.1	Perforación Horizontal.....	63
4.4.1.1	Principios de la perforación Horizontal.....	63
4.4.1.2	Ventajas y desventajas de la Perforación Horizontal	65
4.4.2	Perforación mediante Geonavegación PeriScope	66
4.5	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE COMPLETAMIENTO	67
4.5.1	Recolección de datos.....	68
4.5.2	Procesamiento y análisis de datos.....	68

5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS.....	69
5.1 ANÁLISIS EN EL DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN FINAL CON ICD DE LOS POZOS SELECCIONADOS	69
5.2 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN FINAL CON ICD PARA EL POZO RB-544H	69
5.2.1 Antecedentes	69
5.2.2 Geonavegación Periscope del Pozo RB-544H	69
5.2.3 Ensamble de Navegación	69
5.2.4 Descripción de Eventos	69
5.3 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN FINAL CON ICD PARA EL POZO RB-475H	73
5.3.1 Antecedentes	73
5.3.2 Geonavegación Periscope del Pozo RB-475H..	74
5.3.3 Ensamble de Navegación	74
5.3.4 Descripción de Eventos	74
5.4 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN FINAL CON ICD PARA EL POZO RB-260H	77
5.4.1 Antecedentes	77
5.4.2 Geonavegación Periscope del Pozo RB-260H.	78
5.4.3 Ensamble de Navegación.	78
5.4.4 Descripción de Eventos	79
5.4.5 Simulación y diseño de la completación (ICD) con NeTool™	81
5.5 DETALLES DE LA COMPLETACIÓN.....	89
5.6 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	94
5.6.1 Escenario 1	95

5.6.2 Escenario 2:	96
5.7 POZO RB-544H	96
5.7.1 Escenario 1	96
5.7.2 Escenario 2	98
5.8 POZO RB-475H	99
5.8.1 Escenario 1	99
5.8.2 Escenario 2	101
5.9 POZO RB-260H	103
5.9.1 Escenario 1:	103
5.9.2 Escenario 2:	105
6. COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ENTRE EL DISPOSITIVO PASIVO DE CONTROL DE FLUJO (ICD) Y SAS	108
6.1 RB-544H	108
6.2 RB-475H	112
6.3 RB-260H	117
7. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO	122
7.1 INGRESOS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	123
7.1.1 RB-544H	124
7.1.2 RB-475H	124
7.1.3 RB-260H	125
7.2 COSTOS.....	125
7.3 UTILIDADES.....	126
7.4 INVERSIONES	126
8. METODOLOGÍA DEL CÁLCULO	129

8.1 FLUJO NETO DE CAJA.....	129
8.1.1 Valor Presente Neto (VPN).....	129
8.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR).....	130
8.1.3 Tiempo de Recuperación de la Inversión.....	131
8.1.4 Relación Costo – Beneficio (RCB).....	131
8.1.5 Resultados del análisis económico.....	132
CONCLUSIONES	134
RECOMENDACIONES.....	137
BIBLIOGRAFÍA.....	140
ANEXO	144

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Factores del Yacimiento y de los fluidos	25
Cuadro 2. Propiedades del Crudo, Campo Rubiales	29
Cuadro 3. Resumen de las propiedades fisicoquímicas del agua, Campo Rubiales	33
Cuadro 4. Resultados obtenidos. Campo Poleng - Indonesia	54
Cuadro 5. Información básica obtenida de NeTool™	82
Cuadro 6. Tally de completamiento final de la sección horizontal del pozo RB-544H	89
Cuadro 7. Tally de completamiento final de la sección horizontal del pozo RB-475H	90
Cuadro 8. Tally de completamiento final de la sección horizontal del pozo RB-260H	92
Cuadro 9. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-544H con completamiento convencional.....	96
Cuadro 10. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-544H con completamiento ICD y SwellPackers.	98
Cuadro 11. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-475H con completamiento convencional.....	100
Cuadro 12. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-475H con completamiento ICD y SwellPackers.	101
Cuadro 13. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-260H con completamiento convencional.....	103
Cuadro 14. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-260H con completamiento ICD y SwellPackers.	105
Cuadro 15. Información suministrada por la compañía para la evaluación financiera del proyecto.....	123
Cuadro 16. Producción anual del pozo RB-544H completado convencionalmente (SAS).	124

Cuadro 17. Producción anual del pozo RB-544H completado con ICD.	124
Cuadro 18. Producción anual del pozo RB-475H completado convencionalmente (SAS).	124
Cuadro 19. Producción anual del pozo RB-475H completado con ICD.	125
Cuadro 20. Producción anual del pozo RB-260H completado convencionalmente (SAS).	125
Cuadro 21. Producción anual del pozo RB-260H completado con ICD.	125
Cuadro 22. Cuadro de costos ofertados para el completamiento con ICD de un pozo horizontal.	127
Cuadro 23. Inversión del pozo piloto completado convencionalmente sin ICD (SAS).	128
Cuadro 24. Inversión del pozo piloto completado con ICD.	128
Cuadro 25. Resultado del análisis económico del pozo RB-544H.	132
Cuadro 26. Resultado del análisis económico del pozo RB-475H.	132
Cuadro 27. Resultado del análisis económico del pozo RB-260H.	132

LISTA DE GRÁFICOS

Grafica 1. Histórico de Presión del Campo Rubiales	25
Grafica 2. Historial de Producción del Campo Rubiales	29
Grafica 3. Comportamiento de la viscosidad respecto a la caída de presión a través de las boquillas.	41
Grafica 4. Perfil de flujo uniforme y no uniforme	55
Grafica 5. Balance de flujo con y sin completamiento Equalizer ICD.....	56
Grafica 6. Inversión de Periscope 3.970 pies Pozo RB-544H.....	71
Grafica 7. Inversión de Periscope 4.489 pies Pozo RB-544H.....	72
Grafica 8. Inversión de Periscope 5.250 pies Pozo RB-544H.....	73
Grafica 9. Inversión de Periscope 3.681 pies Pozo RB-475H.....	75
Grafica 10. Inversión de Periscope 4.234 pies Pozo RB-475H.....	76
Grafica 11. Inversión de Periscope 4.630 pies Pozo RB-475H.....	77
Grafica 12. Inversión de Periscope 4.118 pies Pozo RB-260H.....	80
Grafica 13. Inversión de Periscope 4.630 pies Pozo RB-260H.....	81
Grafica 14. Determinación de zonas productoras de petróleo.	84
Grafica 15. Perfil de producción estimado para el pozo RB-544H completado convencionalmente.....	108
Grafica 16. Perfil de producción estimado para el pozo RB-544H completado con ICD.....	109
Grafica 17. Producción de petróleo para el pozo RB-544H.	109
Grafica 18. Perfil de BSW para el pozo RB-544H.....	110
Grafica 19. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-544H.....	111

Grafica 20. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-544H.....	112
Grafica 21. Perfil de producción estimado para el pozo RB-475H completado convencionalmente.....	113
Grafica 22. Perfil de producción estimado para el pozo RB-475H completado con ICD.	113
Grafica 23. Producción de petróleo para el pozo RB-475H.	114
Grafica 24. Perfil de BSW para el pozo RB-475H.....	115
Grafica 25. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-475H.....	116
Grafica 26. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-475H.....	117
Grafica 27. Perfil de producción estimado para el pozo RB-260H completado convencionalmente.....	117
Grafica 28. Perfil de producción estimado para el pozo RB-260H completado con ICD.	118
Grafica 29. Producción de petróleo para el pozo RB-260H.	118
Grafica 30. Perfil de BSW para el pozo RB-260H.....	119
Grafica 31. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-260H.....	120
Grafica 32. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-260H.....	121

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de Facilidades de Producción del Campo Rubiales.....	30
Figura 2. Esquema Facilidades de superficie del sistema de Inyección de Campo Rubiales.	32
Figura 3. Efecto Punta-Talón.	35
Figura 4. ICD Tipo Canal	37
Figura 6. ICD Tipo Orificio	42
Figura 7. AICD	43
Figura 8. Principio de la Tecnología ICD representado en una manguera de jardín con agujero grandes	44
Figura 9. Principio de la Tecnología ICD representado en una manguera de jardín con diminutos agujeros	44
Figura 10. Completamiento Pozos Horizontales ICD's - SwellPackers.....	46
Figura 11. Ubicación Bloque 15 - Ecuador	48
Figura 12. Ubicación Campo Poleng - Indonesia.....	50
Figura 13. Esquema del completamiento Fase 2. Campo Poleng - Indonesia	52
Figura 14. Especificaciones del diseño ICD a implementar. Campo Poleng - Indonesia	53
Figura 15. Reservorio Homogéneo con permeabilidad relativa constante sin ICD (Dispositivo pasivo Controlador de Flujo).....	60
Figura 16. Reservorio Homogéneo con permeabilidad relativa constante con ICD (Dispositivo pasivo Controlador de Flujo).....	61
Figura 17. Reservorio Heterogéneo con permeabilidad relativa variable sin ICD (Dispositivo pasivo Controlador de Flujo).....	62

Figura 18. Reservorio Heterogéneo con permeabilidad relativa variable con ICD (Dispositivo pasivo Controlador de Flujo).....	62
Figura 19. Pozo Horizontal	63
Figura 20. a) Radio de Drenaje de un pozo Vertical, b) Radio de Drenaje de un pozo Horizontal	64
Figura 21. Ensamble de la navegación Pozo RB-544H	69
Figura 22. Ensamble de la navegación Pozo RB-475H.....	73
Figura 24. Caída de presión a través de los tubos que lo componen el Equiflow ICD.	87

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Netool™	144
Anexo B. Correlaciones Estructural	152
Anexo C. Completamiento	154
Anexo D. Comportamiento de producción pozos pilotos respecto a pozos vecinos.....	156
Anexo E. Comportamiento De Producción Icd Vs. Completamiento Convencional	158

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA EN LA APLICACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS CONTROLADORES DE FLUJO (ICD), EN EL COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES.*

AUTORES

M. Gómez Gualdrón,**

Pacific Rubiales Energy, Pacific Rubiales Energy.

PALABRAS CLAVES:

Dispositivos Controladores Influjos ICD, Empaques hinchables, Pozos horizontales, NeTool™, Conificación, Campo Rubiales, Cuenca Llanos Orientales.,

DESCRIPCIÓN

La producción de agua está inevitablemente asociada a la producción de petróleo, y lo que se desea es retardar su producción desde el inicio y reducir su volumen tanto tiempo como sea posible.

Actualmente se tiene una gran cantidad de pozos cerrados debido que han llegado a su límite económico, principalmente por la alta producción de agua. La idea principal de este trabajo es reducir la producción de agua en los pozos nuevos implementando controladores de flujo, ICD, con el fin de optimizar la producción de petróleo.

En el año 2.012, se diseñó e implementó un piloto en la adaptación en el completamiento de nuevas tecnologías en los pozos horizontales, usando ICD, con el fin de mitigar el desequilibrio entre la producción de las unidades productoras completadas a través de los pozos horizontales, la cual es una de las posibles causas en la ruptura temprana de agua, causando el efecto de la conificación. Una vez que la conificación se produce, la movilidad del petróleo respecto al agua es severamente desfavorable, disminuyendo la producción como consecuencia de la contribución del flujo limitado desde la punta al talón. Por tal motivo, surge la necesidad de herramientas que permitan a partir de la experiencia del piloto, elaborar el análisis técnico económico de los resultados obtenidos, y hasta cierto punto, tomar en consideración la implementación de los ICD en pozos prospectos.

* Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Tutores:, Alberto Flórez Anaya

ABSTRACT

TITLE: PASSIVE INFLOW CONTROL DEVICES (ICDS) APPLICATION IN HORIZONTAL WELLS COMPLETIONS IN RUBIALES AREA, HEAVY OIL RESERVOIR.*

AUTHORS

M. Gómez Gualdrón,**

Pacific Rubiales Energy, Pacific Rubiales Energy.

KEYWORDS:

Inflow Control Devices ICD, Swell Packers, Horizontal Well, NeTool™ • Coning, Rubiales Field, Llanos Orientales Basin.

DESCRIPTION

Water production is inevitably associated with oil production, and what you want is to slow its production from the start and reduce its volume as long as possible.

Currently there are a lot of closed wells because they have reached their economic limit, mainly due to high water production. The principal idea of this work is reduce the water production in new wells implementing Inflow Control Devices, ICD, in order to optimize oil production.

In 2012, was designed and implemented a pilot adaptation in the completion of new technology in horizontal wells, using ICD in order to mitigate the imbalance between the productions of the producing units completed through the horizontal wells, which is a possible cause early breakdown in water, causing the effect of the coning. Once coning occurs, the mobility of the oil to water is severely unfavorable, decreasing production due to the limited flow contribution from toe to heel. Therefore , the need for tools that allow from the pilot experience, develop the technical and economic analysis of the results, and to some extent , taking into account the implementation of ICD wells in prospects .

* Degree Thesis

** Physic-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Tutors:, Alberto Flórez Anaya

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de Monografía es un aporte técnico y práctico para PACIFIC RUBIALES ENERGY METAPETROLEUM Corp., ya que la alta tasa de producción de agua desde el inicio de operación de los pozos horizontales, es el principal problema a controlar en el Campo Rubiales, debido al alto costo de tratamiento del agua producida y otros factores.

La producción de agua está inevitablemente asociada a la producción de petróleo, y lo que se desea es retardar su producción desde el inicio y reducir su volumen tanto tiempo como sea posible.

Actualmente se tiene una gran cantidad de pozos cerrados debido que han llegado a su límite económico, principalmente por la alta producción de agua. La idea principal de este trabajo es reducir la producción de agua en los pozos nuevos implementando controladores de flujo, ICD, con el fin de optimizar la producción de petróleo.

En el año 2.012, se diseñó e implementó un piloto en la adaptación en el completamiento de nuevas tecnologías en los pozos horizontales, usando ICD, con el fin de mitigar el desequilibrio entre la producción de las unidades productoras completadas a través de los pozos horizontales, la cual es una de las posibles causas en la ruptura temprana de agua, causando el efecto de la conificación. Una vez que la conificación se produce, la movilidad del petróleo respecto al agua es severamente desfavorable, disminuyendo la producción como consecuencia de la contribución del flujo limitado desde la punta al talón. Por tal motivo, surge la necesidad de herramientas que permitan a partir de la experiencia del piloto, elaborar el análisis técnico económico de los resultados obtenidos, y hasta cierto punto, tomar en consideración la implementación de los ICD en pozos prospectos.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio de factibilidad técnico económico de la implementación de los dispositivos controladores de flujo ICD para aumentar la recuperación de petróleo y disminuir la producción de agua en Caso estudio. Campo Rubiales.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las Generalidades del Campo Rubiales.
- Realizar una revisión bibliográfica de los dispositivos controladores de flujo, su principio de funcionamiento y utilidad en la industria.
- Recopilar la data histórica de producción de pozos horizontales con completamiento convencional adyacentes a los tres pozos piloto en los cuales se les implementó el sistema ICD en el Campo Rubiales.
- Realizar un seguimiento de los pozos completados con el Dispositivo de Control de Flujo (ICD).
- Evaluar la experiencia de los ICD, en un piloto del Campo Rubiales.
- Elaborar el análisis económico de los resultados obtenidos en la experiencia del piloto.
- Analizar económicamente los pozos donde se ha realizado el completamiento con la herramienta ICD.
- Analizar la viabilidad Técnico Económica en la implementación de los ICD en pozos prospectos.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES

2.1 RESEÑA HISTÓRICA

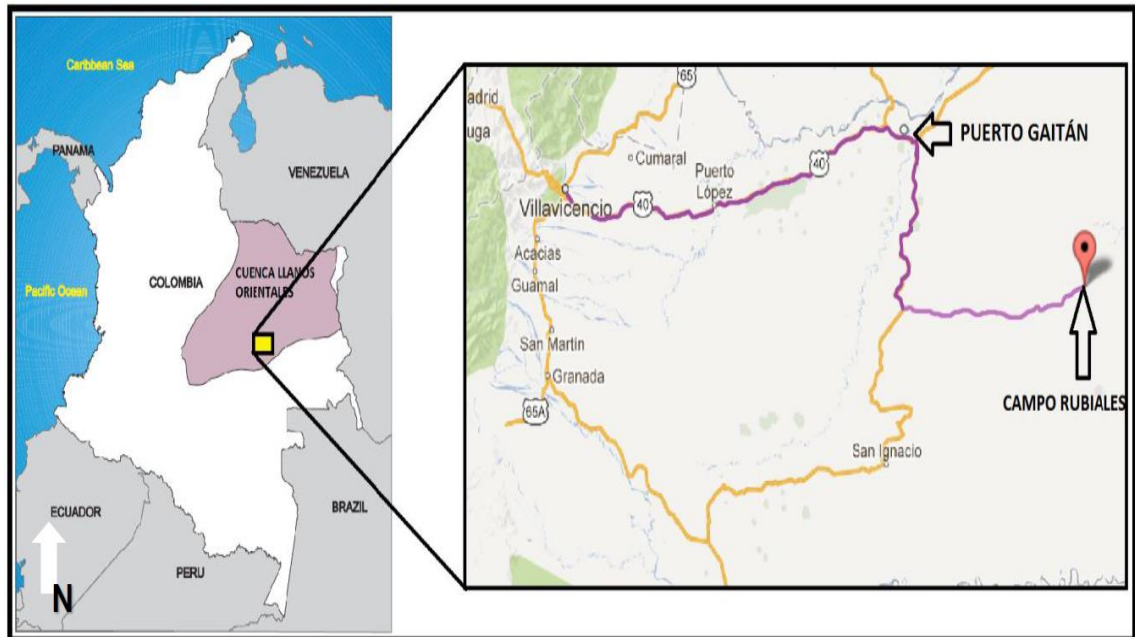
El campo Rubiales fue descubierto en el año 1980, aunque debido a los bajos precios del mercado de los crudos de baja gravedad API, no se consideró económicamente viable para las compañías operadoras de la época. En el 2002 entra en operación con la compañía Metapetroleum, con una visión diferente del mercado mundial y la fuerza que estaban tomando los crudos pesados. Comienza la producción con los pozos existentes y se perforan 6 pozos nuevos con éxito, finalizando este año con una producción de 944 BOPD. Campo Rubiales ha sido desarrollado esporádicamente debido a las condiciones del mercado mundial del petróleo pesado, junto a las condiciones geográficas (carreteras, puentes y las distancias desde las principales ciudades) y falta de facilidades, particularmente de oleoductos.

Hasta el 2.005, el campo se había desarrollado con pozos verticales con una producción de petróleo de 4.000 barriles por día (bopd), pero en el 2.006, se realizó el primer piloto de perforación de dos (2) pozos desviados y dos (2) pozos horizontales, para evaluar los beneficios de estos pozos en comparación con pozos verticales. Los pozos horizontales reportaban tasas de producción diaria que oscilan entre 5 y 7 veces superiores a la de los pozos verticales y pozos desviados. Además los pozos horizontales presentan entre 1,5 a 2 veces más tiempo de producción que los pozos verticales. En el 2.007, la perforación de los pozos horizontales en Campo Rubiales inicio como plan de desarrollo del campo. El arreglo consiste en perforar de 3 a 5 pozos horizontales y un pozo vertical, que además de producir petróleo, la función principal es ser pozo control, para de esta forma, reducir la incertidumbre geológica del área, siendo útil en la navegación de los pozos horizontales.

2.2 UBICACIÓN

Localizado en la cuenca de los Llanos Orientales en el municipio de Puerto Gaitán, departamento del Meta, Colombia; a 465 km de la ciudad de Bogotá y 167 km del casco urbano de Puerto Gaitán (ver Figura 1.)

Figura 1. Mapa Ubicación Campo Rubiales



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

2.3 CARACTERÍSTICAS DE LA GEOLOGÍA

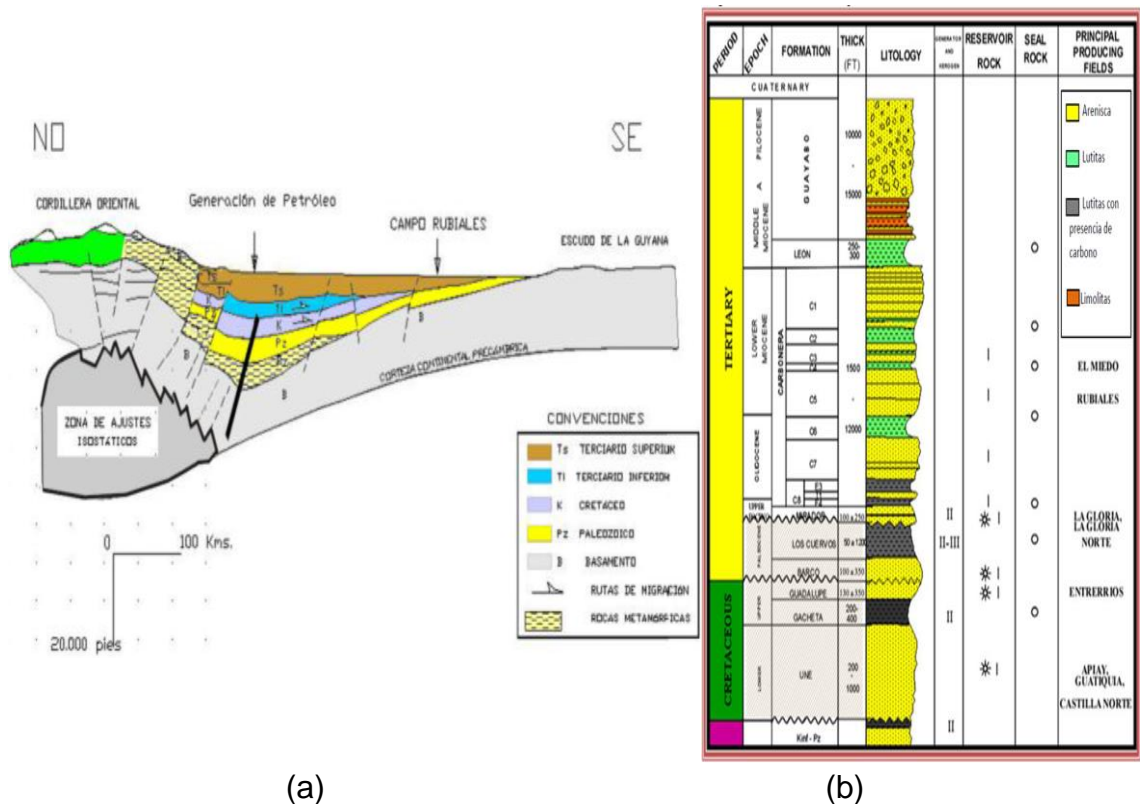
En el área del Campo Rubiales la secuencia estratigráfica está constituida por rocas que van desde el Precámbrico pasando por el Paleozoico Inferior, Terciario (Formaciones Carbonera, León Shale, Guayabo y Necesidad) separadas por discordancias regionales (ver Figura 2-a). El sistema de depositación fluvial, los cuales estarían caracterizados por ríos trenzados conformados principalmente de arenas con cuerpos de deposición laterales que son habitualmente interestratificadas con sedimentos finos de inundación. La estructura del Campo

Rubiales consiste un monoclin al con un descenso por debajo de 4° en la direcci3n N50 ° w.

La unidad de Areniscas Basales constituye el reservorio productor en el 1rea del Campo Rubiales (ver Figura 2-b). Esta unidad consta de cuarzo-arenitas y areniscas sub-arc3sicas, gris claras, de grano fino a grueso y friable, con porosidades que van desde 25 a 32 y permeabilidades entre 5 y 13 Darcys.

El espesor de la formaci3n varía entre 130 y 200 pies. El contacto inferior es discordante con el Paleozoico y gradualmente se mueve hacia el tope con la unidad de Arenas Intermedias de la Formaci3n Carbonera.

Figura 2. (a) Geol3gía Regional y (b) Patr3n Estratigr1fico Campo Rubiales

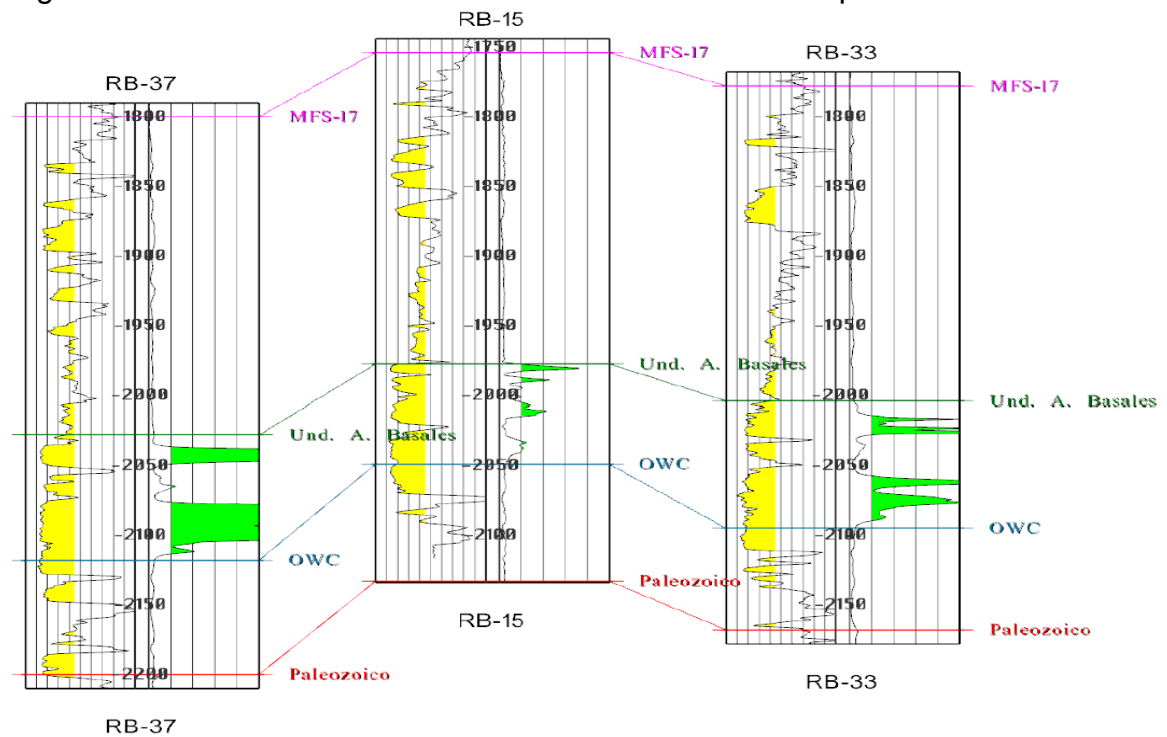


Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

2.4 PROPIEDADES ROCA Y FLUIDO

El Campo Rubiales ocupa un área aproximada de 56.000 hectáreas, el espesor de la arena neta petrolífera oscila entre 20-80 pies (ver Figura 3), además presenta una profundidad promedio de la Unidad Areniscas Basales de 2.700 pies TVD.

Figura 3. Correlación Unidad Areniscas Basales - del Campo Rubiales



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

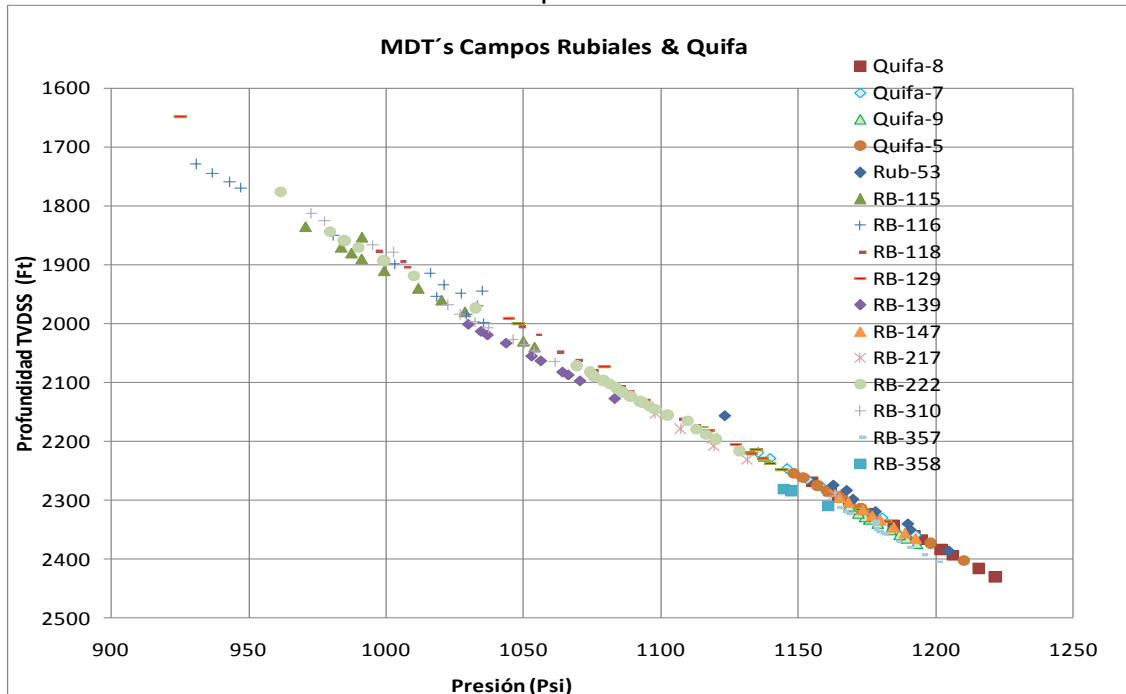
El mecanismo de empuje presente en Campo Rubiales, corresponde a un empuje hidráulico, debido a la presencia de un acuífero muy activo del tipo artesiano. Los factores del yacimiento y de los fluidos del Campo Rubiales (ver Cuadro 1), presenta una profundidad promedio de la Unidad Areniscas Basales de 2.700 pies TVD, el aceite presente en el yacimiento del campo, es de base parafinica y su gravedad API oscila alrededor de los 12.5°API, clasificándose de esta manera como un crudo pesado.

Cuadro 1. Factores del Yacimiento y de los fluidos

Parámetro	Propiedades de Roca y Fluido
Profundidad Promedio [U.A.B.]	2700 [Pies] TVD
Espesor Neto de Arena	140 - 280 [Pies]
Porosidad	18 - 30 [%]
Saturación de Agua	25- 58 [%]
Permeabilidad	3 - 20 [Darcies]
Salinidad de Agua Formación	300 - 1000 [ppm]
Temperatura de Yacimiento	145 [°F] @ 2700 [Pies]
Presión de burbuja @ Ty	80 [Psia]
Viscosidad @ Pb	731 [cP]
Compresibilidad del Fluido @ Ty	9.84e10-6 [Psi-1]
Presión del Yacimiento	1170 [Psig] @ 2700 [Pies]
Gravedad API	12.5 [API]
GOR	5 [SCF/STB]
F.V.F	1.012 [Bbl/STB]
Relación Agua Petróleo	4.2 bbls/bbls
%FR	16%

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Gráfica 1. Histórico de Presión del Campo Rubiales



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

De acuerdo al comportamiento de la presión, la cual medida a una profundidad promedio de la Unidad Areniscas Basales, es de 1.170 psi (ver Imagen 1) y a una temperatura de 145°F, la presión de burbuja estimada en laboratorio es de 80 psi, condiciones bajo las cuales la solubilidad del gas es de 5 SCF/STB, el factor volumétrico inicial fue de 1,013 BBL/STB y la viscosidad es 730,98 cP, en cuanto a la salinidad promedio del agua de formación es de 300-1.000 ppm de sólidos disueltos totales.

2.5 RESERVAS DEL CAMPO

Contener las reservas contenidas en el yacimiento, refleja un panorama de producción del campo, por lo que es importante conocer el área del campo, el petróleo original y las reservas certificadas del campo al año 2012, datos que se resumen a continuación:

2.5.1 Petróleo Original: Campo Rubiales tiene un petróleo estimado de 4.519 MSTB distribuidos así: Rubiales 3.554 MSTB; Pirirí 0.965 MSTB.

2.5.2 Área Del Campo: Campo Rubiales cuenta con un área estimada de 56.900 acres en el área de desarrollo.

2.5.3 Reservas: Volumen de petróleo que es posible extraer en condiciones rentables de un volumen determinado de roca. Las reservas del Campo Rubiales a diciembre de 2.013 se dividen en:

2.5.3.1 Reservas probadas (1p): Son todas aquellas reservas que pueden estimarse con un 90% de certeza mediante el análisis de datos de geo-ciencias e ingeniería, las cuales se encuentran dentro de los límites del yacimiento y pueden ser recuperadas comercialmente; son normalmente estimadas determinando el

espaciamiento existente entre pozos perforados, el espesor de hidrocarburo tomado del análisis de registro de pozos y datos de corazonamiento. Se clasifican en:

- **Reservas Probadas Desarrolladas (RPD):**

Son las reservas que se estiman a ser recuperadas de los pozos e instalaciones existentes; estas a su vez se sub-clasifican en Reservas Desarrolladas en Producción y Reservas Desarrolladas No en Producción.

- **Reservas Desarrolladas en Producción:**

Son las reservas que se espera sean recuperadas de los pozos que están en producción en el momento de la estimación. El Campo Rubiales cuenta con 304,09 MBbl de Reservas Desarrolladas de Producción.

- **Reservas Desarrolladas No en Producción:**

Estas reservas incluyen los volúmenes que puedan aportar los pozos que están cerrados en el momento de la estimación. El Campo Rubiales cuenta con 20.47 MBbl de Reservas Desarrolladas No en Producción.

- **Reservas Probadas No Desarrolladas (RPND):**

Son las reservas que se estiman a ser recuperadas mediante inversiones futuras. Estas reservas corresponden a un volumen estimado de 273,43 MBbl en Campo Rubiales.

2.5.3.2 Reservas no probadas probables (rnppr): Son aquellas Reservas adicionales a las Reservas Probadas donde los análisis de datos de geo-ciencia e ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas respecto a las Reservas Probadas (1P) pero más probables de recuperar que las Reservas Posibles (3P), es decir que tienen una probabilidad del 50% de ser recuperadas. Las Reservas 2P incluyen las reservas Probadas y Probables y se localizan en

áreas externas al área de las Reservas Probadas que presentan mayor certeza. Para el caso del Campo Rubiales las reservas 2P equivalen a 4477 MBbl.

2.5.3.3 Reservas no probadas posibles (rnpp): Son aquellas reservas adicionales en las cuales los análisis geológicos y de ingeniería existente, indican que existen pero que cuentan con una probabilidad del 10% de ser recuperadas; pueden ser estimadas mediante extrapolación geológica más allá de las áreas probadas y probables. Las Reservas 3P incluyen las Reservas Probadas + Reservas Probables + Reservas Posibles.

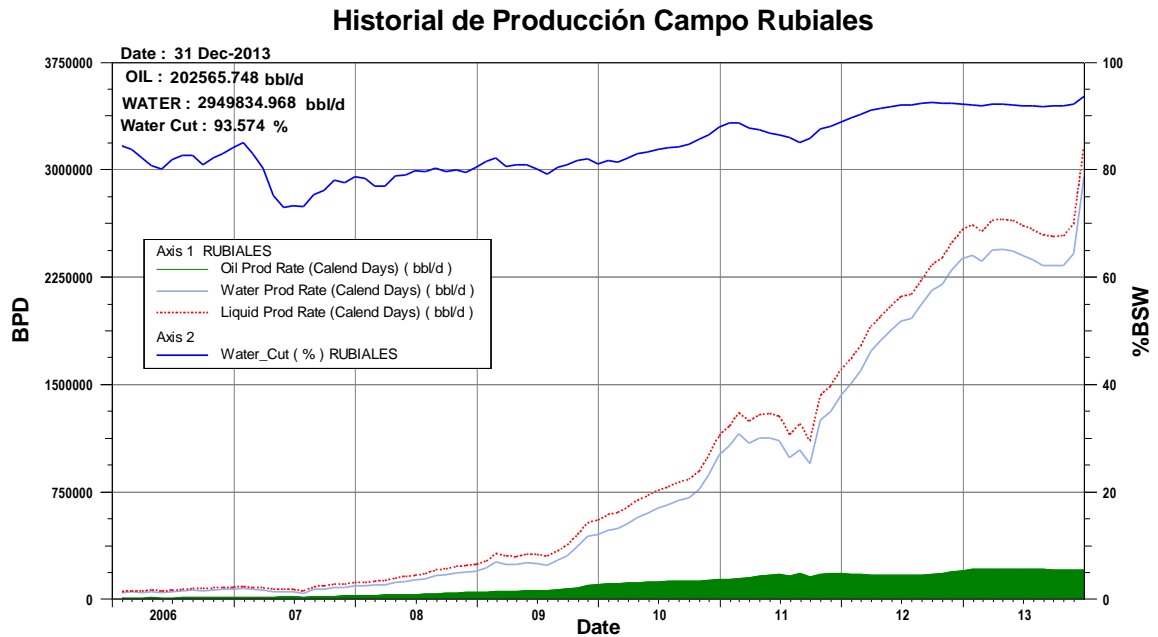
En el Campo Rubiales las reservas 3P son de 4519 MBbl considerando un volumen de Reservas Posibles de 42 MBbl. Muchos de los pozos que son perforados por la compañía META PETROLEUM - PACIFIC RUBIALES ENERGY en el Campo Rubiales están dentro de las categorías probables y posibles en zonas cercanas a la zona comercial o desarrollada. De los 4519 millones de barriles de reservas disponibles en el campo, el 97% son reservas probadas.

2.6 PRODUCCIÓN DEL CAMPO RUBIALES

A diciembre de 2013 existen 137 pozos verticales activos, los cuales reflejan una producción acumulada de petróleo de 43,7 MBbl y con una producción asociada de 22.7 KBOPD; este tipo de pozos producen con bombas de cavidades progresivas (PCP por sus siglas en inglés).

A la misma fecha, se tienen 383 pozos horizontales que producen a través de bombeo electro sumergible (ESP por sus siglas en inglés), los cuales, presentan una producción acumulada de petróleo de 264,1 MBbl y diaria de 179.9 KBOPD, datos que se pueden observar en la Figura 4 y Figura 5.

Grafica 2. Historial de Producción del Campo Rubiales



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

2.7 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO RUBIALES

Cuadro 2. Propiedades del Crudo, Campo Rubiales

Componente	% Molar	% Peso
C ₁ - C ₆	0,88	0,2
C ₇ -C ₁₀	1,54	0,47
C ₁₁ - C ₂₉	70,92	47,35
C ₃₀ - C ₃₆ +	26,66	51,98
Total	100	100
	p <gr/cc>	P.M <gr/mole>
Heptanos Más	0,9842	414,6
Undecanos Más	0,986	420,8
Eicosanos Más	1,0265	530,4
Triacontanos Más	1,1317	806,6
Hexatriacontanos más	1,2201	1060

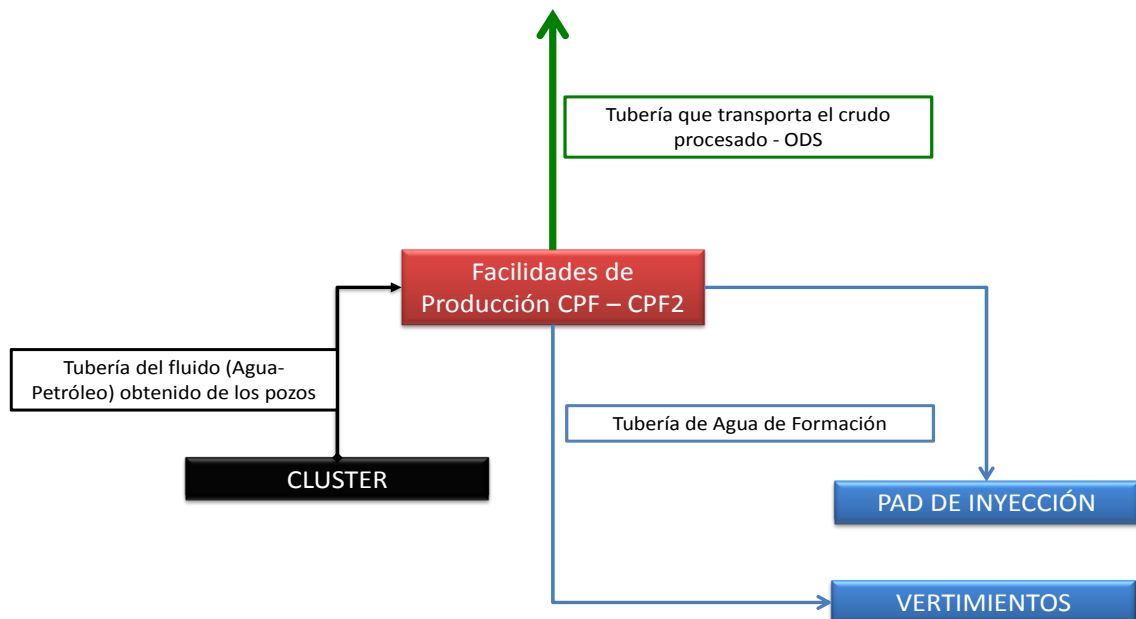
Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Dentro del Campo Rubiales existen dos Centro de Facilidades de Producción (CPF) de crudo: CPF-1 y CPF-2, y existen doscientos noventa y nueve clúster que se encuentran en explotación, en los cuales el gasto de producción de un barril de petróleo actual es de 4,29 USD.

A continuación en la Cuadro 2 se presentan las especificaciones y características del crudo que se producen en el Campo Rubiales.

Para determinar la presencia de trampas estructurales dentro del bloque que podrían contener hidrocarburos, PRE utiliza la técnica de prospección sísmica. Se emplea la tecnología de perforación de pozos en racimo (vertical, horizontal y direccional), lo que significa una reducción notable en el número de plataformas y espacios de deforestación requeridos para el mismo número de pozos, si utilizáramos las técnicas convencionales.

Figura 1. Esquema de Facilidades de Producción del Campo Rubiales.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

El fluido obtenido (petróleo y agua) se direcciona a las instalaciones de cada CPF en donde por medio de un sistema múltiple (manifold) se integra la producción de todos los pozos (troncales y/o líneas de producción) y, luego de acuerdo a la ubicación de la plataforma de producción (CLUSTER) es dirigido hacia los Centro de Facilidades de Producción (CPF), al CPF-1 y/o CPF-2, en donde se procede a la separación de las fases (agua y petróleo), almacenamiento de crudo, utilización del crudo asociado para generación de energía e inyección del agua de formación.

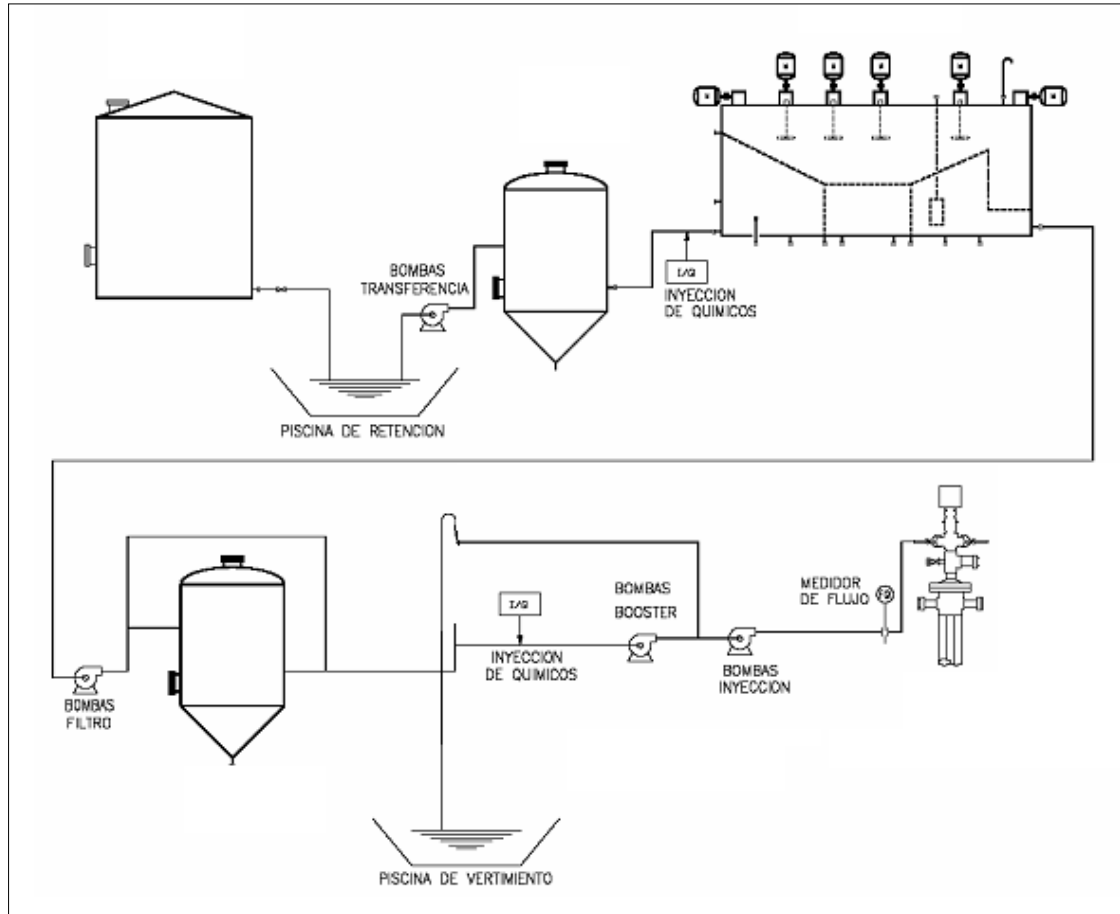
2.8 FACILIDADES DE INYECCIÓN DEL CAMPO RUBIALES

El proceso que siguen los 2.7 MBWPD hasta su inyección final puede ser descrito como:

El agua producida en Campo Rubiales una vez llega a superficie se encuentra con los surge tanks, los cuales funcionan como un FWKO (Free Water Knock Out) y separa el agua libre; en esta Unidad se aplica un rompedor directo para tratar la emulsión agua/aceite, de acá sale el aceite en un 20% de BSW y el agua con 10000 ppm de grasa y aceite. Por medio de una bomba de transferencia llega ahora el agua al Skim Vesel o Skim Tank (desnatador), a la entrada de este equipo se aplica un rompedor inverso; de este equipo el agua sale con unos 100 a 1200 Ppm de grasa y aceite. De nuevo en la línea de flujo se le aplica un rompedor inverso y entra a la Unidad IAF donde se airea el agua y se intenta remover los sólidos suspendidos y grasas emulsificadas; el agua sale con valores de 50 a 60 Ppm de grasa y aceite. Seguidamente el agua pasa a los filtros, los cuales pueden ser de dos tipos, de cascarilla de palma africana o de cascarilla de nuez (39 presentes en el campo). Una vez se ha filtrado el agua tiene dos opciones de rumbo, ir a las piscinas de agua de vertimiento o a la línea de agua de inyección donde se realiza una última aplicación de químicos, sulfito de sodio (Na_2SO_3) que controla el oxígeno disuelto

y biocidas, que controla las bacterias. Seguidamente pasa al pozo para ser inyectada (ver Figura 12).

Figura 2. Esquema Facilidades de superficie del sistema de Inyección de Campo Rubiales.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

2.9 ANÁLISIS DE AGUA DE FORMACIÓN DEL CAMPO RUBIALES

En la Cuadro 6 se muestran los resultados del análisis fisicoquímico al que se sometió el agua de producción en el campo. Se puede apreciar que el agua es de tipo bicarbonato sódica acompañada de altos valores potasio y cloruros; 1,4 mg/l de sólidos disueltos totales. Un pH de 7,55, resistividad de 6,81 Ohmio-metros a 77°F,

una gravedad específica de 1,0015 y una salinidad de 819 mg/l. Cuenta con índices de estabilidad negativos que indican que el agua no está saturada con carbonato cálcico, y tiene la tendencia a eliminar las láminas de éste presente en las tuberías que protegen los equipos.

Cuadro 3. Resumen de las propiedades fisicoquímicas del agua, Campo Rubiales

		(mg/l)	Peso Molec.	Valencia	Meq/l
Cationes	Bario	<0.005	137,34	2,0	0,00
	Calcio	13	40,08	2,0	0,65
	Hierro disuelto	<0.01	55,85	2,0	0,00
	Magnesio	3,5	24,31	2,0	0,29
	Potasio	52	39,10	1,0	1,33
	Sodio	405	22,99	1,0	17,62
Aniones	Bicarbonato	740	61,02	1,0	12,15
	Bromuro	<1.0	79,90	1,0	0,00
	Carbonato	0.0	60,01	2,0	0,00
	Cloruro	195	35,45	1,0	5,44
	Yoduro	<2.0	126,90	1,0	0,00
	Sulfato	<1.0	96,06	2,0	0,00
	Sulfito	0.0	32,06	2,0	0,00
	Nitrato	-	-	-	-
Cationes total Meq		20			
Aniones totales Meq		18			
Sólidos disueltos totales (mg/l)		1.409			
Sólidos disueltos totales (ppm)		1.408			
Balance Iónico		0,061			
pH		7,55			
Resistividad @77°F (Ohm-m)		6,81			
Conductividad microSiemens/cm		1468			
Gravedad específica @ 60°F		1,0015			
Indice de langelier @ 100°F		-2,51			
Indice de langelier @ 200°F		-0,72			
SALINIDAD (mg/l)		819			

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

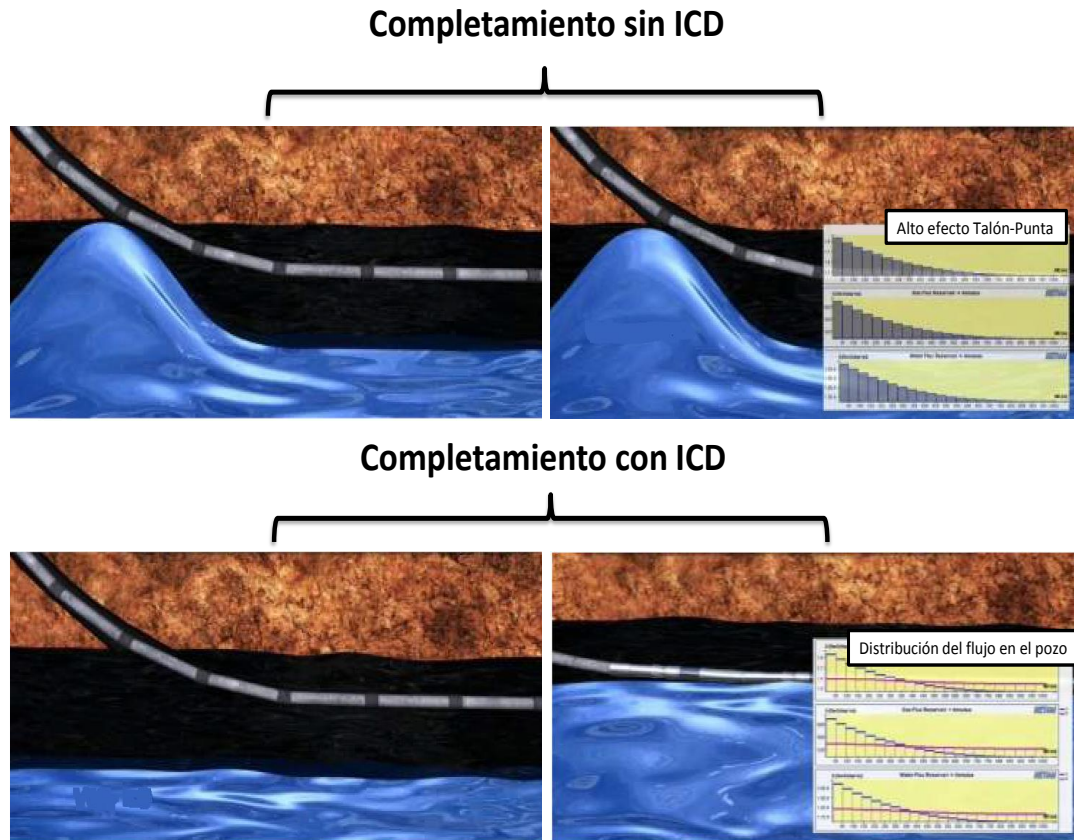
3. GENERALIDADES DE LOS DISPOSITIVOS CONTROLADORES DE FLUJO (ICD)

Durante la última década la tecnología de los Dispositivos Controladores de Flujo (ICD por sus siglas en inglés), se han utilizado como herramientas de completamiento que funcionan como dispositivos para restringir y balancear el flujo, generando una caída de presión adicional en la cara de la formación. Son utilizados para controlar la irrupción temprana de agua en pozos horizontales en donde el yacimiento presenta variaciones de permeabilidad; adicionalmente, estos dispositivos proporcionan otros beneficios, tales como, control eficiente en la producción de arena, ya que dichos ICD están acompañados de mallas para el control de sólidos y al emplearlos con empaques hinchables, restringen el flujo en las zonas de alta permeabilidad que aporten altos volúmenes de fluidos que posteriormente son susceptibles a producir con altos cortes de agua.

Los resultados de la implementación de los ICD en el mundo indican que estos dispositivos ajustan la presión a lo largo de toda la sección horizontal, balanceando el flujo y produciendo de manera uniforme el área de interés; además, retardan la conificación de agua o gas en zonas de alta movilidad, en las cuales se pretende favorecer la fase menos móvil para optimizar la producción de petróleo y alargar la vida útil del pozo, generando un drenaje de yacimiento más uniforme y eficiente, como se muestra en la parte inferior de la Figura 7; adicionalmente, se puede decir que al obtener la misma producción de fluidos con y sin ICD, la implementación de esta nueva tecnología reduce el corte de agua, por lo que los resultados obtenidos con referencia a la producción de petróleo son más favorables al incrementar la producción de hidrocarburos. Se pretende favorecer la implementación de métodos mecánicos en el completamiento de pozos horizontales en el Campo Rubiales para el control de agua, como es el caso de los ICD, puesto que por los elevados diferenciales de presión requeridos para producir altas tasas de petróleo, el uso de polímeros y otros químicos serían de uso no prolongado; por consiguiente sería

necesario realizar estos procedimientos frecuentemente, lo que aumenta los costos significativamente; por esta razón, económicamente, es más favorable para la compañía implementar ICD para controlar la producción de agua.

Figura 3. Efecto Punta-Talón.



Fuente. Referenciado del libro DAVILA, E, ALMEIDA R., y otros ¹

La tecnología ICD se aplica para retardar la entrada de agua de pozos nuevos. El tamaño de los ICD es de 13 pies aprox., incluidos en una junta convencional de producción de 38-40 pies. Esta tecnología se ha utilizado mucho en pozos horizontales del Mar del Norte y del Medio Oriente durante casi una década.

¹ DÁVILA, E, ALMEIDA R., Petroamazonas. HUMBERT, O., CHINELATO, F., Schlumberger. PORTURAS, F., Reslink: First Application of Inflow Control Device (ICD) in open Hole Horizontal Wells in Block 15, Ecuador". SPE 123008. 2009. En: Onepetro, p.6.

3.1 FUNCIONES DE LOS ICD.

Las principales funciones de los ICD son:

- Obtener un perfil de flujo uniforme a lo largo del pozo, adaptando restricciones de flujo en las zonas de alta permeabilidad.
- Balancear el caudal de flujo en las fases de alta movilidad al agua mientras se favorece la movilidad al petróleo.
- Retardar la irrupción de agua, minimizando el efecto talón-punta.
- Controlar la producción de arena de manera más eficiente.
- Mejorar la eficiencia de barrido del yacimiento.
- Retardar la depletación del yacimiento.

Esto se logra mientras se introduce un diferencial de presión controlado mediante el uso de ICD.

Por eso, los dispositivos de control de flujo se utilizan para equilibrar el perfil de flujo de producción a lo largo de toda la longitud del pozo y compensar la variación de la permeabilidad. El ICD deberá ser diseñado para controlar el flujo sin la necesidad de intervención. Hay dos mecanismos básicos de la caída de presión utilizados actualmente en los ICD, restricción o fricción.

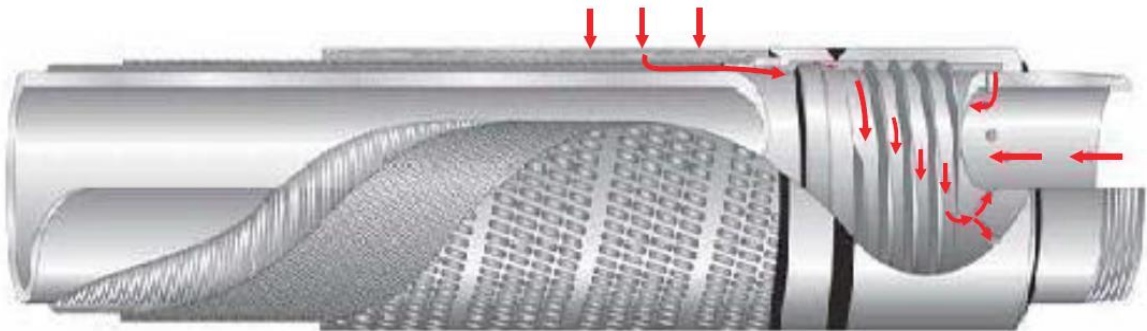
3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS ICD

En la actualidad, hay tres tipos principales de diseños de ICD en la industria: de orificio (restrictiva), canal helicoidal (fricción), y el nuevo diseño híbrido. Se utilizan tres métodos diferentes para generar una caída de presión.

ICD Tipo Canal: Utiliza la fricción de la superficie para generar una caída de presión. El diseño del canal helicoidal tiene uno o más canales de flujo que se envuelven alrededor del tubo inferior de la pantalla.

El diseño del laberinto utiliza una vía tortuosa para crear una caída de presión que origina en numerosas ocasiones un cambio en la dirección transversal del petróleo a través del dispositivo. Estos diseños causan una caída de presión distribuida en un área relativamente larga, frente al orificio donde la pérdida es instantánea. Usando la fricción para crear una resistencia al flujo permite el uso de un canal con una mayor área transversal de un orificio de ICD-base. Cuando el fluido atraviesa el canal o canales, la reología del fluido y las características del canal interactúan para generar la caída de presión diseñada.

Figura 4. ICD Tipo Canal



Fuente. Referenciado del libro. BARRERO R, Lizeth B, y otros²

La caída de presión para los dispositivos tipo hélice está dada por pérdidas de fricción del fluido a través de la larga longitud del tubo espiral. Esta caída de presión está dada por la Ecuación 1.

² BARRERO R, Lizeth B, GARZON T, Marcela F, Efecto del completamiento inteligente con Dispositivos de Control de Influjos (ICD) sobre la producción de un pozo horizontal de un campo colombiano. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Físico Químicas. 2013.

Ecuación 1. Ecuación Caída de presión por fricción.

$$\Delta Pf = \frac{f * v^2 * \partial}{2 * g_c * d}$$

$$f = \frac{64}{Re} \text{ para flujo laminar}$$

$$f = \left[\frac{1}{1,74 - 2 * \log \left(\frac{2 * g}{d} + \frac{18,7}{Re * (f)^{1/2}} \right)} \right]^{1/2}$$

Fuente. Referenciado del libro BELLARBY, Jonathan. ³

En donde:

ΔPf : Caída de presión por fricción (psi),

f : Factor de fricción de Moody (pulg.); Indiscutiblemente el factor de fricción está asociado al número de Reynolds y su determinación depende del tipo de flujo (laminar o turbulento).

∂ : Densidad del fluido (lb/pie³),

v : Velocidad (pies²),

d : Diámetro de la tubería (pulg.) y

g_c : Factor de conversión equivalente a 32,17.

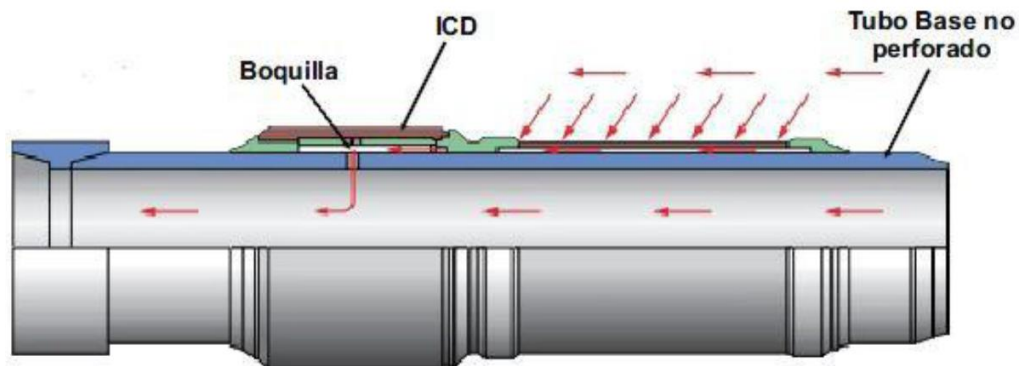
El ICD tipo canal causa una caída de presión que ocurre sobre un intervalo más largo que las boquillas y los ICD tipo orificio, una ventaja que reducirá la posibilidad

³ BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design. Ed.: Elsevier-SPE. Vol. 56. Primera edición. 2009, p. 262-263.

de erosión. Una desventaja es que el dispositivo depende de la fricción para crear una presión diferencial, y esto implica que la caída de presión actual creada será más susceptible a los efectos de la emulsión.

ICD Tipo Boquilla. Estos ICD emplean una restricción al flujo para generar la caída de presión deseada. El fluido proveniente del yacimiento es recolectado en una cámara, donde es forzado a pasar a través de un conjunto pre-configurado de boquillas de diámetro pequeño dentro de la tubería para crear una resistencia al flujo, ver Figura 8. El número y diámetro de las boquillas es elegido a fin de producir la caída de presión deseada a través del dispositivo a una tasa de flujo específica.

Figura 5. ICD Tipo Boquilla



Fuente. Referenciado del libro. BARRERO R, Lizeth B, GARZON T, y otros ⁴

La caída de presión a través de este ICD ocurre instantáneamente, lo cual significa que éste es altamente dependiente de la densidad del fluido y de la velocidad, pero no de la viscosidad. Esto sería ideal para pozos que requieren una baja sensibilidad a la viscosidad. Otra ventaja de este tipo de ICD es que su diseño simple permite cambiar la configuración con bastante facilidad, como deberían sugerirlo los datos en tiempo real. Por el contrario, al ser dependiente de la velocidad del fluido, hace

⁴ OP.CIT BARRERO R, Lizeth

que el ICD sea altamente propenso a la erosión por las partículas de arena y menos resistente al taponamiento.

El principio del ICD, consiste en generar una caída de presión a través de una boquilla, en donde el flujo disminuye su velocidad cuando ha pasado a través de ella, como se puede apreciar en la Ecuación 2.

Ecuación 2. Ecuación. Caída de presión a través de la boquilla del sistema ICD a partir de la ecuación de Bernoulli.

$$\Delta P_N = C_u * \frac{\rho}{2} * \frac{v^2}{C_v^2} = C_u * \frac{\rho}{2} * \frac{(q/A)^2}{C_v^2}$$

Fuente. Referenciado del libro. RAFFN A.G., ZEYBEK, M., y otros⁵

Dónde:

ΔP_N : Caída de presión a través de las boquillas,

C_u : Constante de conversión de unidades que depende de la geometría de las boquillas, la geometría de flujo y generalmente está entre 1,0 y 1,5;

ρ : Densidad del fluido,

v : Velocidad,

C_v : Coeficiente de flujo adimensional para las boquillas,

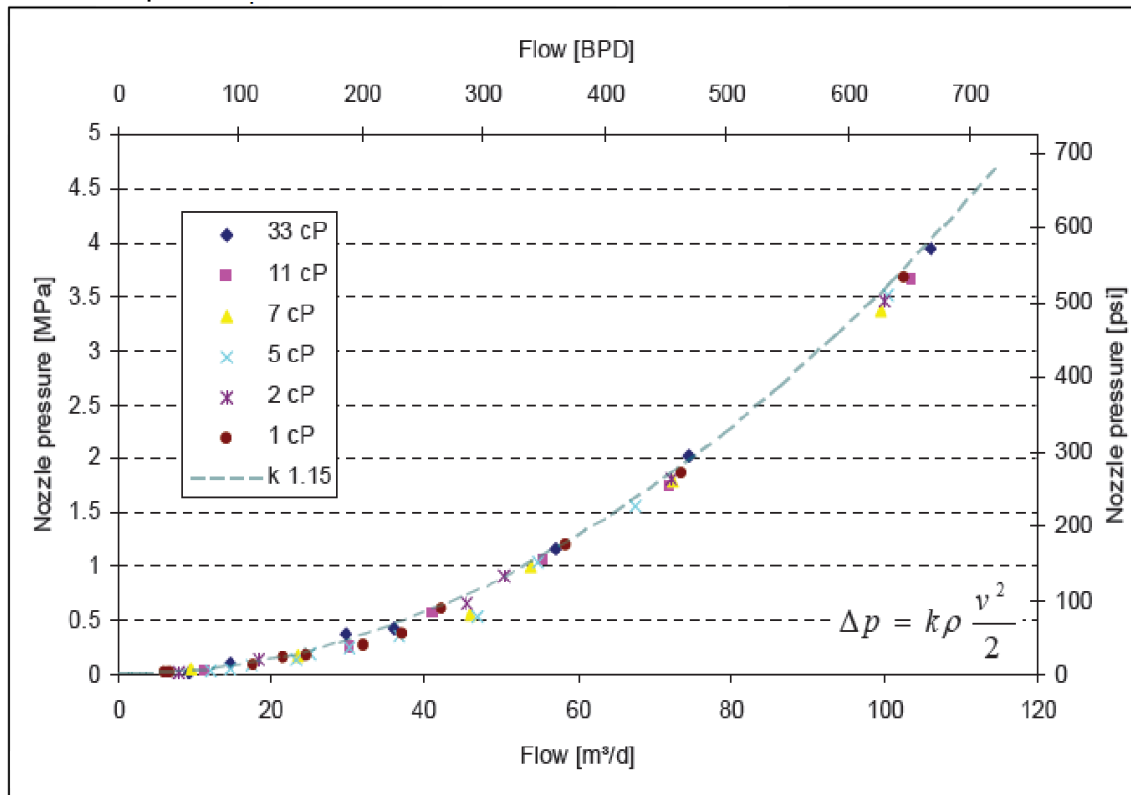
q : Caudal del fluido,

⁵ RAFFN A.G., ZEYBEK, M., Schlumberger, LAURITZEN, J.E., SUNBUL, A.H. HEMBLING D.E., MAJDPOUR, A., Saudi Aramco. Case Histories of Improved Horizontal Well Clean Up and Sweep Efficiency with Nozzle-Based Inflow Control Devices in Sandstone and Carbonate Reservoirs. OTC 19172. 2008, p. 2.

A: Área transversal de las boquillas;

De la Imagen 1 se observa que la caída de presión a través de las boquillas es independiente de la viscosidad de los fluidos, por lo que los ICD tipo boquilla funcionan para crudos livianos, intermedios y pesados. En la Imagen 1, se observa que para fluidos de diferentes viscosidades (1-33 cP) la caída de presión a través de las boquillas no varía.

Grafica 3. Comportamiento de la viscosidad respecto a la caída de presión a través de las boquillas.



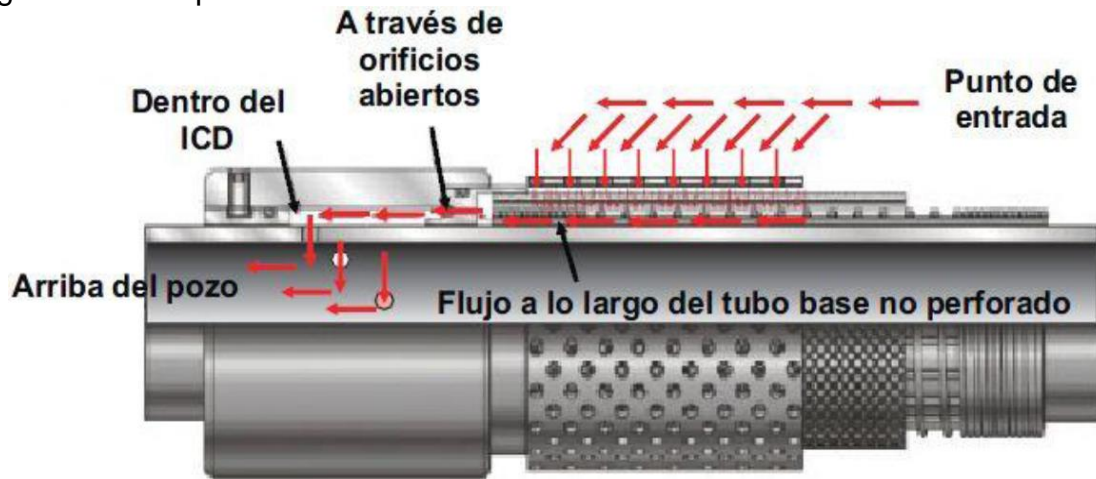
Fuente. Referenciado del libro. DAVILA, E, ALMEIDA R., Petroamazonas. y otros⁶

ICD Tipo Orificio. Este tipo de ICD son similares a los anteriores, pero difieren en que en lugar de boquillas, constan de un número de orificios de diámetro conocido

⁶ Op. Cit Davila, E, Almeida R.,

y características de flujo conocidas. Además, los orificios forman parte de una chaqueta instalada alrededor de un tubo base dentro de la cámara del ICD, ver Figura 9.

Figura 6. ICD Tipo Orificio



Fuente. Referenciado del libro. BARRERO R, Lizeth B, y otros⁷

3.3 DISPOSITIVO AUTÓNOMO DE CONTROL DE FLUJO (AICD)

Es una nueva generación de ICD que tiene la habilidad de restringir automáticamente el flujo en pozos horizontales, basado en las propiedades del fluido que fluye a través de este. Entre estas características se tiene.

No contiene partes móviles

No requiere orientación en fondo

Utiliza fluido vectorial para direccionar el flujo

⁷ BARRERO R, Lizeth B, GARZON T, Marcela F, Efecto del completamiento inteligente con Dispositivos de Control de Ingreso (ICD) sobre la producción de un pozo horizontal de un campo colombiano. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Físico Químicas. 2013.

Por ello se lo conoce como Dispositivo Autónomo de Control de Flujo (AICD).

Figura 7. AICD

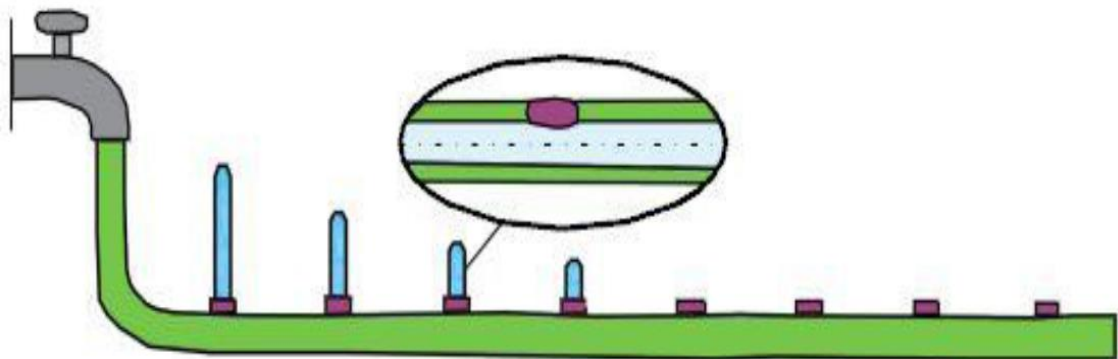


Fuente. Halliburton.

3.4 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

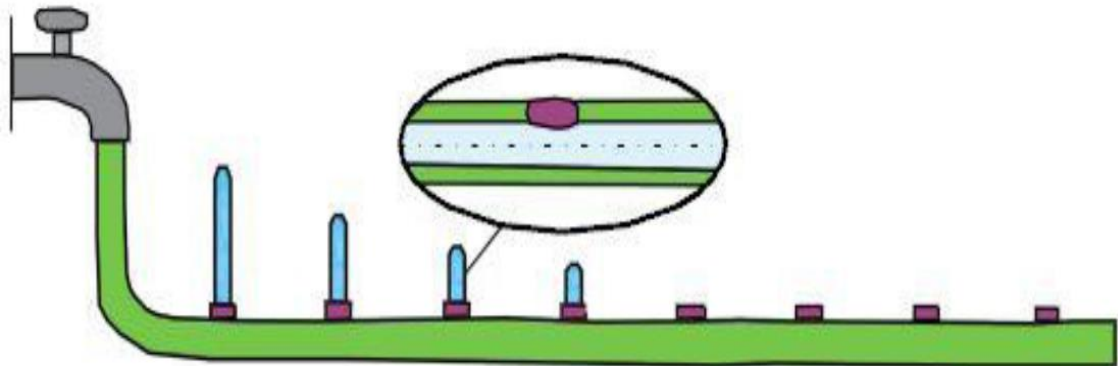
El principal beneficio de la tecnología ICD es su habilidad para balancear los perfiles de influjo a lo largo del pozo horizontal. Para ilustrar esto en términos simples, es práctico tomar una manguera de jardín con un tapón al final, la cual representaría un pozo horizontal inyector de agua, ver Figura 12. Sobre ella, se perforan agujeros del mismo diámetro a intervalos regulares a lo largo de su longitud. Cuando se activa el flujo de agua, la mayor parte de ésta es inyectada a través de la primera serie de agujeros y muy poca o incluso nada de agua sale de los agujeros localizados cerca del extremo de la manguera. No hay la suficiente energía/presión a la izquierda para empujar el agua más lejos hacia la punta de la manguera. En este caso, la mayor parte del agua inyectada se iría hacia las zonas cercanas al talón, mientras que las zonas cercanas a la punta, no recibirían ningún soporte de presión. Esto produciría una irrupción temprana de agua en las zonas que están recibiendo demasiada agua y un barrido ineficaz en zonas que reciben muy poca agua o incluso que no reciben.

Figura 8. Principio de la Tecnología ICD representado en una manguera de jardín con agujero grandes



Fuente. Referenciado del libro. BARRERO R, Lizeth B, y otros⁸

Figura 9. Principio de la Tecnología ICD representado en una manguera de jardín con diminutos agujeros



Fuente. Referenciado del libro. BARRERO R, Lizeth B, y otros⁹

Si se cambian los agujeros grandes por unos muy pequeños, la misma energía/presión puede distribuir el agua uniformemente a lo largo de toda la longitud de la manguera, como se muestra en la Figura 13. El mismo principio ha sido

⁸ Ibid Barrero R, Lizeth B, .

⁹ Op.cit Barrero R, Lizeth B, .

utilizado por muchos años para riego en agricultura, especialmente en regiones donde el agua no es abundante.

3.5 EMPAQUES

Existen dos tipos de empaques para completamiento de pozos en hueco abierto, que se usan con el fin de aislar las zonas que tienen un aporte significativo de agua o gas, según sea el caso:

3.5.1 Empaques Inflables: se activan mediante el accionamiento de una válvula bola cuando aumenta la presión en el momento que el completamiento llega al final del pozo.

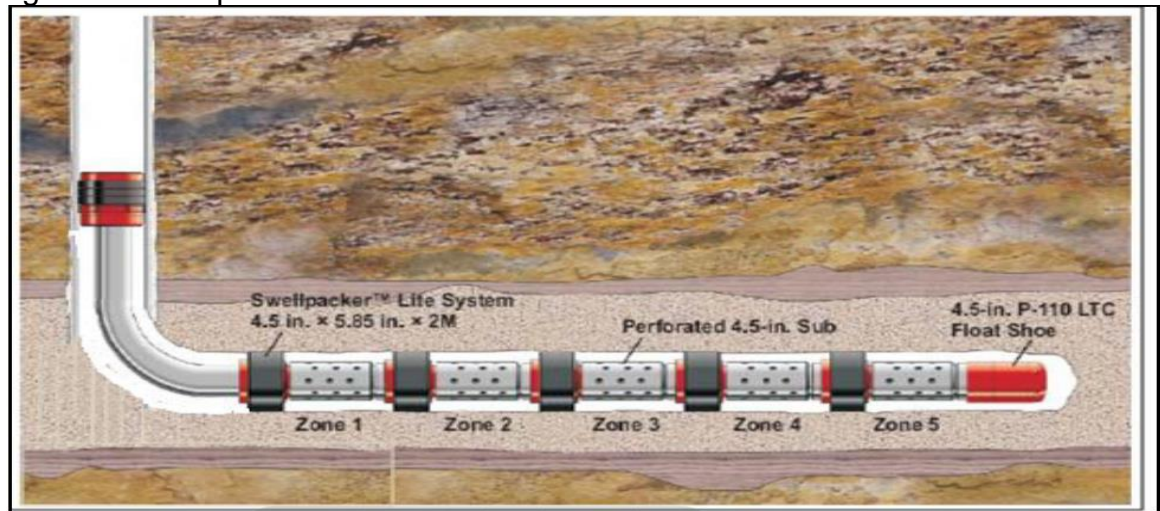
3.5.2 Empaques Hinchables: son un sistema de aislamiento de zonas no deseadas, tales como rocas saturadas 100% de agua o gas, zonas de alta permeabilidad o con alta presión que disminuyen el recobro de petróleo. Un empaque hinchable es una goma o polímero que se adhiere a un tubo base y se hincha mediante un proceso de absorción y difusión al entrar en contacto con el fluido de completamiento del pozo; existen dos tipos de empaques hinchables: los SwellPackers, que se hinchan cuando se ponen en contacto con hidrocarburos líquidos, tales como diésel, fluidos base aceite, petróleo y condensados en fase líquida, y los WaterPackers que se hinchan con agua.

Los empaques se pueden bajar en hueco abierto o revestido y se hinchan durante un período de tiempo comprendido entre 5-15 días dependiendo de su composición, creando un sello y aislando las zonas problemáticas o no deseadas productoras de agua o gas, optimizando la producción de petróleo. Dichos empaques se deben sentar en formaciones consolidadas de baja permeabilidad para crear un sello adecuado. Este tiempo de hinchamiento puede ser variado de acuerdo a la composición de la goma mezclando goma de hinchamiento rápido con goma de

hinchamiento lento para obtener la goma deseada, tiempo que puede ser predicho mediante el uso de simuladores especializados. El diseño de estos empaques está directamente relacionado con su composición, debido a que el tiempo de hinchamiento se ve directamente afectado por la viscosidad, la salinidad y la temperatura a la cual se encuentra el fluido de completamiento. Los empaques hinchables se hinchan en menor tiempo cuando entran en contacto con gas seco.

Los empaques están conformados por tres partes principales: un tubo base, la goma, y anillos, tal como se observa en la Figura 14.

Figura 10. Completamiento Pozos Horizontales ICD's - SwellPackers



Fuente. Halliburton. Servicio de Suministro de Instalación del Sistema ICD en Pozos Horizontales. Junio 2011. p.29.

3.6 NETool™

NETool™ es un software de simulación de análisis estático para el cálculo rápido de flujo de fluidos multifase en la sección del completamiento del pozo. El uso principal de esta herramienta software, es analizar el efecto de completamiento alrededor del pozo (ver Anexo NeTool).

Con la finalidad de incrementar la producción de hidrocarburos, y al tener los parámetros definidos en la iteración de datos y una fácil selección de componentes en el completamiento, además de correlaciones pre-establecidas de caída de presión y de propiedades de fluidos presentes en el yacimiento, los efectos en la longitud del pozo, la longitud y configuración del completamiento, se realiza la sensibilidad de varios escenarios de producción que son fácilmente modelados.

Los datos de mayor sensibilidad en la simulación y en el óptimo pre-diseño del completamiento del pozo son:

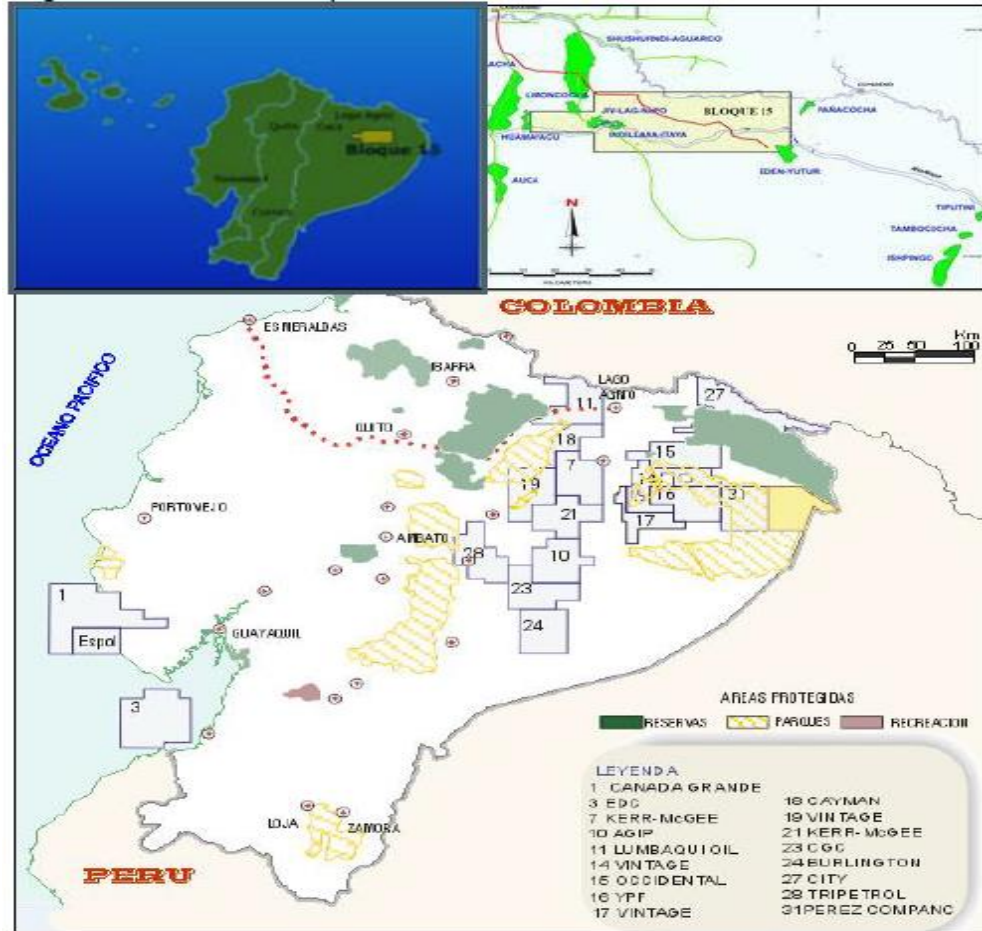
- Permeabilidad estimada en la sección horizontal navegada del pozo.
- Perfil estimado de la saturación de agua en la sección horizontal del pozo.
- Propiedades de los fluidos presentes en el Yacimiento.
- Longitud de completamiento \ cantidad de ICD a implementar (# ICD, # AICD).
- Ubicación y distribución de los dispositivos controladores de flujo ICD.
- Ubicación y distribución de los SwellPackers, al comparta mentalizar la ubicación de los dispositivos controladores de flujo.

3.7 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA ICD A NIVEL MUNDIAL

A continuación, se encuentran algunas de las aplicaciones y los resultados obtenidos de la implementación de la tecnología ICD en el mundo, los cuales pueden incentivar a la compañía patrocinadora del presente proyecto, a realizar el estudio de la posible implementación.

3.7.1 Bloque 15 - Ecuador: Se implementaron ICD's en dos pozos ubicados en los campos principales del Bloque 15 del Ecuador (Paka Sur y Edén Yuturi), el cual se encuentra localizado en la cuenca Oriente de la jungla amazónica del Ecuador (ver Figura 15), cuenca que cuenta con una área de 80.000 km² (19.768.430,4 acres) y que es muy prolífica en producción de petróleo y gas.

Figura 11. Ubicación Bloque 15 - Ecuador



Fuente. SPE 123008. DAVILA, E, ALMEIDA R., Petroamazonas. HUMBERT, O., CHINELATO, F., Schlumberger. PORTURAS, F., Reslink: First Application of Inflow Control Device (ICD) in open Hole Horizontal Wells in Block 15, Ecuador". 2009. En: Onepetro, p. 6. Modificada por el autor.

Se implementaron ICD's en dicho bloque teniendo en cuenta las siguientes razones:

- La irrupción temprana de agua reduce el potencial de hidrocarburos.
- El uso de ICD's reduce el volumen de reservas de hidrocarburos sin drenar en el yacimiento.
- Si un pozo horizontal irrumpe en agua sin completamiento ICD's, las reservas que quedan en el yacimiento no podrán ser drenadas posteriormente.

La instalación de ICD's fue realizada en formaciones de arenas consolidadas y friables, con permeabilidades que oscilan entre 250-1000 mD. La viscosidad de los hidrocarburos varía entre 5 y 12 cP para arenas consolidadas (Pozo-1) y 19-21 cP para arenas friables (Pozo-2), pozos que produjeron con bombas ESP y caudales de petróleo de 4.000 BOPD. La Formación Napo ha producido 1,5 billones de barriles de petróleo con gravedad de 19 °API en el Campo Edén Yuturi, por lo que se puede decir que allí encuentran ubicados la mayoría de pozos productores de la zona. Dependiendo del tipo de formación, los pozos tradicionales en el Bloque 15 de Ecuador se ven afectados por el efecto talón-punta debido a los contrastes de permeabilidad que se presentan y que algunos de los pozos fueron posicionados cerca al WOC, induciendo a una temprana irrupción de agua. En los yacimientos heterogéneos que cuentan con variaciones en las propiedades de roca y con contrastes de permeabilidades, existe un flujo no uniforme con una baja eficiencia de barrido.

La geo-navegación en la sección horizontal para el Pozo-1 (formación consolidada) fue de 775 pies con una resistividad constante de 180 ohm-m, lo que refleja que la arena navegada estaba limpia y saturada de petróleo. Para el Pozo-2 (formación no consolidada) la sección horizontal se navegó con broca de 8 1/2" y se completó con ICD's de 6 1/8" (OD), el cual navegó 900 pies MD dentro de la arena M1 con una resistividad promedio de 126 ohm-m. El completamiento para estos pozos fue prediseñado mediante NETool™ pero se modificó y se ajustó a las condiciones de perforación del pozo en el momento de la instalación, ya que se utilizaron ICD's ajustables.

Los resultados obtenidos en la implementación del sistema ICD establecen que en el Pozo-1 (arenas consolidadas), la simulación del diseño muestra que el corte de agua se redujo de un 74% a un 30% en la zona del talón del pozo; después de 4 meses de operación con ICD's, en donde la presión fue monitoreada y estabilizada, se muestra un flujo estable con alta producción; el corte de agua fue incrementando

gradualmente así: 0%, 5%, 10%, 14% y 24%; la producción de petróleo tuvo un incremento del 40%. En el Pozo-2 el corte de agua se redujo de un 60% a un 20% Los dos pozos fueron perforados en el año 2007 y diseñados para obtener una producción similar; los resultados obtenidos al 2009 reflejan que la producción se encuentra alrededor de 1,5 KBOPD con un corte de agua del 50%.

3.7.2 Campo Poleng - Indonesia: En Indonesia se instaló por primera vez el ICD tipo tubo. El campo Poleng se encuentra ubicado a 25 km al norte de la isla Madura en Indonesia, como se muestra en la figura 16.

Figura 12. Ubicación Campo Poleng - Indonesia

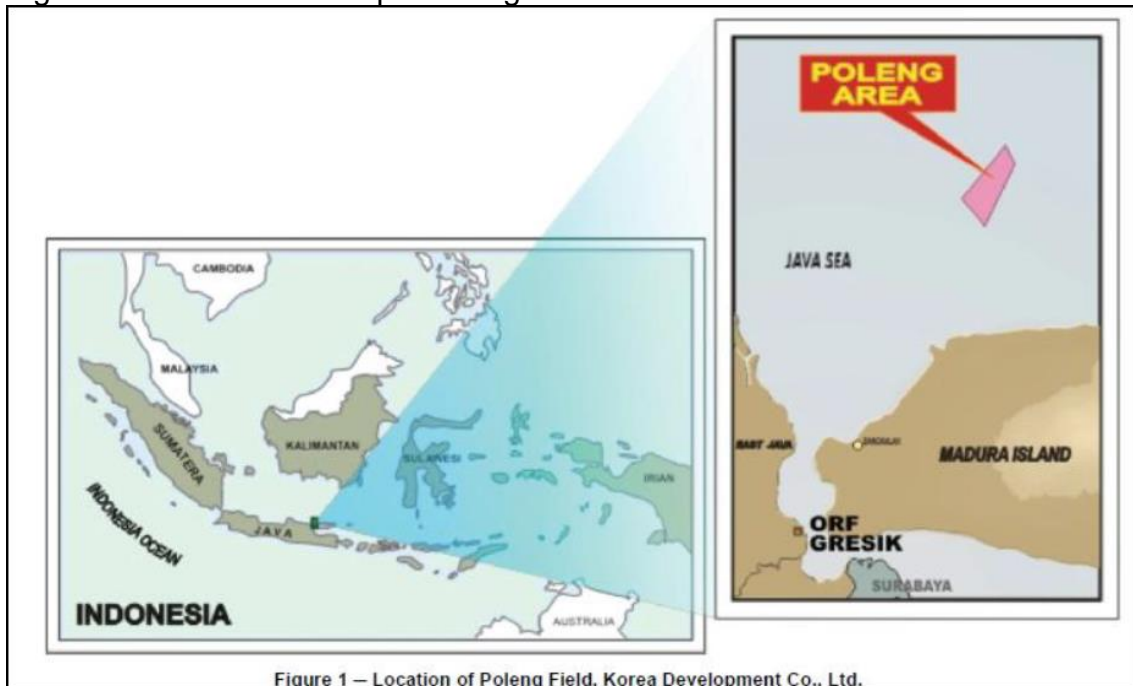


Figure 1 – Location of Poleng Field, Korea Development Co., Ltd.

Fuente. SPE/IADC 140010. KIM, Sam Youl, HARKOMOYO, WIDAYAT, Suhana, SPE, Kodeko; REGULACION, Randhy, JORGENSEN, Tomas, SPE, Halliburton. Passive Inflow Control Devices and Swellable Packers Control Water production in fractured Carbonate Reservoir: a comparison with Slotted “liner” Completions. 2011. En: Onepetro, p. 2. Modificado por el autor

Los intervalos de hidrocarburos se encuentran atrapados en la formación Kujung-1, que se divide en las estructuras Poleng A, B, C y D. Las áreas de Poleng C y D tienen un espesor petrolífero de 100 pies y una columna de gas de 100 pies. El

mecanismo de producción de este campo está dado por empuje por capa de gas, gas en solución y acuífero activo.

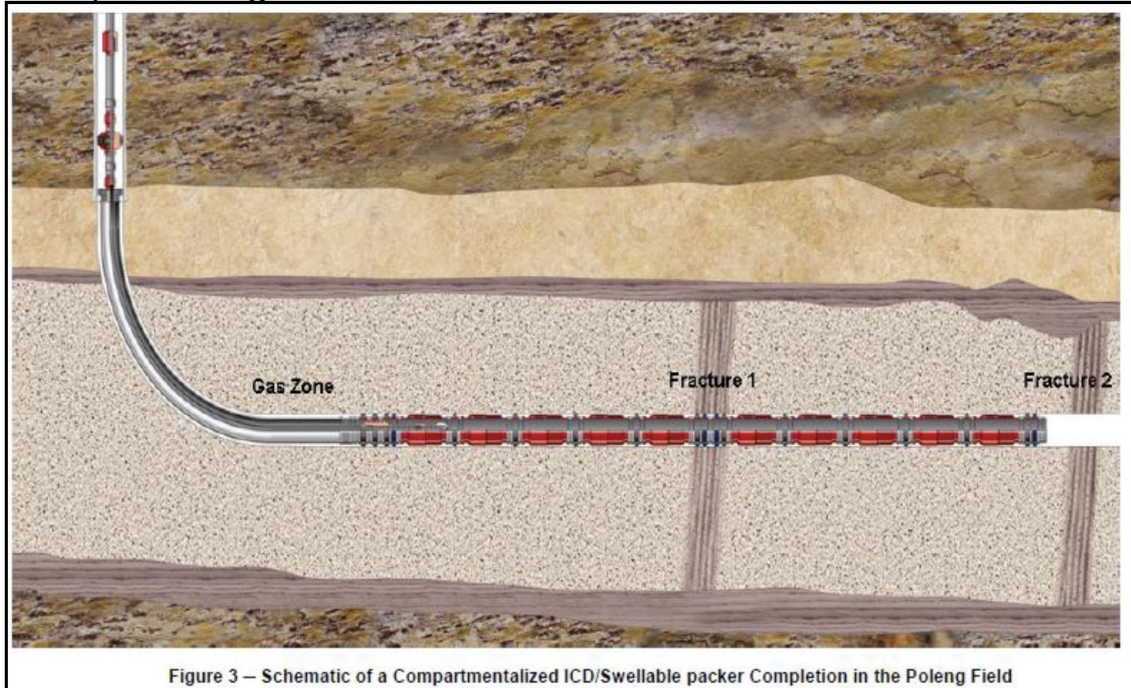
El desarrollo de la Fase-1 de Poleng C y D estaba dado por la perforación de 8 pozos horizontales completados con “liner” ranurado en los años 2007 y 2008; cada uno de estos pozos produjo un volumen de petróleo acumulado de 1MBIs en un período de 36 meses pero con un alto corte de agua y GOR desde sus inicios de producción a causa del gran número de fallas y fracturas presentes en la estructura.

El desarrollo de la Fase-2 consistió en la perforación de una serie de pozos horizontales compartimentalizados con ICD's y empaques hinchables que fueron implementados en el año 2008 para controlar la irrupción temprana de agua y mejorar el recobro de petróleo; estos pozos tienen el zapato a 7.000 pies MD (5.600 pies TVD).

Las secciones horizontales fueron perforadas con broca de 6-1/8” y completadas con ICD's de 4” o con broca de 8½” y completadas con ICD's de 7”, ambos en hueco abierto con longitudes de geo-navegación de 2.000-3.000 pies; cabe resaltar que un compartimiento es el intervalo de producción comprendido entre dos empaques. Típicamente los pozos fueron completados con 10-15 compartimientos de longitudes iguales, en donde cada compartimiento contenía dos unidades ICD's.

Las fracturas que fueron identificadas mediante la toma de registros o durante la perforación de los pozos en los cuales hubo pérdidas severas de circulación y fueron aisladas con tubería ciega más dos tipos de empaques: en la parte interna del compartimiento se ubicaron empaques hinchables con agua y para aislar la zona productora de petróleo, se ubicaron empaques hinchables con hidrocarburos (en la parte exterior) para evitar completamente la irrupción de agua por las zonas que aportan petróleo, tal como se muestra en la Figura 17.

Figura 13. Esquema del completamiento Fase 2. Campo Poleng - Indonesia



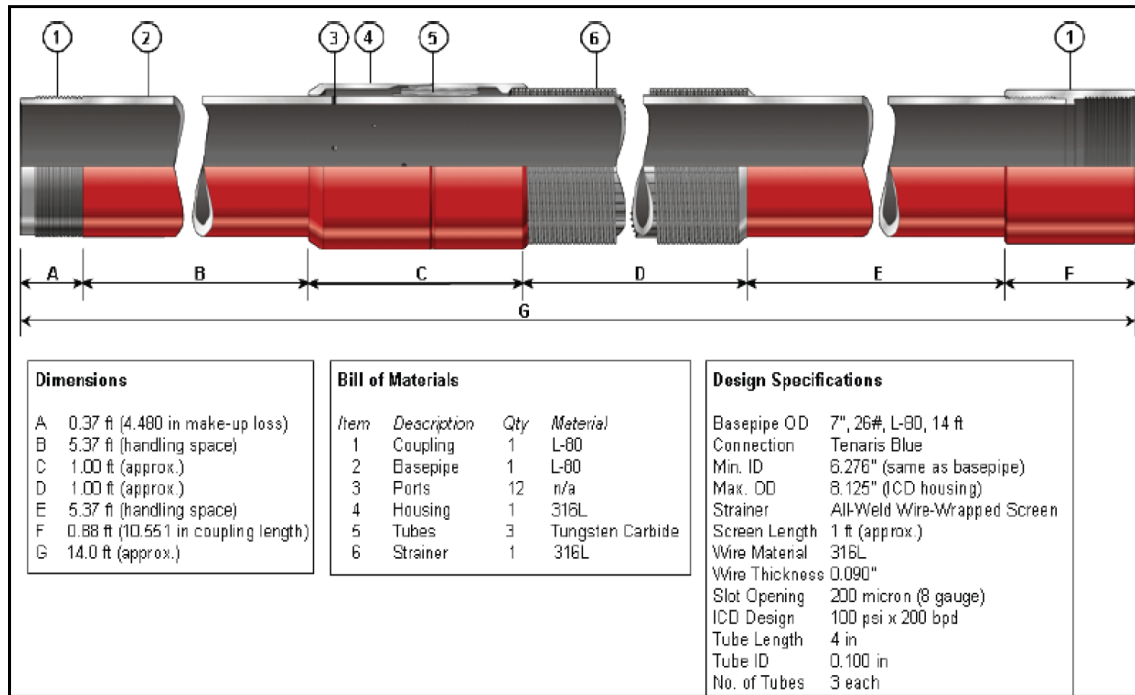
Fuente. SPE/IADC 140010. KIM, Sam Youl, HARKOMOYO, WIDAYAT, Suhana, SPE, Kodeko; REGULACION, Randhy, JORGENSEN, Tomas, SPE, Halliburton. Passive Inflow Control Devices and Swellable Packers Control Water production in fractured Carbonate Reservoir: a comparison with Slotted "liner" Completions. 2011. En: Onepetro, p. 3. Modificado por el autor

Generalmente, para formaciones de carbonatos, los ICD's empleados tienen una longitud de 13 pies; tal es el caso del Campo Poleng, conformado por este tipo de formaciones; adicionalmente, no hay alta producción de arena, por lo que 1 pie de malla para el control de sólidos es suficiente. Además de esto, para el diseño del completamiento se tuvo en cuenta la caída de presión deseada en el compartimiento, la productividad del pozo y el costo asociado a la instalación.

Después de los estudios requeridos, se diseñó el dispositivo para generar una caída de presión de 100 psi a través de los tubos cortos, para un fluido nominal de 1 cP y una gravedad específica del agua de 1a condiciones estándar, produciendo un caudal de 200 BOPD. De los cálculos realizados, se obtuvo que este diseño se logre utilizando tres tubos abiertos de 0,1 pulg. (ID) de 4 pies de longitud cada uno; si el dispositivo ICD tipo tubo está conformado por seis tubos y se requieren tres tubos

abiertos, los tres tubos restantes deben estar cerrados. El diseño final con sus especificaciones se puede observar en la Figura 18.

Figura 14. Especificaciones del diseño ICD a implementar. Campo Poleng - Indonesia



Fuente. SPE/IADC 140010. KIM, Sam Youl, HARKOMOYO, WIDAYAT, Suhana, SPE, Kodeko; REGULACION, Randhy, JORGENSEN, Tomas, SPE, Halliburton. Passive Inflow Control Devices and Swellable Packers Control Water production in fractured Carbonate Reservoir: a comparison with Slotted "liner" Completions. 2011. En: Onepetro, p. 4. Modificado por el autor

En la última década, estos empaques han sido utilizados en la industria de petróleo y el gas para aislar zonas, ofreciendo aislamiento en pozos de hueco abierto o revestido.

Un empaque consiste en una especie de goma adherida a la tubería base que se baja al pozo sin mayor complicación; éste se hincha cuando el polímero se pone en contacto con los fluidos de fondo, adaptándose al tamaño del hueco abierto o revestido, aislando diferentes zonas. Para la sección de 8 1/2" el empaque fue puesto

en tubería base de 7” de 9,85 pies. Para la sección de 6 1/8” el empaque se adaptó en tubería base de 4” con longitudes de 9,85 pies.

En cuanto al comportamiento de producción, el completamiento con “liner” ranurado fue implementado a una presión inicial de yacimiento de 2.400 psi, mientras que, las comparta mentalizaciones ICD/Swell Packer fueron implementadas en un yacimiento depletado a 2.100 psi de presión. Los resultados obtenidos arrojan que la producción acumulada de petróleo fue mayor en las comparta mentalizaciones que en el completamiento convencional; además, el corte de agua y la relación gas-petróleo producido (GOR) disminuyeron significativamente al implementar la nueva tecnología ICD. Estos resultados obtenidos a agosto de 2010, se muestran en la Cuadro 4.

Cuadro 4. Resultados obtenidos. Campo Poleng - Indonesia

	Hz completamiento con “liner” Ranurado	Hz completamiento con ICD/Swell Packer
Número de pozos	8 pozos	5 pozos
Presión Inicial	2.400 psi	2.100 psi
Producción acumulada promedio de petróleo (MBIs)	1,00	1,04
Producción acumulada promedio de agua (MBIs)	1,00	0,41
Producción acumulada promedio de gas (MSCF)	1,00	0,95
Corte de agua promedio (%)	50	28
GOR promedio (MSCF/Bbl)	4.331	3.936
Estado del Pozo.	1 pozo fluyendo	2 pozos fluyendo

Fuente. SPE/IADC 140010. KIM, Sam Youl, HARKOMOYO, WIDAYAT, Suhana, SPE, Kodeko; REGULACION, Randhy, JORGENSEN, Tomas, SPE, Halliburton. Passive Inflow Control Devices and Swellable Packers Control Water production in fractured Carbonate Reservoir: a comparison with Slotted “liner” Completions. 2011. En: Onepetro, p. 6. Modificado por el autor

3.7.3 Campo Zuluf Off-shore – Arabia Saudita: En el Campo Zuluf se perforaron más de 220 pozos al año 2006; este campo contiene arenas de 3,5 D de permeabilidad; el desarrollo de esta formación de carbonatos naturalmente fracturados, inició con la perforación de pozos verticales en 1972; para el 2005

aproximadamente, incrementó la producción del campo al implementar la perforación de pozos horizontales.

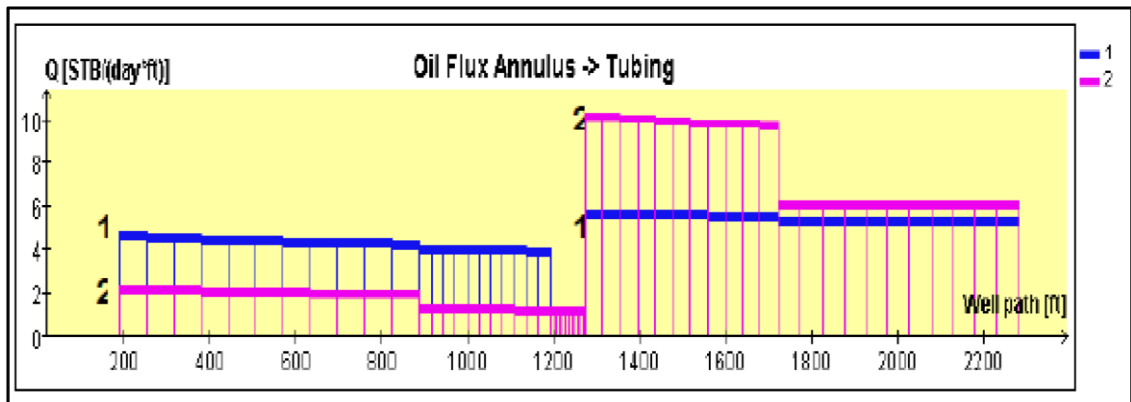
El tratamiento del agua producida ha sido un gran desafío para los operadores del campo, pues se estima un tiempo de ruptura corto que ocasiona una disminución en el factor de recobro; adicionalmente, las variaciones de permeabilidad producen un flujo no uniforme.

Este pozo tiene una longitud total de perforada de 9.657 pies con una geonavegación de 2.200 pies y completado con Equalizer ICD's más cuatro empaques mecánicos externos para aislar la capa de gas que se encuentra en la parte superior y el agua de la parte inferior de la arena productora.

Para este pozo se corrieron registros de producción para validar y cuantificar la longitud efectiva de producción, resultados que muestran que existe un flujo uniforme a lo largo de toda la sección horizontal, con caudales de fluido totales que oscilan entre 8-10 KBPD con choques de 72/64 pulg., y 90/64 pulg.; el índice de productividad fue de 160 STBD/PSI para el completamiento de flujo uniforme producido a los pocos días de haber perforado el pozo.

La grafica 4 muestra el perfil de flujo al año 2006 y su variación a lo largo del tiempo, pues la línea "1" refleja el flujo uniforme, mientras que, la línea "2" el flujo no uniforme producido después de un largo período de producción.

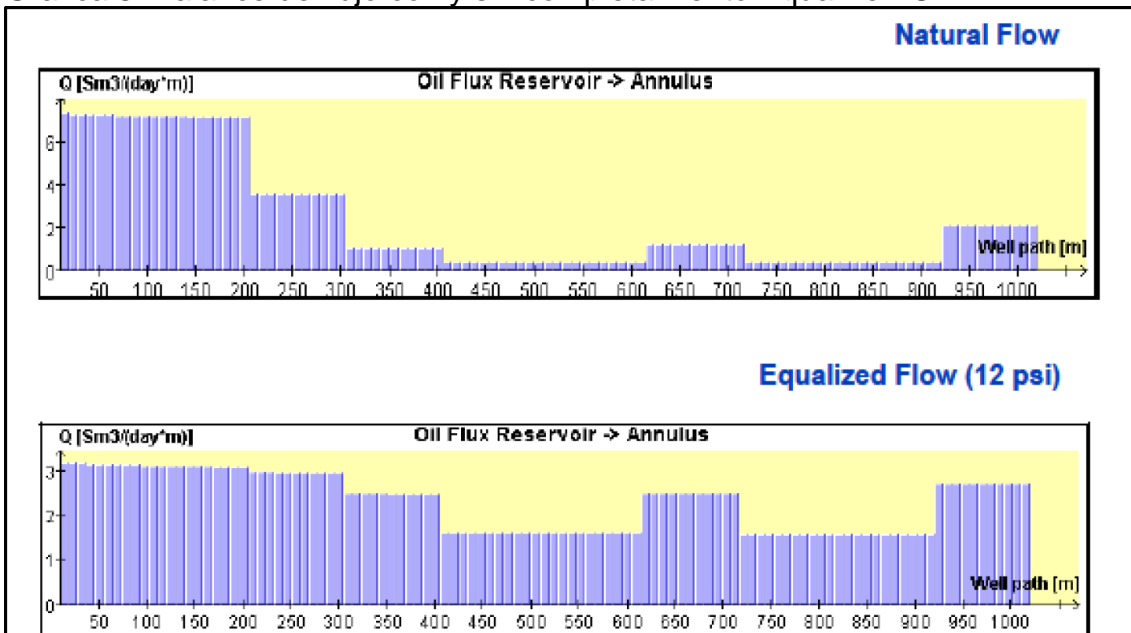
Grafica 4. Perfil de flujo uniforme y no uniforme



Fuente. SPE: 101895; LORENZ, Michael, RATTERMAN Gene, AGUSTINE, Jody, Baker Oil Tools, SPE. Uniform Inflow Completion System Extend Economic Field Life: a Field Case Study and Technology Overview. 2006, p. 8.. Modificado por el autor

En la gráfica 5 se observa el balance de flujo a lo largo de la sección horizontal con y sin completamiento Equalizer ICD.

Gráfica 5. Balance de flujo con y sin completamiento Equalizer ICD



Fuente. SPE: 101895; LORENZ, Michael, RATTERMAN Gene, AGUSTINE, Jody, Baker Oil Tools, SPE. Uniform Inflow Completion System Extend Economic Field Life: a Field Case Study and Technology Overview. 2006, p. 7.. Modificado por el autor

Los resultados obtenidos muestran que la velocidad de flujo en el ICD tipo espiral, es tres veces menor que los dispositivos tipo boquilla, lo que garantiza una mayor vida de la herramienta y, consecuentemente, del pozo. De lo anterior se puede concluir que el sistema Equalizer ICD está diseñado para balancear el flujo, además de reducir el riesgo de erosión de la herramienta y el control de sólidos sin realizar empaquetamientos con grava en el pozo.

4. DISEÑO METODOLÓGICO – TIPO DE ESTUDIO

El presente trabajo es de carácter descriptivo, transversal y prospectivo el mismo que contará con una investigación bibliográfica y de campo.

Es descriptivo debido a que se realiza un estudio dirigido a determinar la situación de la variable, que es el estudio de factibilidad técnico económico del Dispositivo pasivos de Control de Flujo (ICD) en pozos seleccionados. Prospectivo porque los resultados obtenidos serán aplicados en el futuro.

Transversal debido a que el estudio se lo va a realizar en el periodo enero 2012 – diciembre 2013.

Esta investigación es de estudio bibliográfico porque tiene el propósito fundamental de recopilar información sobre el tema en fuentes bibliográficas; además, la orientación que se le dará, será en base a criterios técnicos, conceptualizaciones, conclusiones y recomendaciones para llegar a una adecuada solución del problema.

Esta investigación es de campo, porque se estudiará el fenómeno en la fuente principal de información, es decir, se la realizará en el área de la Vicepresidencia de Activos y Subsuelo de Pacific Rubiales, en donde se encuentra la información que será objeto de análisis.

4.1 UNIVERSO Y MUESTRA

El Universo de estudio está constituido por los pozos del caso estudio del Campo Rubiales, y la muestra tomada en base al estudio retrospectivo de la información disponible de dicho piloto son los pozos RB-260H, RB-475H y RB-544H.

Se consideran estos pozos para la implementación de la herramienta ICD como pozos pilotos con la finalidad de determinar la eficiencia de esta herramienta en la producción de petróleo y control de agua en pozos horizontales y con ello recomendar el uso de este dispositivo en otros pozos.

4.2 MÉTODOS Y TÉCNICAS

El estudio se basará en datos bibliográficos sobre las bases teóricas en que se fundamentan cada uno de los métodos a considerarse como parte del presente trabajo, estos ayudarán a conocer la eficiencia que tiene la herramienta ICD en pozos horizontales en relación a pozos que estén completados convencionalmente (mediante Standalone Screens).

Principalmente se tendrá información de PACIFIC RUBIALES que es la empresa Operadora y de Schlumberger, Halliburton y Weatherford la cual tiene como patente la tecnología del Dispositivo pasivo de Control de Flujo (ICD), también se hará trabajo de campo visitando los pozos seleccionados donde se va a bajar esta tecnología con la finalidad de obtener datos más confiables y representativos.

Posteriormente se realizará el estudio de factibilidad para verificar si la herramienta empleada da mejor resultado y beneficio.

4.3 PROBLEMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO RUBIALES

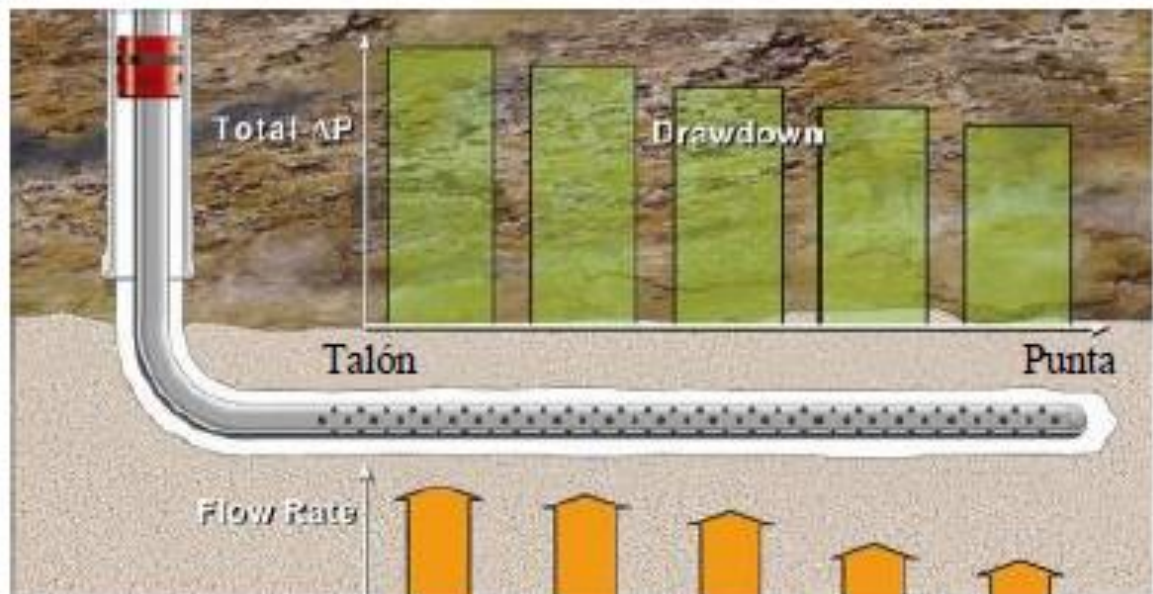
En Colombia, en la región de la Cuenca de los Llanos Orientales, en especial en el Campo Rubiales, tienen como principal problema la producción exagerada de agua al llegarse a producir un BSW sobre el 95% en un periodo de tiempo muy corto de tiempo debido a la presencia de un acuífero muy activo del tipo artesiano, y a su vez

la producción de petróleo reduce rápidamente y con ello la cantidad de recuperación final.

La mayoría de pozos del Campo Rubiales están completados con liner ranurado o malla (SAS). Es por ello que se decidió realizar la perforación de pozos horizontales para obtener una mayor zona de pago y completarlos con la tecnología ICD para evitar el avance temprano de agua.

Cuando tenemos un reservorio homogéneo que tiene permeabilidad horizontal constante y está completado con un liner ranurado o malla (SAS) (es decir no tengo ningún tipo de control de flujo) el mayor Draw Down se produce en el talón (Heel) y en la punta (toe) casi no se produce fluido.

Figura 15. Reservorio Homogéneo con permeabilidad relativa constante sin ICD (Dispositivo pasivo Controlador de Flujo)



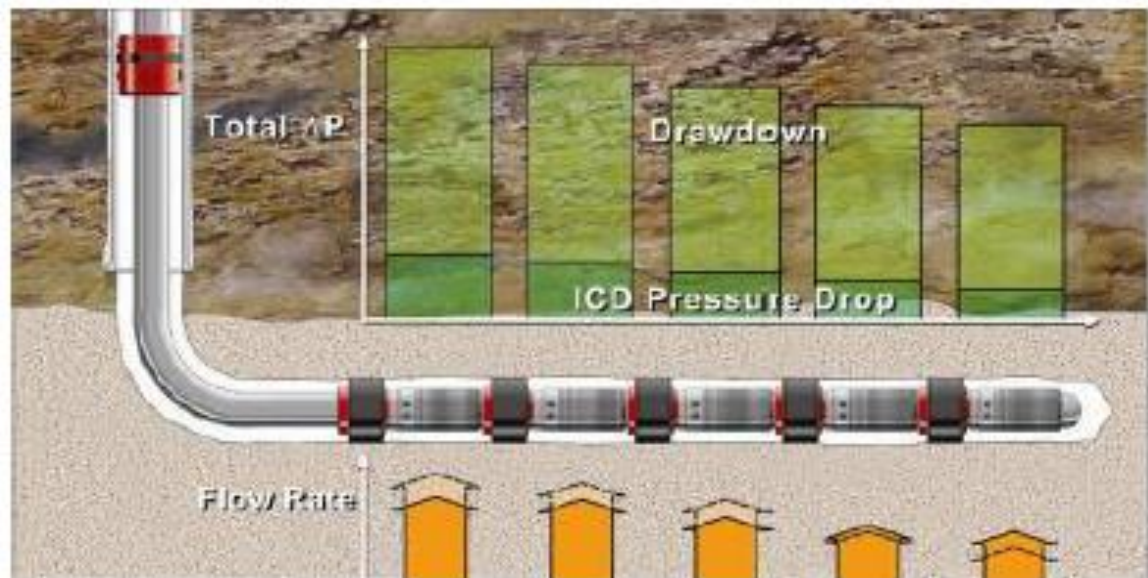
Fuente. Halliburton.

Cuando tenemos un reservorio homogéneo que tiene permeabilidad horizontal constante y está completado con un liner ranurado o malla (SAS) (es decir no tengo

ningún tipo de control de flujo) el mayor Draw Down se produce en el talón (Heel) y en la punta (Toe) casi no se produce fluido.

Con la tecnología ICD se debe completar el pozo en vez de poner liner ranurado (SAS), con ello si la mayor cantidad de fluido ingresa por el talón es ahí donde lo voy a chocar el pozo, es decir voy a restringir el flujo por esa zona para que el caudal ingrese de una forma homogénea.

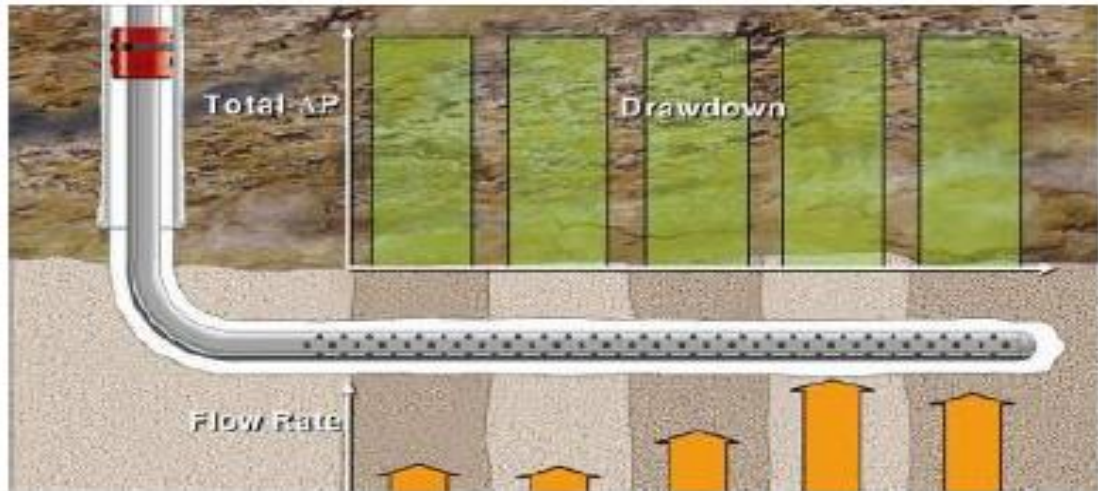
Figura 16. Reservorio Homogéneo con permeabilidad relativa constante con ICD (Dispositivo pasivo Controlador de Flujo)



Fuente. Halliburton.

En cambio en reservorios heterogéneos, presenta una variabilidad en las permeabilidades, es decir una zona más permeable que otra; por lo tanto por la zona más permeable y más aun a razón de movilidad de fluidos, va a irrumpir el fluido si se completa convencionalmente (SAS), al despreciar el barrido homogéneo en la zona de pago de la sección horizontal.

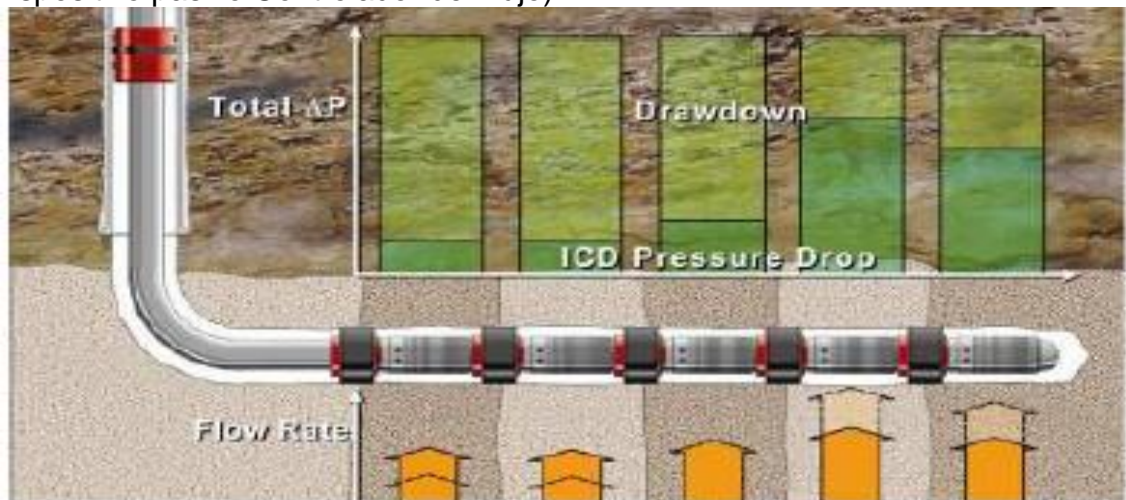
Figura 17. Reservorio Heterogéneo con permeabilidad relativa variable sin ICD (Dispositivo pasivo Controlador de Flujo)



Fuente. Halliburton.

Para reducir este fenómeno se debe restringir las zonas donde existe mayor permeabilidad, en tal virtud se comparte mentaliza la sección horizontal en zonas en función principalmente de la permeabilidad, para así controlar el flujo y mitigar el fenómeno de la conificación.

Figura 18. Reservorio Heterogéneo con permeabilidad relativa variable con ICD (Dispositivo pasivo Controlador de Flujo)



Fuente. Halliburton.

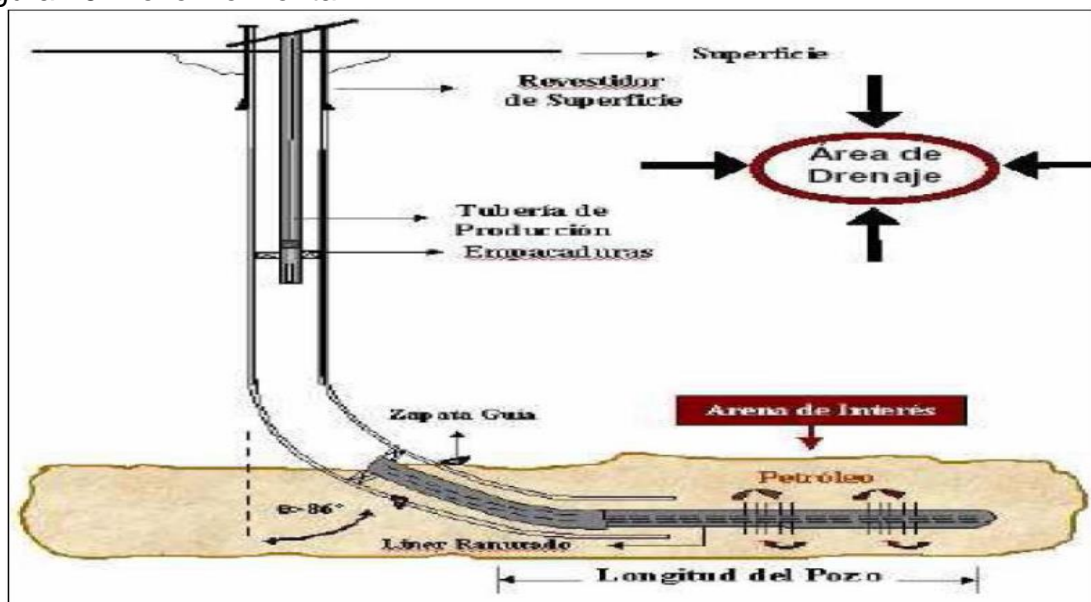
Como es conocido las zonas que tienen mayor permeabilidad son las que tienen el GR (Gama Ray) limpio, de igual forma debemos conocer la resistividad con ello nos damos cuenta que el reservorio es heterogéneo; estos datos se obtiene mientras se va perforando. Es aquí donde usamos las herramientas de Geonavegación (PERISCOPE), de esta forma se va perforando siempre en el tope del yacimiento y se evita el contacto agua-petróleo ya que como mencionamos el problema de Pacific Rubiales es la producción excesiva de agua.

4.4 PERFORACIÓN Y COMPETICIÓN DE POZOS PARA IMPLEMENTAR LA HERRAMIENTA ICD.

4.4.1 Perforación Horizontal

4.4.1.1 Principios de la perforación Horizontal. La perforación horizontal es una derivación directa de la perforación direccional. Se define como pozo horizontal, al cual se va desviando desde la vertical hasta alcanzar 90° y penetrar al yacimiento con una sección completamente horizontal.

Figura 19. Pozo Horizontal

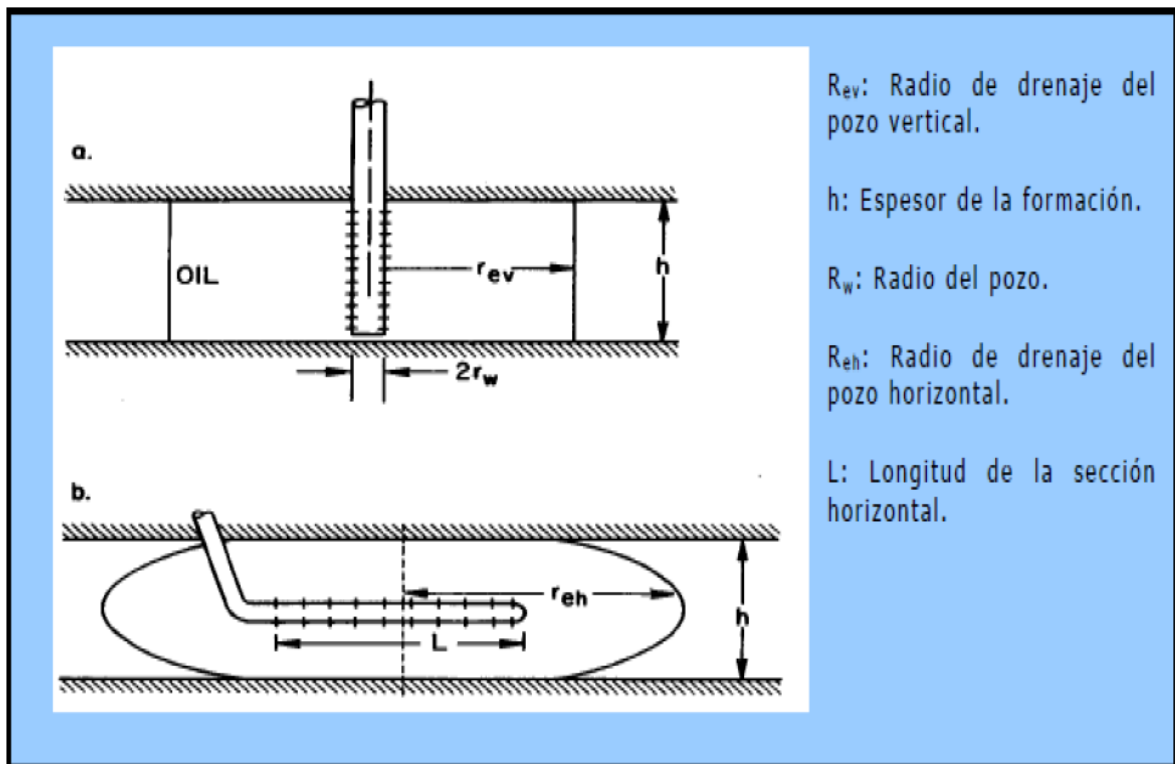


Fuente. Curso "Performance Horizontal Wells". PETROGROUP, Bogotá D.C., 2012.

Fundamentalmente el principal objetivo de la perforación de pozos horizontales, es encontrar un método económico para mejorar la productividad y obtener una mayor recuperación final de hidrocarburos mediante el aumento del factor de recobro y el mejoramiento de la eficiencia de barrido especialmente por tratarse de un yacimiento con espesor delgado.

El parámetro más importante en la perforación horizontal es la longitud de navegación de la sección horizontal dentro del yacimiento, específicamente la longitud de la sección horizontal con relación al espesor de la formación productora y a las dimensiones del área de drenaje.

Figura 20. a) Radio de Drenaje de un pozo Vertical, b) Radio de Drenaje de un pozo Horizontal



Fuente. Joshi, S.D., Horizontal Well Technology; Penn Well Publication, Tulsa OK, 1991..

Con este tipo de pozos, el índice de productividad del yacimiento puede incrementarse considerablemente por causa de su gran área de flujo, y existe un cambio radical de las condiciones de flujo, cambiando de un flujo radial a un régimen de flujo paralelo. Este cambio en el régimen de flujo es el factor que controla la productividad y/o recuperación de petróleo.

El propósito de un Pozo Horizontal es incrementar el contacto con el yacimiento y de ese modo incrementar la productividad del mismo, como pozo de inyección un pozo horizontal de larga sección horizontal provee una gran área de contacto y por lo tanto aumenta la inyectividad del pozo, que es lo que más se desea en los proyectos de recuperación secundaria.

La productividad de un pozo horizontal depende de la longitud horizontal y ésta a su vez, depende de las técnicas de perforación horizontal; otra consideración importante para la productividad es el esquema de Completación, que dependerá de las necesidades de Completación local y de la experiencia que se tenga en el área.

El tipo de Completación afecta el funcionamiento de un pozo horizontal, y ciertos tipos de Completación en estos pozos sólo son posibles con ciertos tipos de técnicas.

4.4.1.2 Ventajas y desventajas de la Perforación Horizontal. Las principales ventajas de la perforación horizontal son:

- El aumento de la producción de petróleo, que algunos casos es de 5 a 20 veces mayor que los pozos verticales, implica recuperar rápidamente la inversión hecha y tener mayor beneficio económico.
- Incremento en el intervalo productivo, por tener un mejor barrido.
- Disminución de la conificación y canalización de agua.
- Mejora la eficiencia de proyectos de recuperación mejorada.

- Aumenta la productividad en yacimiento con fracturas verticales.
- Permite la producción de petróleo con alta viscosidad.

De igual manera también presenta desventajas al implementar este tipo de completamiento, las cuales son:

- La permeabilidad vertical afecta a la productividad.
- Los costos de perforación y completamiento son más altos que los pozos verticales, por lo que, el volumen de producción debe ser grande para justificar la inversión.
- Compite con pozos verticales fracturados hidráulicamente.
- El costo de un pozo horizontal es de 1,3 a 4 veces mayor que el de un pozo vertical.

4.4.2 Perforación mediante Geonavegación PeriScope. La perforación mediante Geonavegación PeriScope es fundamental en pozos horizontales ya que se maximiza el contacto con el yacimiento y la producción de hidrocarburos, retarda la producción de agua utilizando la herramienta de mapeo de límites de capas PeriScope en tiempo real para dirigir los pozos hacia la mejor posición y evaluar la formación durante la perforación.

El mapeo de límites de capas en tiempo real está posibilitando el posicionamiento preciso de pozos horizontales, ayudando a reducir los costos de perforación.

En comparación con los pozos verticales o levemente desviados, los pozos horizontales pueden producir a tasas más altas, con factores de recuperación más elevados. Sin embargo los yacimientos de capas (areniscas) delgadas plantean diversos desafíos al momento de ubicar con precisión pozos horizontales.

La perforación de pozos horizontales en el Campo Rubiales, y en especial la Unidad Areniscas Basales es muy importante para ir detectando los estratos que se van

perforando y posteriormente proceder al completamiento del pozo con el dispositivo pasivo de control de flujo (ICD).

De acuerdo a la información recopilada de los campos de estudio, se propone perforar con PeriScope para tener una navegación horizontal eficiente y llegar al objetivo propuesto por la empresa (PACIFIC RUBIALES), el cual incluye la planeación del pozo, programa de perforación y la combinación de las herramientas LWD.

4.5 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE COMPLETAMIENTO

Para comenzar con el modelo del completamiento son indispensables ciertos parámetros del pozo y del yacimiento. La exactitud de los resultados depende en gran medida de la precisión de los datos de entrada utilizados por el software.

Una vez que se da el ingreso de datos, los ingenieros de Yacimientos de Pacific Rubiales y las empresas de servicio utilizarán el software NeTool™ para modelar el completamiento y el wellbore como se describió anteriormente teniendo tres escenarios básicos en la mayoría de casos.

- Completación liner ranurado o malla (SAS).- Esta es el completamiento estándar que se corre en la mayoría de pozos horizontales en Campo Rubiales y se utiliza como una base para evaluar todos los escenarios optimizados de completación.
- Caso base de la completación con ICDs. Este escenario se ejecuta con un diseño optimizado ICDs en conjunto con compartimentación de la zona de pago utilizando uno o más dispositivos de aislamiento zonal (SwellPackers).
- Optimización de la completación ICDs. En este caso el modelo es ajustado normalmente incrementando el número de compartimentos en la realización y el empleo de ICDs con mayor o menor caídas de presión.

Los resultados de los tres escenarios ilustran claramente las ventajas de nivelar el comportamiento de la producción durante todo el intervalo de la sección horizontal y son con frecuencia evidencia suficiente para seguir adelante con el proyecto. Utilizando un enlace apropiado entre la aplicación del NeTool™ y teniendo en cuenta el comportamiento de producción de sus pozos vecinos, se puede cuantificar las ventajas asociadas a cada escenario sucesivo de la completación.

El resultado es una comprensión clara del comportamiento del pozo en un intervalo de tiempo con respecto al incremento acumulado de producción de petróleo, donde la producción de agua en el tiempo debería retrasarse. El estudio se enfocará en la simulación de la completación para el caso 3 mediante la optimización de la completación con ICDs, es decir se analiza algunos escenarios hasta llegar al más óptimo que proporcione mayor recuperación de petróleo y un control adecuado de agua.

4.5.1 Recolección de datos. Los datos necesarios para el desarrollo de este estudio se obtendrán a partir de:

- Historial de producción de los pozos seleccionados.
- Correlaciones estructurales de pozos seleccionados.
- Completación final del pozo RB-260H, RB-475H y RB-544H.

4.5.2 Procesamiento y análisis de datos. Los datos obtenidos serán tabulados utilizando el software NeTool™, herramienta software que sirve para cuantificar las ventajas y permitir el estudio a largo plazo de una completación con ICD y SwellPackers. Adicionalmente se utilizará el software OFM para pronosticar la producción de los pozos en estudio y conocer la rentabilidad del proyecto.

5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

5.1 ANÁLISIS EN EL DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN FINAL CON ICD DE LOS POZOS SELECCIONADOS

5.2 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN FINAL CON ICD PARA EL POZO RB-544H

5.2.1 Antecedentes. El pozo horizontal RB-544H fue perforado en la plataforma del clúster 218. La perforación del pozo se inició el 01 de Enero del 2012, alcanzado la profundidad final de 5254 pies el 04 de Enero. El pozo se completó el 08 Enero del 2012, empleando la tecnología de control de influjo ICD de Weatherford, siendo un pozo piloto de esta tecnología para Pacific Rubiales Energy.

5.2.2 Geonavegación Periscope del Pozo RB-544H. El objetivo es navegar una sección horizontal de 1.800 pies en las Arenas Basales A, B y C. Para esto se cruzaran dos cuellos lutíticos que separan las respectivas Arenas.

5.2.3 Ensamble de Navegación. 6 1/8" PDC + Motor + PeriScope + ShortPulse (MWD).

5.2.4 Descripción de Eventos

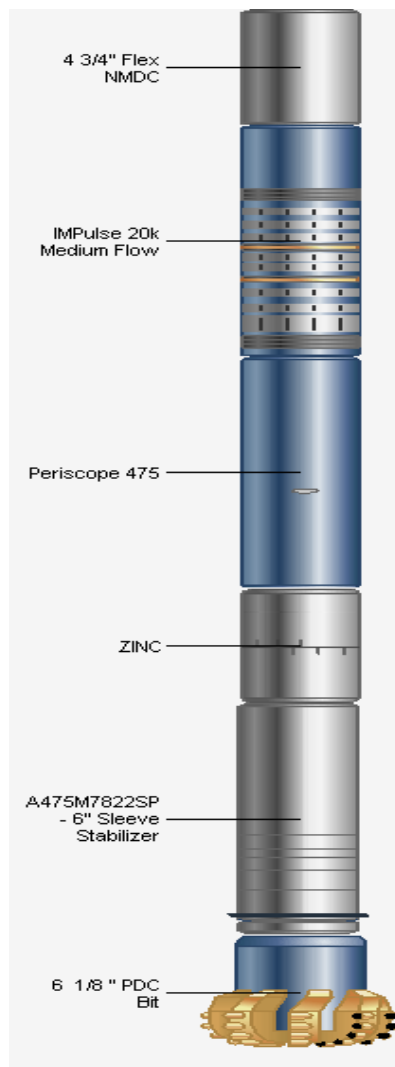
- Inicio de la corrida: 3.970 pies MD, 03 Enero del 2012.

3.970 pies MD-07:00 hrs – 03 Enero 2.012

Situación actual: 3.970 pies MD; INC 91.2°; AZ: 218,91°, 2.737 pies TVD.

- Durante el aterrizaje se identificó el tope de la Arena Objetivo a una TVD de 2.737 pies.

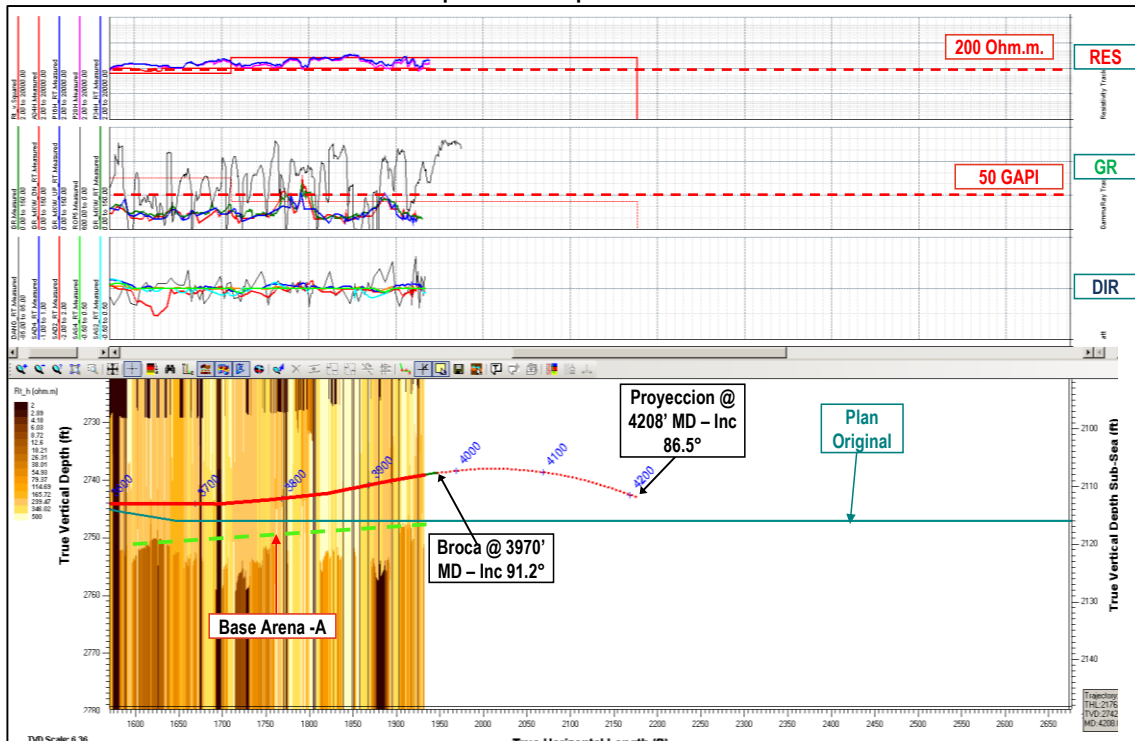
Figura 21. Ensamble de la navegación Pozo RB-544H



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

- Se inició la perforación a las 1:00 am @ 3.594 pies MD con trabajo direccional hacia arriba. A la salida del zapato la inclinación fue de 88°. Luego que salió el motor, se comenzó a construir para posicionarse a 2-3 pies del tope objetivo.
- A 4.020 pies MD se decide comenzar a bajar a 87°.
- La inversión de Periscope detecto la base de la arena objetivo a 6-7 pies TVD. Así mismo, la inversión muestra que la formación presenta un posible buzamiento de 0,65 up-dip.

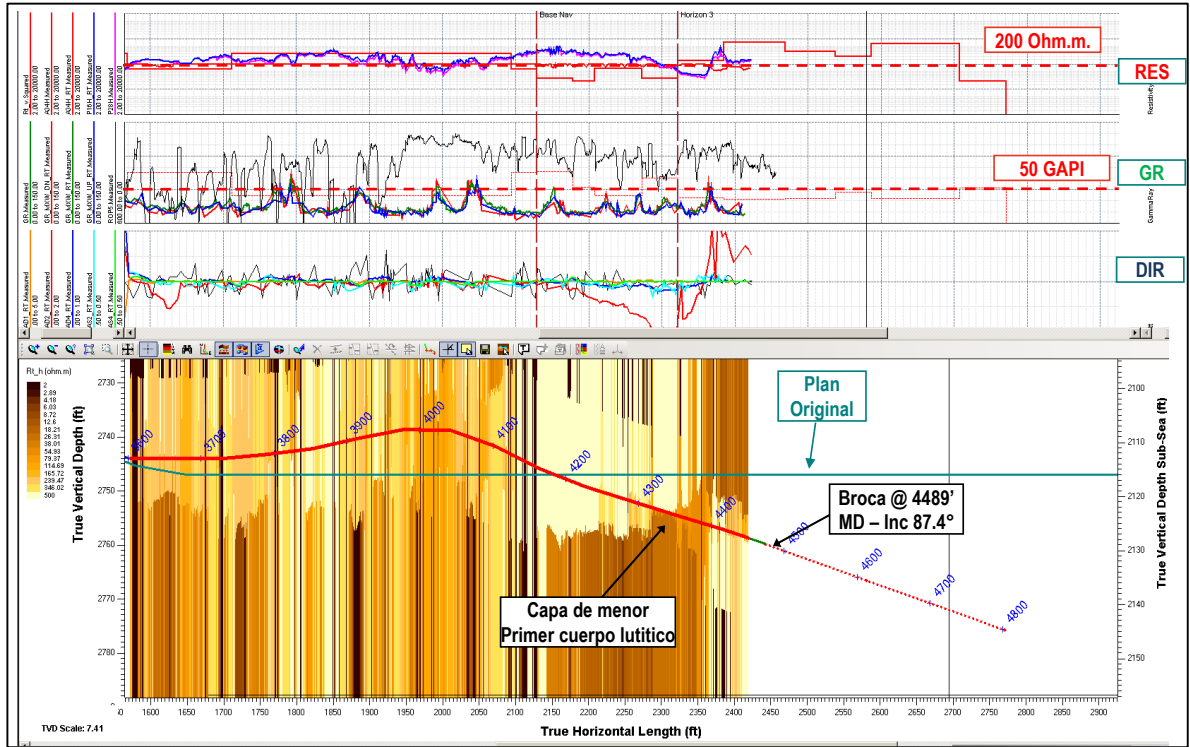
Grafica 6. Inversión de Periscope 3.970 pies Pozo RB-544H



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

- **4.489 pies MD- 03 Enero 2.012**
- Profundidad actual: 4.489 pies MD; INC 87,4°; AZ: 218,91°, 2.760,2 pies TVD.
- Ultimo Survey: 4.413 pies MD; INC: 87,52°; AZ: 218,91; TVD: 2.757,03 pies TVD.
- Desde la salida del zapato la resistividad presento valores de 270 a 650 ohm-m, y el GR de 20 °API, con picos de 60° API. De 4.340 pies a 4.390 pies MD, la resistividad cayó por debajo de 70 ohm-m para luego subir nuevamente a más de 250 ohm-m.
- A partir de los registros y la inversión de PeriScope se interpreta que las arenas A y B forma un solo paquete y que el cuello lutitico 1 que se esperaba entre ella, se presentó levemente evidenciado por la calidad en la resistividad encontrada a 4.340 pies MD.
- En general los shows se reportaron como regulares a buenos hasta el momento.

Grafica 7. Inversión de Periscope 4.489 pies Pozo RB-544H



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

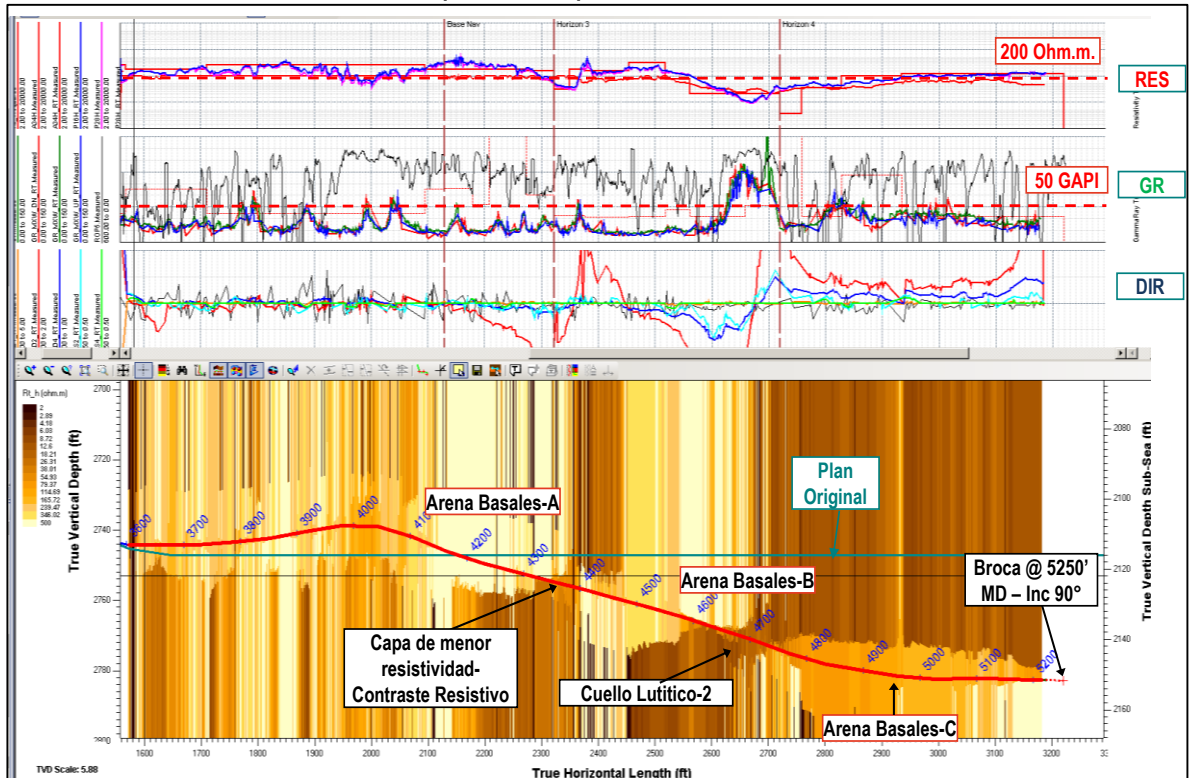
- **5.250 pies MD-04 Enero 2.012**

Profundidad actual: 5.250 pies MD; INC 90°; AZ: 223,85°, 2.782,46 pies TVD.

Ultimo Survey: 5.183 pies MD; INC: 89,93; AZ: 223,85; TVD: 2.782,36 pies TVD

- Luego de navegar la Arena B, a 4.660 pies MD se cruzó el segundo cuello lutitico esperado con un espesor aproximado de 6 pies TVD.
- A partir de la entrada a la arena C a 4.746 pies MD se posiciono el pozo entre 6 y 3 pies TVD del tope y se navegó por 500 pies este último intervalo. Se decidió para el pozo 150 pies antes de lo planeado.
- En general los shows se reportaron como regulares a buenos.
- El total de la sección navegada fue de 1.661 pies.

Grafica 8. Inversión de Periscope 5.250 pies Pozo RB-544H

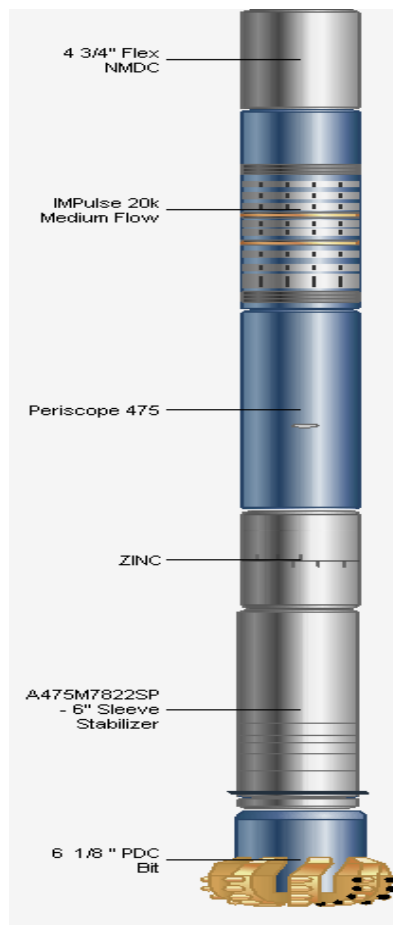


Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

5.3 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN FINAL CON ICD PARA EL POZO RB-475H

5.3.1 Antecedentes. El pozo horizontal RB-475H fue perforado en la plataforma del clúster 140. La perforación del pozo se inició el 19 de Enero del 2012, alcanzado la profundidad final de 5.187 pies el 22 de Enero. El pozo se completó el 26 Enero del 2012, empleando la tecnología de control de influjo ICD de Halliburton, siendo un pozo piloto de esta tecnología para Pacific Rubiales Energy.

Figura 22. Ensamble de la navegación Pozo RB-475H



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

5.3.2 Geonavegación Periscope del Pozo RB-475H.. Navegar una sección horizontal de aproximadamente 1.778 pies en la parte superior del yacimiento Arenas Basales.

5.3.3 Ensamble de Navegación. 6 1/8" PDC + Motor + PeriScope + IMPulse (MWD).

5.3.4 Descripción de Eventos

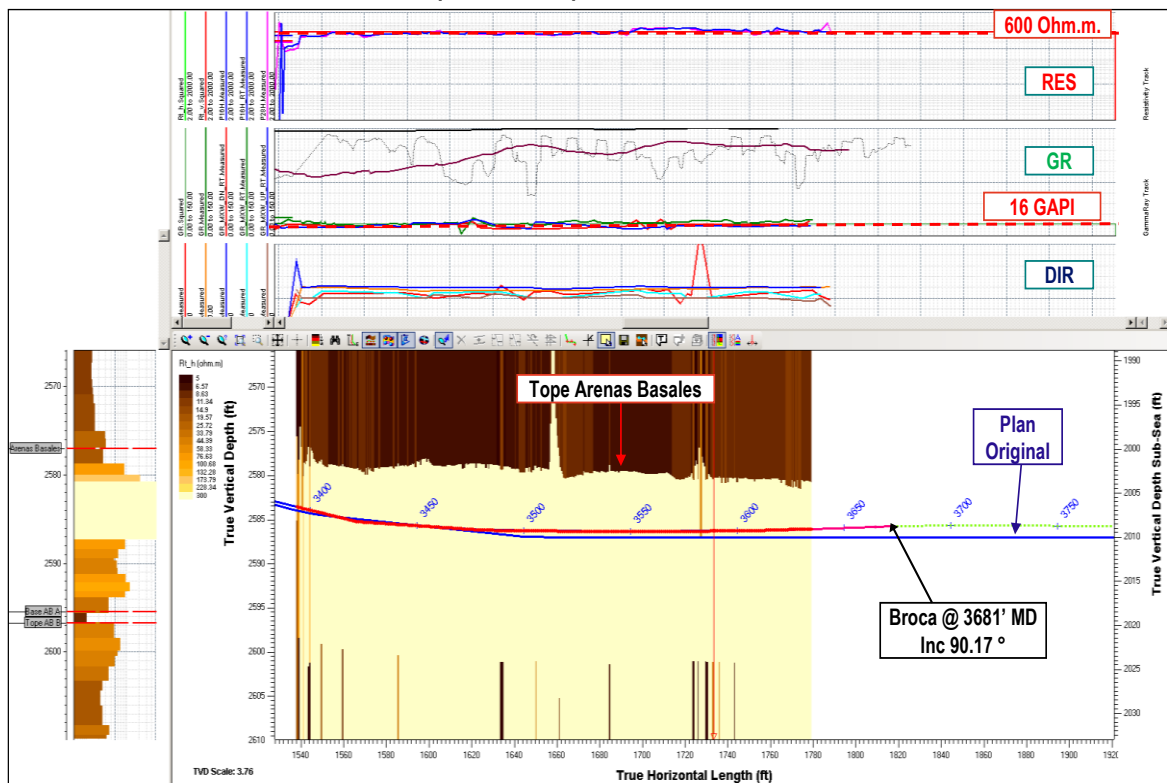
- Inicio de la corrida: 3.681 pies MD, 21 Enero del 2012.

3.681 pies MD- 21 Enero 2.012

Situación actual: 3.681 pies MD; INC 89,79°; AZ: 12,54°, 2.586,16 pies TVD.

- A la salida del casing (@3.387 pies MD) se esperaba una inclinación de 87,5° y la encontrada en tiempo real fue de 88,13°. Por esta razón la trayectoria se posicionó por encima del plan.
- Desde el inicio de esta sección se han registrado resistividades desde 400 ohm-m y GR muestra valores menores a 20°API.
- La inversión de PeriScope muestra el tope de la arena a 5 pies por encima de la trayectoria con un dip aparente de dirección del pozo de 0,5 (sentido downdip). Debido al rango de detección del PeriScope la base no está siendo mapeada.

Grafica 9. Inversión de Periscope 3.681 pies Pozo RB-475H



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

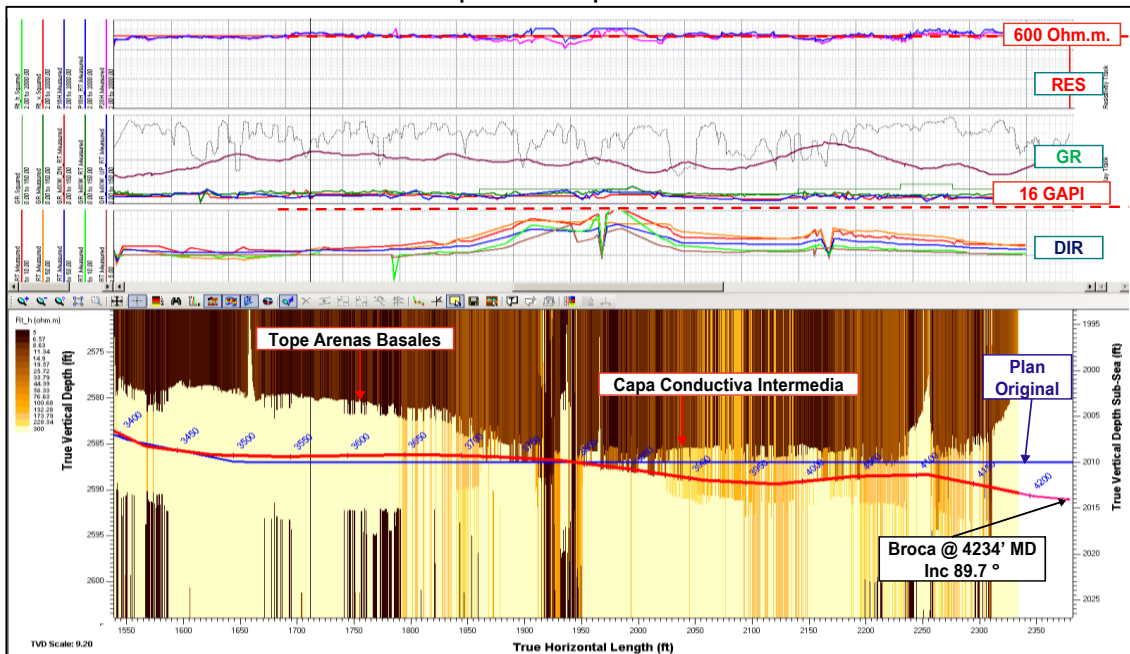
4.234 pies MD - 21 Enero 2.012

Profundidad actual: 4.234 pies MD; INC 89,7°; AZ: 8,59°, 2.591 pies TVD.

Ultimo Survey: 4.173 pies MD; INC: 88,1°; AZ: 8,59°; TVD: 2.589,9 pies TVD.

- A partir de 3700 ft MD, se empezó a detectar una capa conductiva intermedia entre el tope de las Arenas Basales y la trayectoria, la cual fue evitada de cruzar sin afectar las lecturas de resistividad y GR.
- Desde el inicio de esta sección, se han registrado resistividades por encima de los 400 ohm-m y hasta los 900 ohm-m y los valores de GR han mostrado valores menores a 20 °API.
- Actualmente la trayectoria se encuentra a menos de 5 ft TVD de la capa intermedia suprayacente, por tal motivo se ha venido navegando por debajo de los 90 deg Inc. para alejarse de la misma.
- Actualmente se ha comenzado el viaje corto hasta el zapato.

Grafica 10. Inversión de Periscope 4.234 pies Pozo RB-475H



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

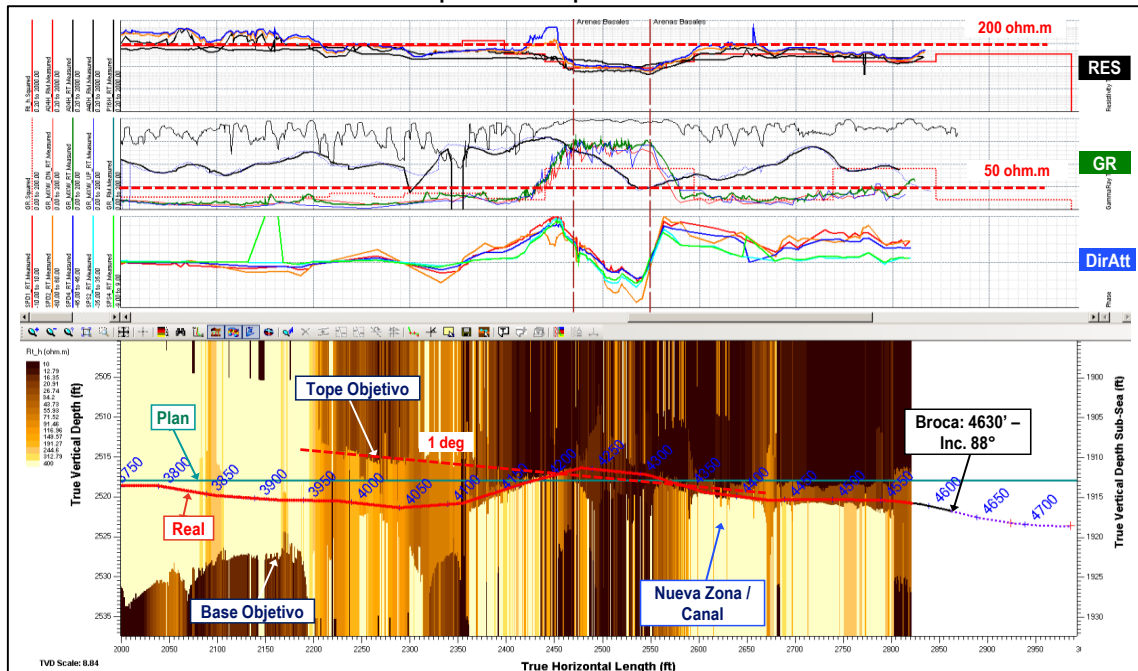
4.628 pies MD – 22 Enero 2.012

Profundidad actual: 4.628 pies MD; INC 89,7°; AZ: 7,09°, 2.590,7 pies TVD.

Ultimo Survey: 4.551 pies MD; INC: 89,7°; AZ: 7,09°; TVD: 2.589,87 pies TVD

- A partir de 4.350 pies MD las curvas direccionales indicaban que la trayectoria se encontraba atravesando una sucesión de capas finas de carácter arenoso demostrado por las lecturas de GR alrededor de 20 °API.
- Mientras la trayectoria se alejó del tope las curvas direccionales volvieron a la posición de cero indicando que tanto el tope y la base se encontraban fuera del rango de detección del PeriScope para las propiedades encontradas.
- Se estaba buscando navegar entre 90 y 89.5 grados y se presentó una falla aparentemente en la comunicación de las herramientas por lo cual fue necesario POOH y cambiar el PeriScope por un Impulse.

Gráfica 11. Inversión de Periscope 4.630 pies Pozo RB-475H



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

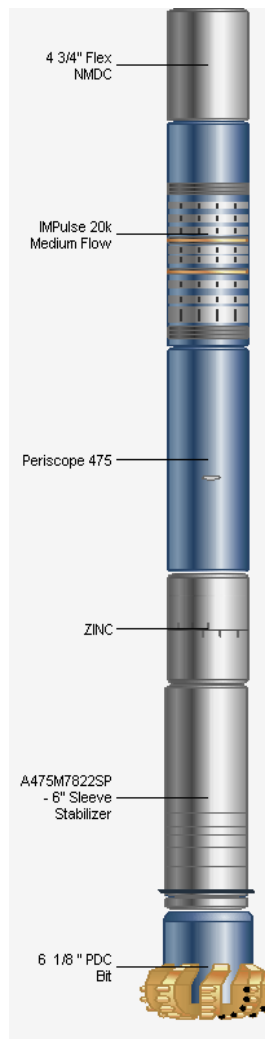
5.4 DISEÑO DE LA COMPLETACIÓN FINAL CON ICD PARA EL POZO RB-260H

5.4.1 Antecedentes. El pozo horizontal RB-260H fue perforado en la plataforma del clúster 352. La perforación del pozo se inició el 20 de Enero del 2012, alcanzado la profundidad final de 5.115 pies el 23 de Enero. El pozo se completó el 27 Enero

del 2012, empleando la tecnología de control de flujo ICD de Schlumberger, siendo un pozo piloto de esta tecnología para Pacific Rubiales Energy.

5.4.2 Geonavegación Periscope del Pozo RB-260H. El objetivo es navegar una sección horizontal de 1.750 pies en la parte superior del yacimiento Arenas Basales.

Figura 23. Ensamble de la navegación Pozo RB-260H



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

5.4.3 Ensamble de Navegación. 6 1/8" PDC + Motor + PeriScope + ShortPulse (MWD).

5.4.4 Descripción de Eventos

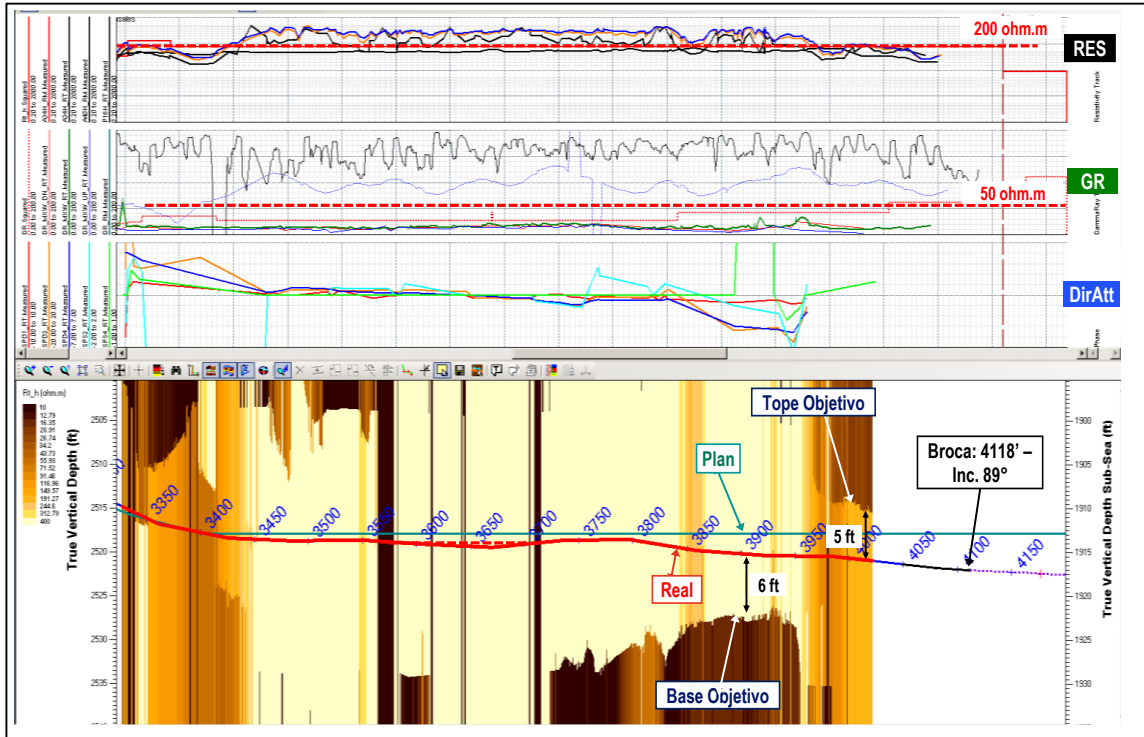
- Inicio de la corrida: 4.118 pies MD, 21 Febrero del 2012.

4.118 pies MD – 21 Enero 2.012

Situación actual: 4.050 pies MD; INC 89,04°; AZ: 129,04°, 2.521,4 pies TVD.

- Se inició perforación de la sección horizontal a las 20:45 del día 21-Feb @ 3.314 pies MD. Luego de haber perforado 100 pies desde el zapato, se perdió circulación total. Se reinició la perforación a primeras horas del día siguiente a 3.407 pies MD.
- Desde la salida del revestimiento, la resistividad fue aumentando hasta 600-700 ohm-m, y se ha mantenido hasta 3.970 pies MD. A partir de este punto disminuye a 200-70 ohm-m. Observando el GR limpio es posible que haya un cambio petrofísico lateral de la roca.
- Las lecturas de Rayos Gamma desde la salida del revestimiento hasta el momento se han mantenido en promedio entre 15 y 20 °API.
- El PeriScope ha mostrado un espesor de aproximadamente 10 pies TVD de la Arena Objetivo. Con diferentes inversiones se ha detectado el tope y base de la arena en diferentes intervalos de la trayectoria. Actualmente se detecta el tope a 5 pies por encima de la trayectoria.
- En los últimos pies el BHA no ha respondido por lo que se evalúa sacar a superficie y cambiar el bent housing del motor a 1.83 grados.

Grafica 12. Inversión de Periscope 4.118 pies Pozo RB-260H



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

4.630 pies MD – 22 Febrero 2.012

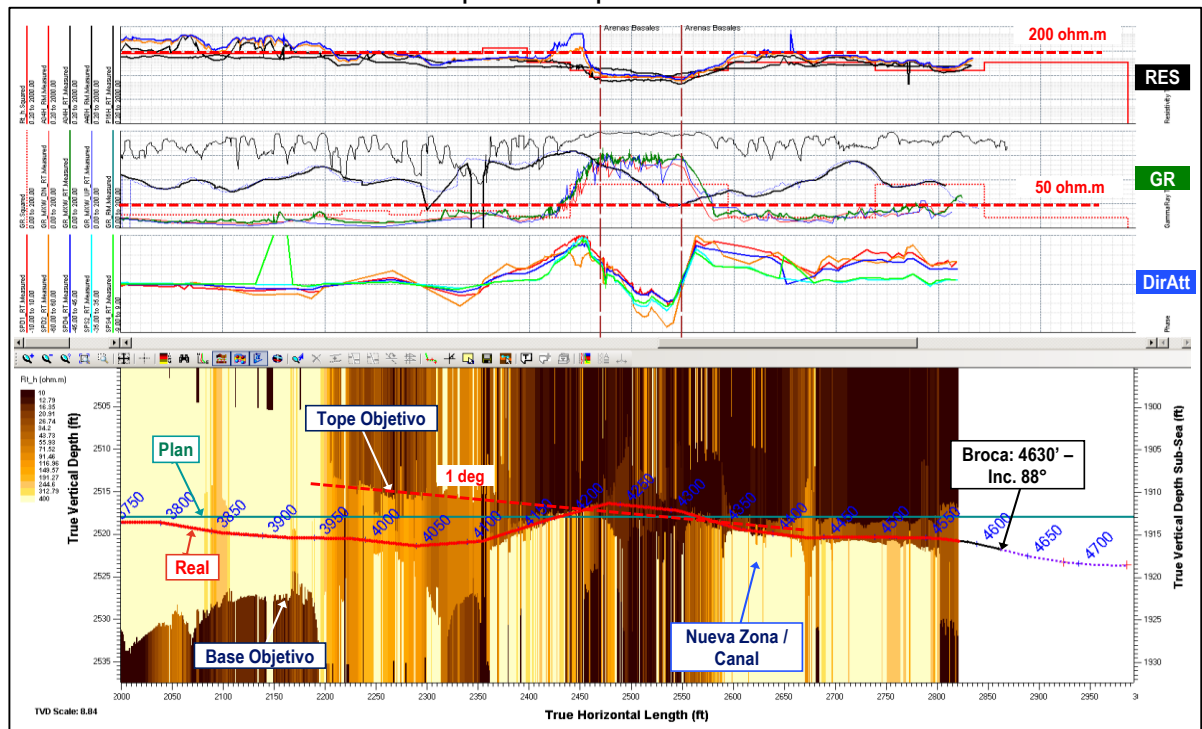
Profundidad actual: 4.630 pies MD; INC 88°; AZ: 131,35°, 2.521,8 pies TVD.

Ultimo Survey: 4.561 pies MD; INC: 89,45; AZ: 131,35°; TVD: 2.520,45 pies TVD.

- Luego del cambio en el bent del motor a 1.83 se decidió subir 3 pies en TVD pero el BHA tuvo una mayor respuesta, por lo que se tocó el tope de la arena. Adicionalmente, la estructura no ha presentado el buzamiento estimado up-dip, sino que se estima que la estructura buza 1° down-dip a partir de la inversión de PeriScope.
- Se perforo en la zona arcillosa por 130 pies para luego volver al objetivo.
- Se intentó bajar inclinación para encontrar mejores resistividades pero la respuesta del BHA no ha sido la esperada.

- Actualmente se intenta alejar la trayectoria del tope a fin de alcanzar las mejores propiedades de la arena objetivo ya que la inversión de PeriScope muestra una distancia al tope de 2.5 pies TVD.

Gráfica 13. Inversión de PeriScope 4.630 pies Pozo RB-260H



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

5.4.5 Simulación y diseño de la completación (ICD) con NeTool™. Los ICDs se instalan como una parte de la cadena de completación y se combina con empaques hinchables al compartimentar la sección navegada del reservorio. El software de simulación se utiliza antes de la instalación para la configuración óptima de los controladores de flujos pasivos y no hay necesidad de equipo de instalación especializado.

Como mencionamos anteriormente existe una metodología, primero hacemos un **PREDISEÑO** para realizar la completación. Utilizamos el modelo entregado por

Pacific Rubiales y teniendo las propiedades estimadas del campo y el pozo el cual tiene sus propiedades de permeabilidad, saturación, con ello modelamos cuanto va a producir el pozo con estas propiedades. También es indispensable el survey o plan direccional del pozo. Comparamos con los otros pozos vecinos para estimar cómo va hacer la producción. Cabe mencionar que cada pozo en el que se realiza la corrida, en este software cada pozo es un caso y se analiza separadamente.

Inicialmente, para cada uno de los pozos, se introdujeron las profundidades con sus respectivos completamientos en NETool™, los datos de saturaciones iniciales y permeabilidades. Posteriormente se hicieron corridas de simulación, donde se compararon los cortes de agua arrojados por el simulador y los datos de pruebas de los pozos. Para ajustar el modelo se tomó un caudal de fluidos inicial y se modificó la saturación de agua para cada zona, ya que los cálculos de petrofísica son del estado inicial del pozo. Para simulaciones futuras de producción, se tuvo en cuenta el petróleo producido y se recalcularon las saturaciones de agua. En la Cuadro 5 se presenta la información numérica básica obtenida del simulador con sus respectivas unidades para cada pozo, como la producción de petróleo, agua y gas, el corte de agua esperado bajo esas condiciones operacionales, la relación gas líquido, el caudal de fluidos totales y la presión en cabeza de pozo.

Cuadro 5. Información básica obtenida de NeTool™

Oil rate	Gas rate	Water rate	GOR	WCUT	LGR	Q res. total	BHP
[STB/d]	[MMSCF/d]	[STB/d]	[SCF/STB]	[%]	[STB/MMSCF]	[RB/d]	[PSI]

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Los pozos horizontales del Campo Rubiales están diseñados para drenar un área de 90 acres, pero generalmente, por el alto aporte de agua del acuífero, se eleva el corte de agua producido y se reduce el área drenada. Por esta razón, fue necesario determinar el área real drenada por cada pozo, cuando se produjo el último caudal reportado, pues la variación de la saturación de agua depende del área drenada del

pozo, ya que esta área modifica el estimado del petróleo original en sitio (POES). Para ello, se varía el espesor de la arena productora según el caso y el radio de drenaje del pozo hasta determinar que las reservas calculadas o producidas fueran iguales a la última producción acumulada de petróleo.

Para calcular las reservas explotadas (N_p), se estima un factor de recobro que se multiplica por el petróleo original en sitio (POES) como se observa en la Ecuación 4.

Ecuación 4. Volumen de petróleo producido.

$$N_p = FR * POES$$

Este POES se determina mediante la Ecuación 5.

$$POES = \frac{7.758 * A * h * \phi * (1 - SW)}{\beta_o / 1'000.000}$$

Dónde:

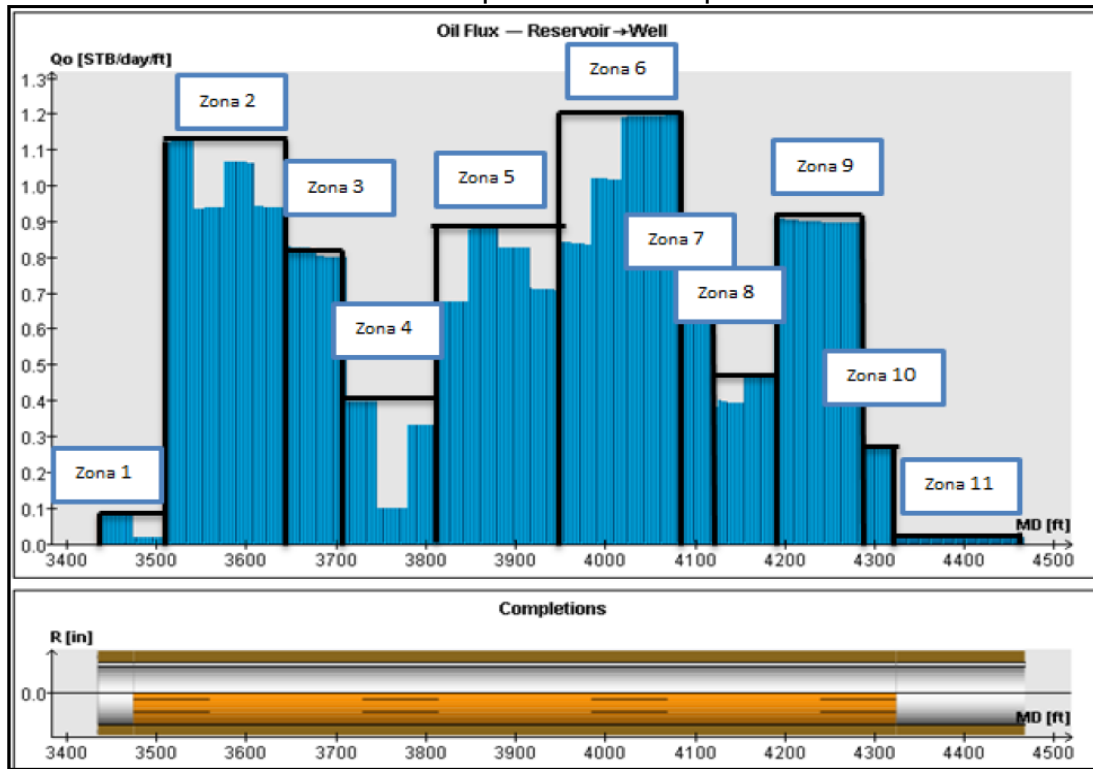
- El área A se expresa en acres.
- El espesor neto de la arena productora h se expresa en pies.
- La porosidad Φ en fracción es asumida como 0,3 para toda la formación.
- La saturación de petróleo (1-Sw) en fracción es asumida como 0,7 si la Sw irreducible del yacimiento es 0,3.
- β_o es el factor volumétrico del petróleo tomado como 1,096 RB/STB, valor tomado del estudio PVT del pozo RB-53.
- El POES se obtiene en MSTB.

En cada pozo se toman varios puntos de producción acumulada para determinar el cambio de la saturación de agua (S_w) en el frente del drenaje del pozo, con el fin de crear un perfil de producción a lo largo del tiempo.

Para hacer el ajuste de saturación de agua en los diferentes puntos a lo largo del tiempo, se deben seguir los siguientes pasos:

a) Determinar las zonas productoras de la corrida en el ajuste inicial o real del pozo para hallar sus respectivos aportes de petróleo, zonas que se determinan donde se observan cambios drásticos de producción ocasionados por cambios en la permeabilidad de la formación. En la Figura 37 se muestra un ejemplo.

Grafica 14. Determinación de zonas productoras de petróleo.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

b) Determinar el valor promedio de STB/día/pie para cada zona.

- c) Multiplicar el valor hallado en (b) por la longitud de cada zona para hallar la producción de petróleo en cada sección.
- d) Sumar la producción de petróleo de todas las zonas y al dividir la producción de cada una entre el valor total, se halla el porcentaje de aporte de cada zona.
- e) De los reportes de producción, se establece el siguiente punto de producción acumulada para hallar los nuevos valores de Sw.
- f) Se multiplica el porcentaje de aporte de petróleo en cada zona por el próximo valor de producción acumulada, de tal forma que se pueda establecer la nueva producción de cada zona; esto sirve para determinar cuánto petróleo ha producido cada una desde los inicios de producción del pozo hasta el tiempo evaluado.
- g) De NETool™ se determina un valor promedio de Sw en cada zona determinada, valor que se toma como saturación de agua inicial Swi.
- h) Para obtener la nueva saturación de agua después de un período de producción, se multiplica la nueva producción acumulada de cada zona por la saturación de petróleo móvil, dividiendo este valor entre el nuevo POES, obtenido al cambiar la saturación inicial por la saturación promedio de la zona obtenida en el ajuste inicial del simulador, tal como se observa en la Imagen 5, en donde el término es la saturación de petróleo que será reemplazada por agua.

Ecuación 5. Determinación de variación de saturación a lo largo del tiempo.

$$S_{wf} = S_{wi} + \frac{N_{p\text{zona}} * (1 - S_{wi} - S_{or})}{POES_{\text{zona}} * 1'000.000}$$

i) Estos nuevos valores de Swf en cada zona, se introducen en el simulador como los nuevos valores de saturación de agua, cambiando también los caudales de fluidos producidos según datos históricos. Al correr el simulador se obtienen nuevos valores de corte de agua y caudales de petróleo producido.

Los pasos (b) a (i) se deben realizar para cada pozo, para cada tipo de completamiento y para cada punto que se desee evaluar.

Cabe resaltar que, si se asume que un barril de petróleo producido es reemplazado por un barril de agua para mantener la presión inicial del yacimiento estable, la variación de saturación hallada, determina el corte de agua cuando el pozo ha drenado lateralmente. El exceso de agua producida es producto del aporte del acuífero que infrayace el yacimiento. Después de haber establecido los valores de permeabilidad y saturación en un punto inicial para cada pozo, se procedió a reemplazar las zonas con “liner” ranurado por ICD’s con las siguientes características:

ICD tipo boquilla: inicialmente se realizó el ajuste con una boquilla del menor diámetro disponible y estándar para el dispositivo (1/8 pulg.), pues este diámetro es el que mejores resultados de corte de agua arroja para este yacimiento, ya que generan mayor caída de presión a través del ICD; después se procedió a aumentar el número de boquillas en el ICD y aunque el corte de agua incrementó casi en un 2% para todo el período de producción con seis boquillas, se evita el riesgo de perder esta sección en caso de existir un taponamiento por arena. En las zonas de mayor permeabilidad se ubicaron entre tres y cuatro boquillas y en las zonas de menor permeabilidad entre seis y ocho boquillas para generar la producción uniforme; cabe resaltar, que las arenas que se encuentran muy cerca al acuífero y que no tienen presencia de sellos efectivos que retarden la irrupción de agua, se restringieron como zonas de alta permeabilidad por más que contaran con permeabilidades bajas.

Equipflow ICD: para este tipo de ICD existen dos diseños:

En el primero o estándar, los seis tubos que lo componen están diseñados para generar una caída de presión determinada. En la Figura 38 se observan las caídas de presión disponibles para este tipo de ICD, en donde el primer término de la multiplicación representa la caída de presión en psi y el segundo, el caudal de fluidos que genera esa caída de presión; para determinar el diámetro requerido que genere esta caída de presión, se emplea la Ecuación 1, en donde se varía el área de flujo hasta determinar la caída de presión en la boquilla o tubo.

Figura 24. Caída de presión a través de los tubos que lo componen el Equipflow ICD.

#	Top MD [ft]	EquiFlow ICD Type	Top TVD [ft]	Tubing OD [in]	Joint length [ft]	Equi-Flow ICD type
1	3434.0	20x100				
2	3435.0	20x200				
3	3474.0	20x300				
4	3508.0	20x400				
5	3542.0	20x500				
6	3576.0	20x600				
7	3610.0	50x100				
8	3644.0	50x200				
9	3678.0	50x300				
10	3712.0	50x400				
11	3746.0	50x500				
12	3780.0	100x100				
13	3814.0	100x200				
14	3848.0	100x300				
15	3882.0	100x400				
16	3916.0	100x500				
17	3950.0	150x100				
18	3984.0	150x200				
19	4018.0	150x300				
20	4052.0	34.0	2487.51			
21	4086.0	34.0	2486.66			
22	4120.0	34.0	2486.13			

EquiFlow ICD Type

The ICD type can be one of the predefined settings or be manually specified using the three tube design parameters (length, diameter, number of tubes).

The predefined settings notation denote the pressure drop for a certain rate across the ICD. The pressure drop is given in psi and the rate in bbl/d for a nominal fluid with viscosity 1 cp and specific gravity of 1. For example the predefined setting 20x100

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Equiflow ICD ajustable: Este ICD tiene seis tubos en total, de los cuales, tres son de 0,095 pulg., dos de 0,071 pulg. y uno de 0,046 pulg. Este tipo de ICD es ajustable en campo pues los tubos se cierran dependiendo de la caída de presión deseada. Idealmente se debe dejar el menor número de tubos abiertos y en lo posible dejar abiertos los de menor diámetro para generar la mayor caída de presión a través del dispositivo; indiscutiblemente dejar abierto solamente el tubo de 0,046 pulg., produciría el menor corte de agua, pero para evitar taponamientos por arena y pérdidas de la sección (como se mencionó en el diseño del ICD tipo boquilla), en el presente proyecto se dejarán dos tubos abiertos de mayor diámetro, uno intermedio y uno de menor diámetro. En general, de los resultados obtenidos, se puede decir que el corte de agua obtenido con esta configuración es muy parecido al obtenido con un solo tubo abierto de menor diámetro; su variación no superaba el 0,2%.

ICD tipo espiral. Este es el ICD que lleva un tubo largo enrollado sobre la tubería ciega. La variación de la caída de presión a través de este dispositivo depende de la longitud de este tubo enrollado; en este proyecto no se trabajó con ICD tipo espiral ya que, como se mencionó en la descripción de este tipo de ICD en el Capítulo 2, por su configuración no es recomendable para crudos pesados.

Equalizer ICD ajustable. Este es el ICD tipo laberinto al cual se le puede ajustar el número de canales abiertos que generan la caída de presión; a menor número de canales abiertos, mayor es la caída de presión en el dispositivo, pues el fluido requiere de mayor longitud en su trayectoria antes de entrar a otro canal, lo que hace que el fluido pierda mayor presión generando mayores pérdidas por fricción.

Para hacer la comparación del completamiento convencional con el completamiento ICD, se debe hacer el ajuste de S_{wf} para el modelo real con completamiento convencional y determinar el porcentaje de agua proveniente del acuífero, de tal manera que al perfil creado para ICDs se le haga un “ajuste por acuífero”,

incrementando el valor del corte de agua obtenido con el diferencial de agua obtenido del ajuste; es necesario realizar este ajuste ya que el simulador no toma en cuenta la presencia de acuíferos que puedan aportar agua a la producción; para lograr tener en cuenta los acuíferos, se deben modificar los valores de saturación de agua.

Después de obtener el corte de agua a diferentes tasas de producción, se obtiene el caudal de petróleo producido al multiplicar el caudal de fluidos totales por la saturación de petróleo (1-Wcut); de esta forma se puede obtener un perfil de flujo de petróleo con y sin ICD, diferencial de caudales que refleja el incremento en la producción de petróleo a lo largo de la vida del pozo, lo que en la evaluación financiera posterior, establece si es o no factible y rentable la implementación de la tecnología para la compañía.

5.5 DETALLES DE LA COMPLETACIÓN

Una vez obtenido en las corridas de las simulaciones con el software el diseño óptimo de completamiento, se mira cuanto mide cada herramienta y el orden donde está ubicada.

Cuadro 6. Tally de completamiento final de la sección horizontal del pozo RB-544H

Segment Number	Top MD, ft	Segment Length, ft	Segment Type	Number of Open Flow Ports	Comment
1	3588	1	Casing		casing Shoe
2	3589	38	FloReg ICD	8	
3	3627	38	FloReg ICD	8	
4	3665	38	FloReg ICD	8	
5	3703	38	FloReg ICD	8	
6	3741	38	FloReg ICD	8	
7	3779	38	FloReg ICD	8	
8	3817	38	FloReg ICD	8	
9	3855	38	FloReg ICD	8	
10	3893	38	FloReg ICD	8	
11	3931	38	FloReg ICD	8	
12	3969	38	FloReg ICD	8	

Segment Number	Top MD, ft	Segment Length, ft	Segment Type	Number of Open Flow Ports	Comment
13	4007	38	FloReg ICD	8	
14	4045	38	FloReg ICD	6	
15	4083	38	FloReg ICD	6	
16	4121	38	FloReg ICD	6	
17	4159	38	FloReg ICD	6	
18	4197	38	FloReg ICD	6	
19	4235	38	FloReg ICD	6	
20	4273	38	FloReg ICD	6	
21	4311	38	FloReg ICD	6	
22	4349	38	FloReg ICD	6	
23	4387	38	FloReg ICD	6	
24	4425	38	FloReg ICD	6	
25	4463	38	FloReg ICD	6	
26	4501	38	FloReg ICD	6	
27	4539	38	FloReg ICD	6	
28	4577	38	FloReg ICD	6	
29	4615	38	FloReg ICD	6	
30	4653	15	Packer		
31	4668	40	Blank pipe		
32	4708	15	Packer		
33	4723	40	Blank pipe		
34	4763	40	Blank pipe		
35	4803	38	FloReg ICD	4	
36	4841	38	FloReg ICD	4	
37	4879	38	FloReg ICD	4	
38	4917	38	FloReg ICD	4	
39	4955	38	FloReg ICD	4	
40	4993	38	FloReg ICD	4	
41	5031	38	FloReg ICD	4	
42	5069	38	FloReg ICD	4	
43	5107	38	FloReg ICD	4	
44	5145	38	FloReg ICD	4	
45	5183	38	FloReg ICD	4	
46	5221	10	Blank pipe		
47	5250				Toe

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Cuadro 7. Tally de completamiento final de la sección horizontal del pozo RB-475H

Tubo A - 0.125 pul ID		
Tubo B - 0.100 pul ID		
Tubo C - 0.075 pul ID		
Tubo Abierto		
Tubo Cerrado		

Item	Descripcion	OD	ID	Long	Base	Tubos de Flujo
5	Hanger}	5.88	4.213	18.29	3,285.06	
4	X-Over 4-1/2" BTC Pin x 5" Vam Top	5.5	3.875	0.7	3,303.35	
5	Blank Pipe 4.01	5	3.875	37.32	3,304.05	
4	Blank Pipe 4.02	5	3.875	36.75	3,341.37	
3	Blank Pipe 4.03	5	3.875	38.32	3,378.12	
2	Blank Pipe 4.04	5	3.875	37.88	3,416.44	
1	Blank Pipe 4.05	5	3.875	37.85	3,454.32	
1	X-Over 4-1/2" BTC Box x 4" NU Pin.	4.8	3.5	0.55	3,492.17	
40	ICD 4	5.63	3.875	38.57	3,492.72	
39	ICD	5.63	3.875	38.57	3,531.29	
38	ICD	5.63	3.875	38.55	3,569.86	
37	ICD	5.63	3.875	38.58	3,608.41	
36	ICD	5.63	3.875	38.58	3,646.99	
35	ICD	5.63	3.875	38.55	3,685.57	
34	ICD	5.63	3.875	38.56	3,724.12	
33	ICD	5.63	3.875	38.57	3,762.68	
32	ICD	5.63	3.875	38.55	3,801.25	
31	ICD	5.63	3.875	38.58	3,839.80	
2	SwellPacker		3.875	10.58	3,878.38	
30	ICD	5.63	3.875	38.57	3,888.96	
29	ICD	5.63	3.875	38.57	3,927.53	
28	ICD	5.63	3.875	38.57	3,966.10	
27	ICD	5.63	3.875	38.55	4,004.67	
26	ICD	5.63	3.875	38.55	4,043.22	
25	ICD	5.63	3.875	38.56	4,081.77	
24	ICD	5.63	3.875	38.54	4,120.33	
23	ICD	5.63	3.875	38.57	4,158.87	
22	ICD	5.63	3.875	38.57	4,197.44	
21	ICD	5.63	3.875	38.55	4,236.01	
1	SwellPacker		3.875	10.58	4,274.56	
20	ICD	5.63	3.875	38.05	4,285.14	
19	ICD	5.63	3.875	38.05	4,323.19	
18	ICD	5.63	3.875	38.05	4,361.24	
17	ICD	5.63	3.875	38.05	4,399.29	
16	ICD	5.63	3.875	38.58	4,437.34	
15	ICD	5.63	3.875	38.58	4,475.92	

14	ICD	5.63	3.875	38.55	4,514.50						
13	ICD	5.63	3.875	38.58	4,553.05						
12	ICD	5.63	3.875	38.55	4,591.63						
11	ICD	5.63	3.875	38.54	4,630.18						
10	ICD	5.63	3.875	38.54	4,668.72						
9	ICD	5.63	3.875	38.53	4,707.26						
8	ICD	5.63	3.875	38.56	4,745.79						
7	ICD	5.63	3.875	38.57	4,784.35						
6	ICD	5.63	3.875	38.59	4,822.92						
5	ICD	5.63	3.875	38.58	4,861.51						
4	ICD	5.63	3.875	38.55	4,900.09						
3	ICD	5.63	3.875	38.57	4,938.64						
2	ICD	5.63	3.875	38.58	4,977.21						
1	ICD	5.63	3.875	38.56	5,015.79						
1	X-Over 4-1/2" BTC Pin x 4" NU Box.			0.44	5054.35						
5	Blank Pipe 4-1/2" BTC No. 02.	5	3.875	37.91	5,054.79						
4	Blank Pipe 4-1/2" BTC No. 01.	5	3.875	38.41	5,092.70						
3	O-Ring Seal Sub 4-1/2" BTC.	4.5	2.375	1.48	5,131.11						
2	Pup Joint 4-1/2" BTC.	5	3.875	30.03	5,132.59						
1	Cirulating Shoe 4- 1/2" BTC.	5.27	N/A	1.38	5,162.62						
						5,187					

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Cuadro 8. Tally de completamiento final de la sección horizontal del pozo RB-260H

Segment Number	Top MD, ft	Segment Length, ft	Segment Type	ICD Nozzle Diameter	Comment
1	3393.20	10.4251	Hanger}		
2	3403.63	0.7	X-Over 4-1/2" BTC Pin x 5" Vam Top		
3	3404.33	37.3557	FluxRite ICD	2.5	
4	3441.69	37.6559	FluxRite ICD	2.5	
5	3479.34	37.714	FluxRite ICD	2.5	
6	3517.06	37.6975	FluxRite ICD	2.5	
7	3554.75	37.69	FluxRite ICD	2.5	
8	3592.44	11.1017	Packer		
9	3603.54	38.8439	FluxRite ICD	2.77	
10	3642.39	38.8452	FluxRite ICD	2.77	

Segment Number	Top MD, ft	Segment Length, ft	Segment Type	ICD Nozzle Diameter	Comment
11	3681.23	38.4595	FluxRite ICD	2.77	
12	3719.69	38.8364	FluxRite ICD	2.77	
13	3758.53	37.9427	FluxRite ICD	2.77	
14	3796.47	37.6795	FluxRite ICD	2.77	
15	3834.15	37.6771	FluxRite ICD	2.77	
16	3871.83	37.6886	FluxRite ICD	2.77	
17	3909.52	38.4777	FluxRite ICD	2.77	
18	3948.00	11.0965	Packer		
19	3959.09	37.6878	FluxRite ICD	2.77	
20	3996.78	37.6547	FluxRite ICD	2.77	
21	4034.43	37.6742	FluxRite ICD	2.77	
22	4072.11	37.6533	FluxRite ICD	3.37	
23	4109.76	37.7326	FluxRite ICD	3.37	
24	4147.49	37.6714	FluxRite ICD	3.37	
25	4185.17	36.2499	Blank pipe		
26	4221.42	11.1057	Packer		
27	4232.52	36.50009	Blank pipe		
28	4269.02	11.3032	Packer		
29	4280.32	36.3828	Blank pipe		
30	4316.71	38.8024	FluxRite ICD	4.62	
31	4355.51	38.8047	FluxRite ICD	3.54	
32	4394.31	38.781	FluxRite ICD	3.54	
33	4433.10	38.7843	FluxRite ICD	3.54	
34	4471.88	38.8006	FluxRite ICD	3.54	
35	4510.68	36.6341	Blank pipe		
36	4547.31	36.7461	Blank pipe		
37	4584.06	38.7608	FluxRite ICD	4.62	
38	4622.82	37.6739	FluxRite ICD	3.2	
39	4660.50	38.6757	FluxRite ICD	3.2	
40	4699.17	37.6708	FluxRite ICD	4.62	
41	4736.84	37.8112	FluxRite ICD	4.62	
42	4774.65	37.8455	FluxRite ICD	3.54	
43	4812.50	37.9264	FluxRite ICD	3.54	
44	4850.43	37.6758	FluxRite ICD	3.2	
45	4888.10	37.6881	FluxRite ICD	3.2	
46	4925.79	37.6896	FluxRite ICD	3.2	
47	4963.48	36.8314	FluxRite ICD	3.2	
48	5000.31	37.7221	FluxRite ICD	2.97	
49	5038.03	38.7791	FluxRite ICD	2.97	

Segment Number	Top MD, ft	Segment Length, ft	Segment Type	ICD Nozzle Diameter	Comment
50	5076.81	0.714563	X-Over 4-1/2" BTC Pin x 4" NU Box.		
51	5077.53	10.1257	Pup Joint 4-1/2" BTC.		
52	5087.65	10.1186	Circulating Shoe 4-1/2" BTC.		Toe

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

5.6 PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Al implementar el Dispositivo Pasivos de Control de Flujo, se proyecta tener la mayor cantidad de recuperación de petróleo y a su vez disminuir el corte de agua lo que llevaría a disminuir los costos de producción.

El inicio de producción del pozo RB-544H fue en Enero de 2012, mientras que del pozo RB-475H fue en Febrero de 2012 y del pozo RB-260H fue en Marzo.

El pronóstico de producción de petróleo se realiza desde Abril de 2014 hasta el 22 de Mayo de 2016 (fecha límite del contrato de Pacific Rubiales Energy en el Campo Rubiales), con la aplicación del método de la curva de declinación.

Al realizar el pronóstico de producción es importante conocer cuando la producción de petróleo terminará, por lo que se define una tasa de abandono, la cual en algunos casos se llega antes que termine la producción, ya que se da que los costos de producción son mayores al valor del barril de petróleo. Si estos dos valores son iguales se tiene el límite económico, pero si el costo de producción es mayor la extracción del petróleo no sería rentable. Pacific Rubiales Energy define el límite económico dependiendo del reservorio donde se produzca como también de la capacidad de procesamiento del crudo en las facilidades de producción. Para el Campo Rubiales se tiene un límite económico de 40 BOPD.

El cálculo del pronóstico de producción se realizó de acuerdo al gerenciamiento del Campo Rubiales, es decir aumentando el caudal de fluido producido para mantener la producción del Campo.

En este estudio se tomará en cuenta dos escenarios que se ajustan a datos reales del Campo Rubiales.

5.6.1 Escenario 1: Completamiento convencional, sin los dispositivos pasivos controladores de flujo (ICD).

- A hueco abierto completado con liner ranurado de 4 ½" (SAS).
- Declinación exponencial variable (mes a mes) durante el primer año de producción (declinación $\leq 10\%$).
- Declinación hiperbólica variable durante los años restantes de producción (declinación $\leq 4\%$).
- Producción inicial para el pozo RB-475H es MODELO TIPO T4, producción estimada para el Campo Rubiales cuando se navega en el tope de la estructura y se presenta sellos locales parciales. Además se realiza al tener en cuenta el comportamiento de sus pozos vecinos y de las propiedades de roca y longitud navegada.
- Producción inicial para el pozo RB-260H es MODELO TIPO T4H, es la producción estimada para el Campo Rubiales cuando se navega en el tope de la estructura. Además se realiza al tener en cuenta el comportamiento de sus pozos vecinos y de las propiedades de roca y longitud navegada.
- Sin embargo, si se navega en la arena del contacto agua petróleo, la producción inicial para el pozo RB-544H es de MODELO TIPO T8, producción estimada para el Campo Rubiales. Además se realiza al tener en cuenta el comportamiento de sus pozos vecinos y de las propiedades de roca y longitud navegada.

5.6.2 Escenario 2: Completamiento actual, con los dispositivos pasivos controladores de flujo (ICD) y SwellPackers o empaques hinchables.

- Es importante mencionar que se tiene la producción real mayor de 2 años de los pozos RB-544H, RB-475H y RB-260H, por ello se tiene un mejor pronóstico de producción de los pozos, ya que se encuentran a su potencial.
- Declinación hiperbólica variable durante los años restantes de producción (declinación $\leq 4\%$).

5.7 POZO RB-544H

5.7.1 Escenario 1: Completamiento convencional, sin los dispositivos pasivos controladores de flujo (ICD).

Cuadro 9. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-544H con completamiento convencional.

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO SIN ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
3/31/2012	200.00	1450.00	86.21	1250.00	6082	44095
4/30/2012	245.61	2604.23	90.57	2358.62	13551	123289
5/31/2012	307.02	3807.02	91.94	3500.00	22888	239061
6/30/2012	350.00	5472.71	93.60	5122.71	33531	405486
7/31/2012	326.62	5887.83	94.45	5561.21	43464	584535
8/31/2012	315.72	6207.17	94.91	5891.45	53064	773295
9/30/2012	305.30	6465.15	95.28	6159.85	62349	969900
10/31/2012	295.34	6680.46	95.58	6385.12	71330	1173053
11/30/2012	285.82	6864.43	95.84	6578.62	80022	1381800
12/31/2012	276.70	7024.41	96.06	6747.71	88436	1595413
1/31/2013	267.97	7165.44	96.26	6897.47	96585	1813314
2/28/2013	259.61	7174.39	96.38	6914.78	104480	2031487
3/31/2013	251.60	7293.97	96.55	7042.37	112131	2253297
4/30/2013	243.92	7402.36	96.70	7158.43	119549	2478402
5/31/2013	236.55	7501.22	96.85	7264.67	126743	2706515

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO SIN ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
6/30/2013	229.48	7591.91	96.98	7362.43	133721	2937385
7/31/2013	222.70	7675.50	97.10	7452.81	140493	3170797
8/31/2013	216.18	7752.88	97.21	7536.70	147067	3406562
9/30/2013	209.91	7824.77	97.32	7614.86	153451	3644513
10/31/2013	203.89	7891.79	97.42	7687.90	159651	3884503
11/30/2013	198.10	7954.46	97.51	7756.36	165675	4126398
12/31/2013	192.53	8013.22	97.60	7820.70	171530	4370080
1/31/2014	187.16	8068.45	97.68	7881.29	177222	4615441
2/28/2014	182.00	8120.49	97.76	7938.49	182756	4862386
3/31/2014	177.03	8169.61	97.83	7992.58	188140	5110823
4/30/2014	172.24	8216.07	97.90	8043.83	193378	5360674
5/31/2014	167.62	8260.09	97.97	8092.47	198475	5611864
6/30/2014	163.17	8301.88	98.03	8138.70	203437	5864324
7/31/2014	158.88	8341.59	98.10	8182.71	208269	6117991
8/31/2014	154.74	8379.39	98.15	8224.66	212974	6372809
9/30/2014	150.74	8415.43	98.21	8264.69	217558	6628722
10/31/2014	146.88	8449.81	98.26	8302.93	222025	6885681
11/30/2014	143.15	8482.67	98.31	8339.51	226378	7143638
12/31/2014	139.55	8514.09	98.36	8374.54	230622	7402552
1/31/2015	136.07	8544.18	98.41	8408.11	234760	7662380
2/28/2015	132.71	8573.02	98.45	8440.31	238795	7923086
3/31/2015	129.46	8600.69	98.49	8471.23	242732	8184633
4/30/2015	126.31	8627.25	98.54	8500.94	246573	8446988
5/31/2015	123.27	8652.78	98.58	8529.51	250322	8710119
6/30/2015	120.32	8677.33	98.61	8557.01	253981	8973996
7/31/2015	117.47	8700.97	98.65	8583.50	257553	9238593
8/31/2015	114.71	8723.73	98.69	8609.02	261041	9503881
9/30/2015	112.04	8745.67	98.72	8633.63	264449	9769837
10/31/2015	109.45	8766.83	98.75	8657.39	267777	10036437
11/30/2015	106.94	8787.26	98.78	8680.32	271029	10303657
12/31/2015	104.50	8806.98	98.81	8702.48	274207	10571478
1/31/2016	102.15	8826.04	98.84	8723.90	277313	10839877
2/29/2016	99.86	8844.47	98.87	8744.61	280350	11108838
3/31/2016	97.64	8862.30	98.90	8764.66	283319	11378340
4/30/2016	95.49	8879.55	98.92	8784.06	286223	11648367
5/31/2016	93.40	8896.26	98.95	8802.86	289063	11918902

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

5.7.2 Escenario 2: Completamiento actual, con los dispositivos pasivos controladores de flujo (ICD) y SwellPackers o empaques hinchables.

Cuadro 10. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-544H con completamiento ICD y SwellPackers.

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO CON ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
3/31/2012	603.05	1922.58	78.17	1114.80	2746.63	9832.54
4/30/2012	569.70	2570.06	74.39	1300.43	15518.75	46933.68
5/31/2012	511.56	2970.28	86.5	1541.33	22936.14	94452.99
6/30/2012	631.82	4138.40	83.47	2383.17	36939.95	165161.55
7/31/2012	625.77	4469.95	77.49	3429.16	67483.40	270334.00
8/31/2012	565.38	4982.38	87.6	4420.39	86119.27	402017.42
9/30/2012	562.74	5214.66	90.91	5087.38	101731.46	558148.97
10/31/2012	537.92	5228.55	89.39	5819.49	123010.48	737505.81
11/30/2012	465.42	5263.91	90.3	6035.97	142329.28	917438.07
12/31/2012	451.67	5231.73	91.1	6133.87	160812.12	1106667.96
1/31/2013	448.80	5736.81	90.87	6124.51	179162.04	1289362.13
2/28/2013	405.44	6041.61	91.27	6262.19	197559.47	1481674.04
3/31/2013	324.43	6179.44	91.26	6565.23	216863.11	1683357.97
4/30/2013	214.72	4166.40	91.14	6792.32	235088.70	1870758.06
5/31/2013	255.10	5606.61	91.08	6826.23	255607.70	2080255.06
6/30/2013	235.23	6483.00	90.07	7201.11	279189.70	2294056.06
7/31/2013	171.43	6805.99	90.12	7207.69	303692.70	2517494.41
8/31/2013	203.46	7037.94	92.48	7905.27	322988.70	2754652.41
9/30/2013	220.12	7218.03	92.74	8424.24	343040.40	3010749.21
10/31/2013	273.69	7276.45	93.32	8490.73	361756.50	3272263.71
11/30/2013	227.02	7355.85	91.24	8321.19	385483.20	3519402.91
12/31/2013	213.10	7072.57	89.68	8196.90	414250.40	3769408.21
1/31/2014	131.47	3065.29	91.82	8332.64	436448.60	4018554.21
2/28/2014	160.61	3980.26	93.99	8548.83	453349.40	4282712.91
3/31/2014	144.09	5245.12	93.33	8504.95	472072.30	4544665.51
4/30/2014	196.84	7450.00	93.75	8484.77	487794.80	4780542.01
5/31/2014	190.59	7450.00	95.49	8719.45	500509.82	5049536.98
6/30/2014	184.60	7450.00	97.52	7265.40	512322.00	5267498.98

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO CON ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
7/31/2014	178.84	7450.00	97.60	7271.16	524144.00	5485633.78
8/31/2014	173.23	7450.00	97.67	7276.77	535229.00	5703936.88
9/30/2014	167.92	7450.00	97.75	7282.08	546329.00	5922399.28
10/31/2014	162.83	7450.00	97.81	7287.17	557083.00	6141014.38
11/30/2014	157.93	7450.00	97.88	7292.07	567175.00	6359776.48
12/31/2014	153.21	7450.00	97.94	7296.79	577289.00	6578680.18
1/31/2015	148.61	7450.00	98.01	7301.39	586784.00	6797721.88
2/28/2015	144.39	7450.00	98.06	7305.61	596306.00	7016890.18
3/31/2015	140.33	7450.00	98.12	7309.67	605543.00	7236180.28
4/30/2015	136.28	7450.00	98.17	7313.72	613651.00	7455591.88
5/31/2015	132.38	7450.00	98.22	7317.62	622377.00	7675120.48
6/30/2015	128.62	7450.00	98.27	7321.38	630579.00	7894761.88
7/31/2015	125.00	7450.00	98.32	7325.00	638813.00	8114511.88
8/31/2015	121.45	7450.00	98.37	7328.55	646557.00	8334368.38
9/30/2015	118.09	7450.00	98.41	7331.91	654336.00	8554325.68
10/31/2015	114.84	7450.00	98.46	7335.16	661894.00	8774380.48
11/30/2015	111.71	7450.00	98.50	7338.29	669007.00	8994529.18
12/31/2015	108.69	7450.00	98.54	7341.31	676156.00	9214768.48
1/31/2016	105.72	7450.00	98.58	7344.28	682887.00	9435096.88
2/29/2016	102.95	7450.00	98.62	7347.05	689655.00	9655508.38
3/31/2016	100.27	7450.00	98.65	7349.73	696239.00	9876000.28
4/30/2016	97.64	7450.00	98.69	7352.36	702237.00	10096571.08
5/31/2016	95.10	7450.00	98.72	7354.90	708483.00	10317218.08

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

5.8 POZO RB-475H

5.8.1 Escenario 1: Completamiento convencional, sin los dispositivos pasivos controladores de flujo (ICD).

Cuadro 11. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-475H con completamiento convencional.

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO SIN ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
2/29/2012	500.00	2250.00	77.78	1750.00	15120	52920
3/31/2012	800.00	4000.00	80.00	3200.00	39312	149688
4/30/2012	902.60	5000.00	81.95	4097.40	66607	273593
5/31/2012	849.16	5600.00	84.84	4750.84	92285	417259
6/30/2012	800.60	6200.00	87.09	5399.40	116495	580537
7/31/2012	756.34	6727.79	88.76	5971.45	139367	761113
8/31/2012	715.87	7024.63	89.81	6308.75	161015	951890
9/30/2012	678.76	7270.84	90.66	6592.08	181541	1151234
10/31/2012	644.63	7479.75	91.38	6835.12	201034	1357929
11/30/2012	613.17	7660.13	92.00	7046.96	219577	1571029
12/31/2012	584.09	7818.00	92.53	7233.91	237240	1789782
1/31/2013	557.16	7957.73	93.00	7400.57	254088	2013575
2/28/2013	532.16	8082.55	93.42	7550.39	270181	2241899
3/31/2013	508.91	8194.91	93.79	7686.00	285570	2474324
4/30/2013	487.24	8296.75	94.13	7809.50	300304	2710483
5/31/2013	467.02	8389.58	94.43	7922.56	314427	2950062
6/30/2013	448.10	8474.62	94.71	8026.52	327977	3192784
7/31/2013	430.38	8552.89	94.97	8122.51	340992	3438408
8/31/2013	413.75	8625.22	95.20	8211.46	353504	3686723
9/30/2013	398.13	8692.28	95.42	8294.15	365544	3937538
10/31/2013	383.44	8754.68	95.62	8371.24	377139	4190685
11/30/2013	369.59	8812.91	95.81	8443.32	388315	4446010
12/31/2013	356.52	8867.38	95.98	8510.86	399096	4703379
1/31/2014	344.18	8918.48	96.14	8574.30	409504	4962666
2/28/2014	332.51	8966.52	96.29	8634.01	419559	5223758
3/31/2014	321.46	9011.78	96.43	8690.32	429280	5486554
4/30/2014	310.98	9054.50	96.57	8743.52	438684	5750958
5/31/2014	301.04	9094.90	96.69	8793.86	447788	6016884
6/30/2014	291.60	9133.18	96.81	8841.57	456606	6284253
7/31/2014	282.63	9169.49	96.92	8886.86	465153	6552992
8/31/2014	274.08	9204.00	97.02	8929.91	473441	6823033
9/30/2014	265.95	9236.83	97.12	8970.88	481483	7094312
10/31/2014	258.19	9268.12	97.21	9009.93	489291	7366772
11/30/2014	250.79	9297.97	97.30	9047.18	496875	7640359

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO SIN ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
12/31/2014	243.72	9326.48	97.39	9082.75	504245	7915022
1/31/2015	236.97	9353.74	97.47	9116.77	511411	8190713
2/28/2015	230.51	9379.84	97.54	9149.33	518382	8467388
3/31/2015	224.33	9404.84	97.61	9180.51	525165	8745007
4/30/2015	218.41	9428.83	97.68	9210.42	531770	9023530
5/31/2015	212.73	9451.86	97.75	9239.12	538203	9302921
6/30/2015	207.29	9473.98	97.81	9266.69	544471	9583146
7/31/2015	202.07	9495.26	97.87	9293.19	550582	9864172
8/31/2015	197.05	9515.74	97.93	9318.69	556541	10145969
9/30/2015	192.23	9535.46	97.98	9343.23	562354	10428508
10/31/2015	187.60	9554.47	98.04	9366.88	568027	10711763
11/30/2015	183.14	9572.81	98.09	9389.67	573565	10995706
12/31/2015	178.85	9590.51	98.14	9411.66	578973	11280315
1/31/2016	174.72	9607.61	98.18	9432.89	584257	11565566
2/29/2016	170.74	9624.13	98.23	9453.40	589420	11851436
3/31/2016	166.90	9640.11	98.27	9473.21	594467	12137906
4/30/2016	163.20	9655.58	98.31	9492.38	599402	12424956
5/31/2016	159.63	9670.54	98.35	9510.92	604229	12712566

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

5.8.2 Escenario 2: Completamiento actual, con los dispositivos pasivos controladores de flujo (ICD) y SwellPackers o empaques hinchables.

Cuadro 12. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-475H con completamiento ICD y SwellPackers.

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO CON ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
2/29/2012	1310.38	1426.21	78.17	1114.80	2746.63	9832.54
3/31/2012	1709.93	1748.10	74.39	1300.43	15518.75	46933.68
4/30/2012	1742.22	1781.92	86.5	1541.33	22936.14	94452.99
5/31/2012	1816.86	2855.15	83.47	2383.17	36939.95	165161.55
6/30/2012	1734.07	4425.04	77.49	3429.16	67483.40	270334.00

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO CON ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
7/31/2012	1631.44	5045.96	87.6	4420.39	86119.27	402017.42
8/31/2012	1403.36	5596.08	90.91	5087.38	101731.46	558148.97
9/30/2012	1377.77	6509.92	89.39	5819.49	123010.48	737505.81
10/31/2012	1373.40	6684.03	90.3	6035.97	142329.28	917438.07
11/30/2012	1181.05	6732.99	91.1	6133.87	160812.12	1106667.96
12/31/2012	1168.75	6739.66	90.87	6124.51	179162.04	1289362.13
1/31/2013	1061.90	6861.26	91.27	6262.19	197559.47	1481674.04
2/28/2013	906.13	7193.61	91.26	6565.23	216863.11	1683357.97
3/31/2013	877.21	7452.91	91.14	6792.32	235088.70	1870758.06
4/30/2013	930.15	7494.82	91.08	6826.23	255607.70	2080255.06
5/31/2013	956.23	7995.39	90.07	7201.11	279189.70	2294056.06
6/30/2013	906.60	7998.11	90.12	7207.69	303692.70	2517494.41
7/31/2013	899.83	8548.47	92.48	7905.27	322988.70	2754652.41
8/31/2013	902.07	9083.83	92.74	8424.24	343040.40	3010749.21
9/30/2013	767.83	9098.40	93.32	8490.73	361756.50	3272263.71
10/31/2013	708.83	9120.06	91.24	8321.19	385483.20	3519402.91
11/30/2013	715.73	9140.08	89.68	8196.90	414250.40	3769408.21
12/31/2013	632.34	9075.06	91.82	8332.64	436448.60	4018554.21
1/31/2014	510.29	9095.78	93.99	8548.83	453349.40	4282712.91
2/28/2014	496.58	9112.84	93.33	8504.95	472072.30	4544665.51
3/31/2014	662.23	9050.32	93.75	8484.77	487794.80	4780542.01
4/30/2014	627.23	9800.00	95.49	8719.45	500509.82	5049536.98
5/31/2014	602.15	9800.00	93.86	9197.85	512322.00	5325472.48
6/30/2014	578.35	9800.00	94.10	9221.65	524144.00	5602121.98
7/31/2014	555.75	9800.00	94.33	9244.25	535229.00	5879449.48
8/31/2014	533.94	9800.00	94.55	9266.06	546329.00	6157431.28
9/30/2014	513.53	9800.00	94.76	9286.47	557083.00	6436025.38
10/31/2014	494.13	9800.00	94.96	9305.87	567175.00	6715201.48
11/30/2014	475.66	9800.00	95.15	9324.34	577289.00	6994931.68
12/31/2014	458.08	9800.00	95.33	9341.92	586784.00	7275189.28
1/31/2015	441.05	9800.00	95.50	9358.95	596306.00	7555957.78
2/28/2015	425.59	9800.00	95.66	9374.41	605543.00	7837190.08
3/31/2015	410.84	9800.00	95.81	9389.16	613651.00	8118864.88
4/30/2015	396.26	9800.00	95.96	9403.74	622377.00	8400977.08
5/31/2015	382.35	9800.00	96.10	9417.65	630579.00	8683506.58
6/30/2015	369.06	9800.00	96.23	9430.94	638813.00	8966434.78

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO CON ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
7/31/2015	356.36	9800.00	96.36	9443.64	646557.00	9249743.98
8/31/2015	344.03	9800.00	96.49	9455.97	654336.00	9533423.08
9/30/2015	332.42	9800.00	96.61	9467.58	661894.00	9817450.48
10/31/2015	321.32	9800.00	96.72	9478.68	669007.00	10101810.88
11/30/2015	310.69	9800.00	96.83	9489.31	676156.00	10386490.18
12/31/2015	300.51	9800.00	96.93	9499.49	682887.00	10671474.88
1/31/2016	290.59	9800.00	97.03	9509.41	689655.00	10956757.18
2/29/2016	281.40	9800.00	97.13	9518.60	696239.00	11242315.18
3/31/2016	272.58	9800.00	97.22	9527.42	702237.00	11528137.78
4/30/2016	263.97	9800.00	97.31	9536.03	708483.00	11814218.68
5/31/2016	255.71	9800.00	97.39	9544.29	714369.00	12100547.38

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

5.9 POZO RB-260H

5.9.1 Escenario 1: Completamiento convencional, sin los dispositivos pasivos controladores de flujo (ICD).

Cuadro 13. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-260H con completamiento convencional.

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO SIN ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
3/31/2012	200.00	1450.00	86.21	1250.00	6082	44095
4/30/2012	245.61	2604.23	90.57	2358.62	13551	123289
5/31/2012	307.02	3807.02	91.94	3500.00	22888	239061
6/30/2012	350.00	5472.71	93.60	5122.71	33531	405486
7/31/2012	326.62	5887.83	94.45	5561.21	43464	584535
8/31/2012	315.72	6207.17	94.91	5891.45	53064	773295
9/30/2012	305.30	6465.15	95.28	6159.85	62349	969900

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO SIN ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
10/31/2012	295.34	6680.46	95.58	6385.12	71330	1173053
11/30/2012	285.82	6864.43	95.84	6578.62	80022	1381800
12/31/2012	276.70	7024.41	96.06	6747.71	88436	1595413
1/31/2013	267.97	7165.44	96.26	6897.47	96585	1813314
2/28/2013	259.61	7174.39	96.38	6914.78	104480	2031487
3/31/2013	251.60	7293.97	96.55	7042.37	112131	2253297
4/30/2013	243.92	7402.36	96.70	7158.43	119549	2478402
5/31/2013	236.55	7501.22	96.85	7264.67	126743	2706515
6/30/2013	229.48	7591.91	96.98	7362.43	133721	2937385
7/31/2013	222.70	7675.50	97.10	7452.81	140493	3170797
8/31/2013	216.18	7752.88	97.21	7536.70	147067	3406562
9/30/2013	209.91	7824.77	97.32	7614.86	153451	3644513
10/31/2013	203.89	7891.79	97.42	7687.90	159651	3884503
11/30/2013	198.10	7954.46	97.51	7756.36	165675	4126398
12/31/2013	192.53	8013.22	97.60	7820.70	171530	4370080
1/31/2014	187.16	8068.45	97.68	7881.29	177222	4615441
2/28/2014	182.00	8120.49	97.76	7938.49	182756	4862386
3/31/2014	177.03	8169.61	97.83	7992.58	188140	5110823
4/30/2014	172.24	8216.07	97.90	8043.83	193378	5360674
5/31/2014	167.62	8260.09	97.97	8092.47	198475	5611864
6/30/2014	163.17	8301.88	98.03	8138.70	203437	5864324
7/31/2014	158.88	8341.59	98.10	8182.71	208269	6117991
8/31/2014	154.74	8379.39	98.15	8224.66	212974	6372809
9/30/2014	150.74	8415.43	98.21	8264.69	217558	6628722
10/31/2014	146.88	8449.81	98.26	8302.93	222025	6885681
11/30/2014	143.15	8482.67	98.31	8339.51	226378	7143638
12/31/2014	139.55	8514.09	98.36	8374.54	230622	7402552
1/31/2015	136.07	8544.18	98.41	8408.11	234760	7662380
2/28/2015	132.71	8573.02	98.45	8440.31	238795	7923086
3/31/2015	129.46	8600.69	98.49	8471.23	242732	8184633
4/30/2015	126.31	8627.25	98.54	8500.94	246573	8446988
5/31/2015	123.27	8652.78	98.58	8529.51	250322	8710119
6/30/2015	120.32	8677.33	98.61	8557.01	253981	8973996
7/31/2015	117.47	8700.97	98.65	8583.50	257553	9238593
8/31/2015	114.71	8723.73	98.69	8609.02	261041	9503881

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO SIN ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
9/30/2015	112.04	8745.67	98.72	8633.63	264449	9769837
10/31/2015	109.45	8766.83	98.75	8657.39	267777	10036437
11/30/2015	106.94	8787.26	98.78	8680.32	271029	10303657
12/31/2015	104.50	8806.98	98.81	8702.48	274207	10571478
1/31/2016	102.15	8826.04	98.84	8723.90	277313	10839877
2/29/2016	99.86	8844.47	98.87	8744.61	280350	11108838
3/31/2016	97.64	8862.30	98.90	8764.66	283319	11378340
4/30/2016	95.49	8879.55	98.92	8784.06	286223	11648367
5/31/2016	93.40	8896.26	98.95	8802.86	289063	11918902

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

5.9.2 Escenario 2: Completamiento actual, con los dispositivos pasivos controladores de flujo (ICD) y SwellPackers o empaques hinchables.

Cuadro 14. Perfil de producción pronosticado para el pozo RB-260H con completamiento ICD y SwellPackers.

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO CON ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
3/31/2012	603.05	1922.58	78.17	1114.80	2746.63	9832.54
4/30/2012	569.70	2570.06	74.39	1300.43	15518.75	46933.68
5/31/2012	511.56	2970.28	86.5	1541.33	22936.14	94452.99
6/30/2012	631.82	4138.40	83.47	2383.17	36939.95	165161.55
7/31/2012	625.77	4469.95	77.49	3429.16	67483.40	270334.00
8/31/2012	565.38	4982.38	87.6	4420.39	86119.27	402017.42
9/30/2012	562.74	5214.66	90.91	5087.38	101731.46	558148.97
10/31/2012	537.92	5228.55	89.39	5819.49	123010.48	737505.81
11/30/2012	465.42	5263.91	90.3	6035.97	142329.28	917438.07
12/31/2012	451.67	5231.73	91.1	6133.87	160812.12	1106667.96
1/31/2013	448.80	5736.81	90.87	6124.51	179162.04	1289362.13
2/28/2013	405.44	6041.61	91.27	6262.19	197559.47	1481674.04

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO CON ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
3/31/2013	324.43	6179.44	91.26	6565.23	216863.11	1683357.97
4/30/2013	214.72	4166.40	91.14	6792.32	235088.70	1870758.06
5/31/2013	255.10	5606.61	91.08	6826.23	255607.70	2080255.06
6/30/2013	235.23	6483.00	90.07	7201.11	279189.70	2294056.06
7/31/2013	171.43	6805.99	90.12	7207.69	303692.70	2517494.41
8/31/2013	203.46	7037.94	92.48	7905.27	322988.70	2754652.41
9/30/2013	220.12	7218.03	92.74	8424.24	343040.40	3010749.21
10/31/2013	273.69	7276.45	93.32	8490.73	361756.50	3272263.71
11/30/2013	227.02	7355.85	91.24	8321.19	385483.20	3519402.91
12/31/2013	213.10	7072.57	89.68	8196.90	414250.40	3769408.21
1/31/2014	131.47	3065.29	91.82	8332.64	436448.60	4018554.21
2/28/2014	160.61	3980.26	93.99	8548.83	453349.40	4282712.91
3/31/2014	144.09	5245.12	93.33	8504.95	472072.30	4544665.51
4/30/2014	196.84	7450.00	93.75	8484.77	487794.80	4780542.01
5/31/2014	190.59	7450.00	95.49	8719.45	500509.82	5049536.98
6/30/2014	184.60	7450.00	97.52	7265.40	512322.00	5267498.98
7/31/2014	178.84	7450.00	97.60	7271.16	524144.00	5485633.78
8/31/2014	173.23	7450.00	97.67	7276.77	535229.00	5703936.88
9/30/2014	167.92	7450.00	97.75	7282.08	546329.00	5922399.28
10/31/2014	162.83	7450.00	97.81	7287.17	557083.00	6141014.38
11/30/2014	157.93	7450.00	97.88	7292.07	567175.00	6359776.48
12/31/2014	153.21	7450.00	97.94	7296.79	577289.00	6578680.18
1/31/2015	148.61	7450.00	98.01	7301.39	586784.00	6797721.88
2/28/2015	144.39	7450.00	98.06	7305.61	596306.00	7016890.18
3/31/2015	140.33	7450.00	98.12	7309.67	605543.00	7236180.28
4/30/2015	136.28	7450.00	98.17	7313.72	613651.00	7455591.88
5/31/2015	132.38	7450.00	98.22	7317.62	622377.00	7675120.48
6/30/2015	128.62	7450.00	98.27	7321.38	630579.00	7894761.88
7/31/2015	125.00	7450.00	98.32	7325.00	638813.00	8114511.88
8/31/2015	121.45	7450.00	98.37	7328.55	646557.00	8334368.38
9/30/2015	118.09	7450.00	98.41	7331.91	654336.00	8554325.68
10/31/2015	114.84	7450.00	98.46	7335.16	661894.00	8774380.48
11/30/2015	111.71	7450.00	98.50	7338.29	669007.00	8994529.18
12/31/2015	108.69	7450.00	98.54	7341.31	676156.00	9214768.48
1/31/2016	105.72	7450.00	98.58	7344.28	682887.00	9435096.88
2/29/2016	102.95	7450.00	98.62	7347.05	689655.00	9655508.38

PERFIL DE PRODUCCIÓN MENSUALIZADO CON ICD						
DATE	Monthly Average Oil Production (bbl/d)	Monthly Average Fluid Production (bbl/d)	BSW (%)	Monthly Average Water Production (bbl/d)	Cumulative Oil Production (bbl)	Cumulative Water Production (bbl)
3/31/2016	100.27	7450.00	98.65	7349.73	696239.00	9876000.28
4/30/2016	97.64	7450.00	98.69	7352.36	702237.00	10096571.08
5/31/2016	95.10	7450.00	98.72	7354.90	708483.00	10317218.08

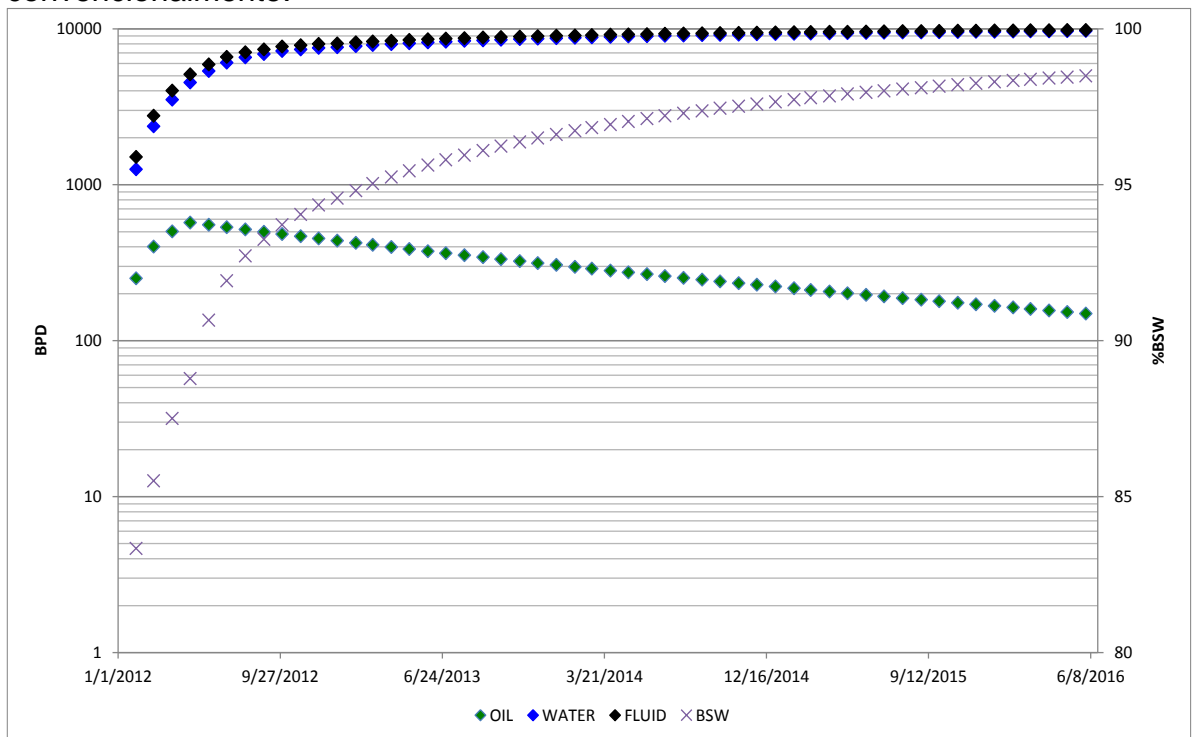
Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

6. COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ENTRE EL DISPOSITIVO PASIVO DE CONTROL DE FLUJO (ICD) Y SAS

6.1 RB-544H

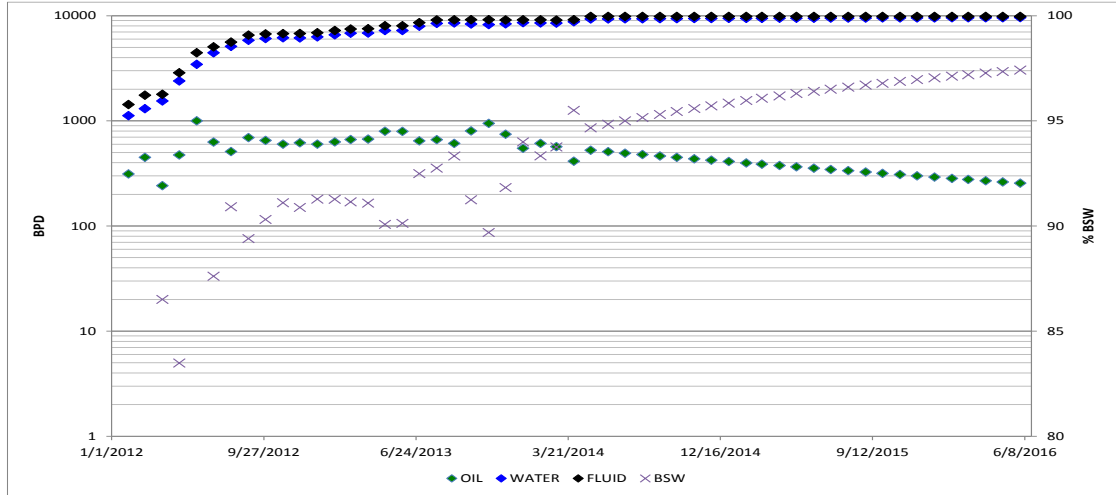
Si comparamos el perfil de producción estimado para el pozo RB-544H con completamiento convencional (SAS) y con ICD y SwellPackers (completación actual) tenemos:

Grafica 15. Perfil de producción estimado para el pozo RB-544H completado convencionalmente.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

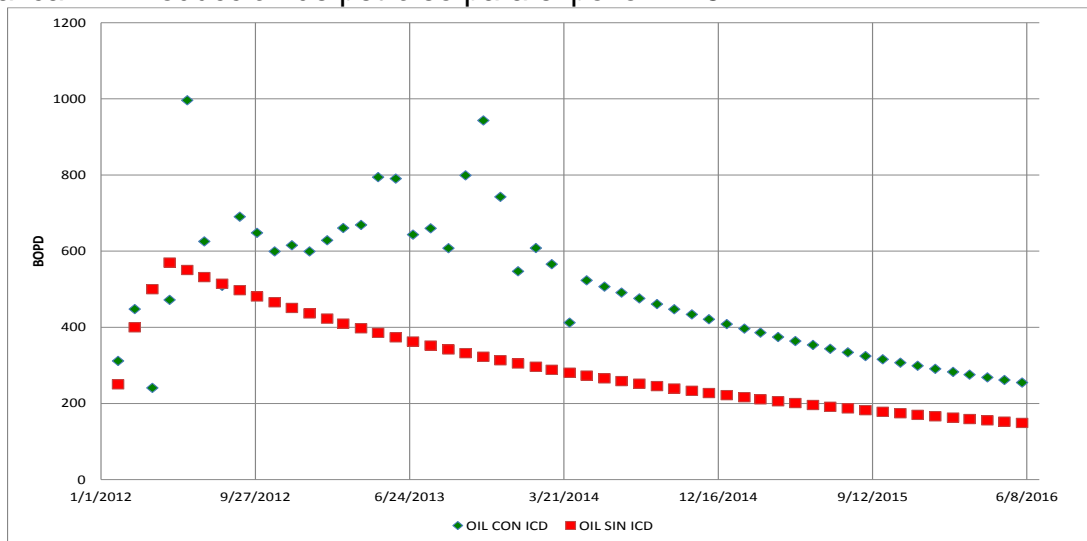
Grafica 16. Perfil de producción estimado para el pozo RB-544H completado con ICD.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Comparando la producción de petróleo del pozo RB-544H completado con ICD y SwellPackers (completación actual) se estima que la producción al final de la operación de Pacific Rubiales Energy (31 de Mayo de 2016) será de 255 BOPD y 9545 BWPD mientras que si hubiera sido completado convencionalmente (SAS) se tendría una producción de 149 BOPD y 9787 BWPD.

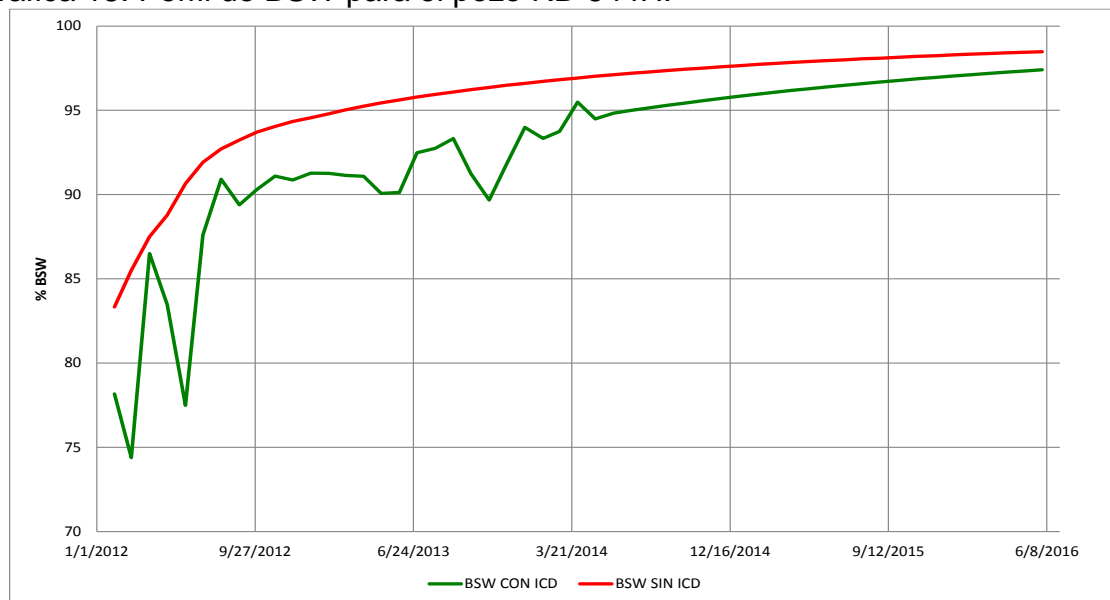
Grafica 17. Producción de petróleo para el pozo RB-544H.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Durante el primer año, con la producción real completado con ICD y SwellPackers el pozo tiene un BSW promedio para los cinco primeros meses del 80%, del sexto al décimo séptimo mes del 90,68% y al final de la producción un BSW del 97,30%. Para la completación convencional (SAS) se estima un BSW promedio para los cinco primeros meses de 87,15%, del sexto al décimo séptimo mes del 94,22% y al final de la producción un BSW de 98,44%.

Grafica 18. Perfil de BSW para el pozo RB-544H.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

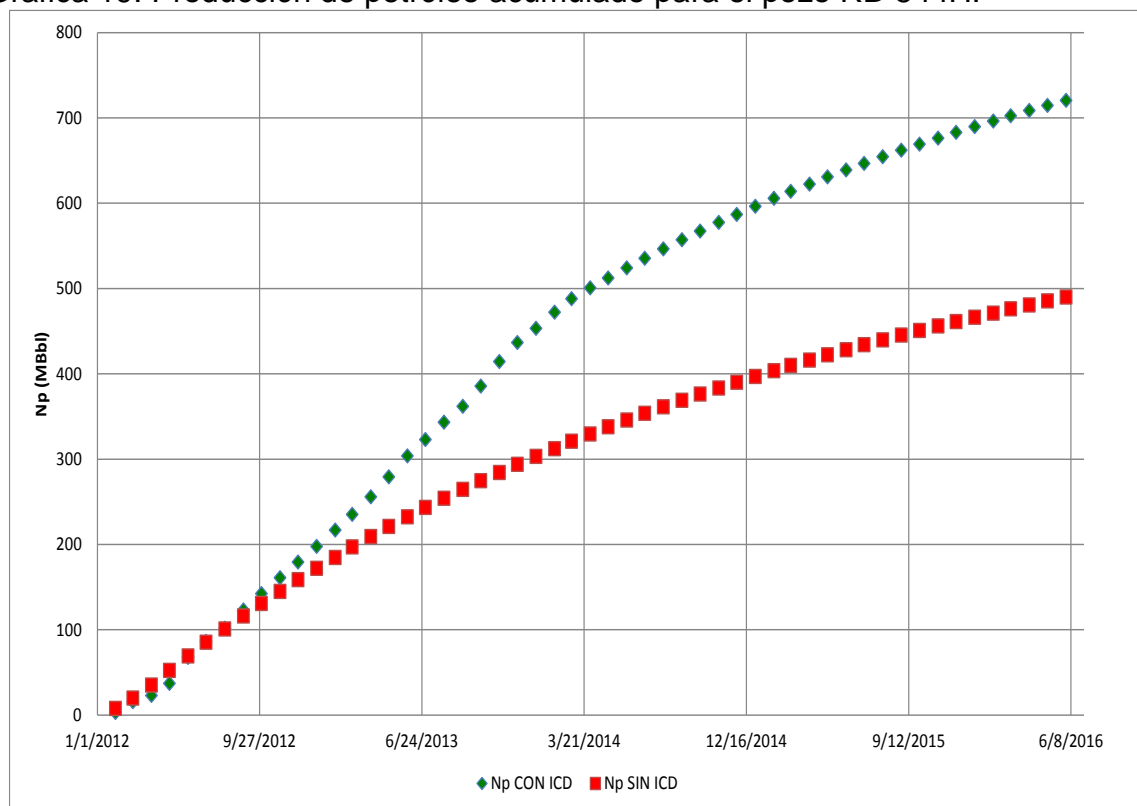
Con la completación actual con ICD y SwellPackers se tiene una producción de petróleo acumulado (N_p) de 720 MBbl mientras que para la completación convencional (SAS) se tendría un N_p de 489 MBbl hasta la fecha límite de contrato.

Con la completación actual se tendría un incremento en la recuperación de petróleo del 47,05 % equivalente a 230 MBbl con respecto a la completación convencional.

Existe una gran diferencia también en la producción acumulada de agua (Wp) comparando los dos tipos de completamiento.

Así, con la completación actual con ICD y SwellPackers al final de la operación de Pacific Rubiales Energy Wp es de 12,40 MMBbl, al completar convencionalmente (SAS) esta producción llegaría a 13,19 MMBbl.

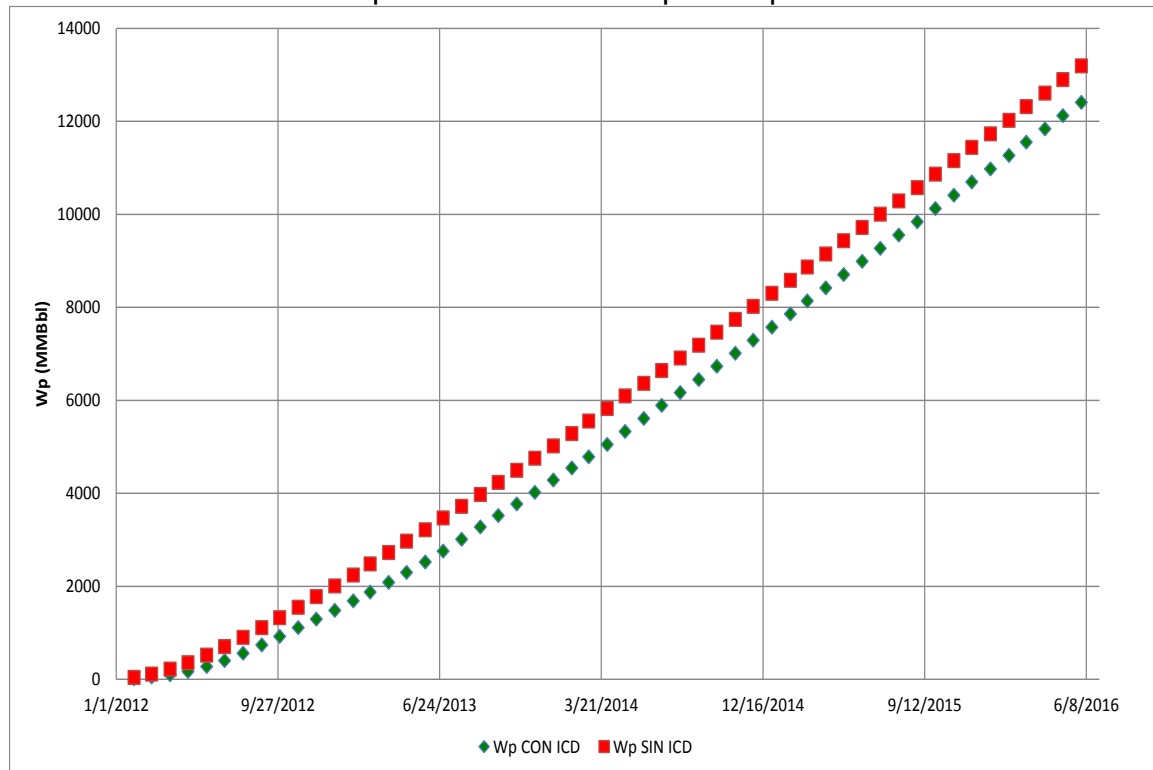
Gráfica 19. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-544H.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

En este caso tendríamos con el completamiento convencional (SAS) un incremento de 6% equivalente a 7,84 MBbl con respecto al caso completado con ICD y SwellPackers.

Grafica 20. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-544H.

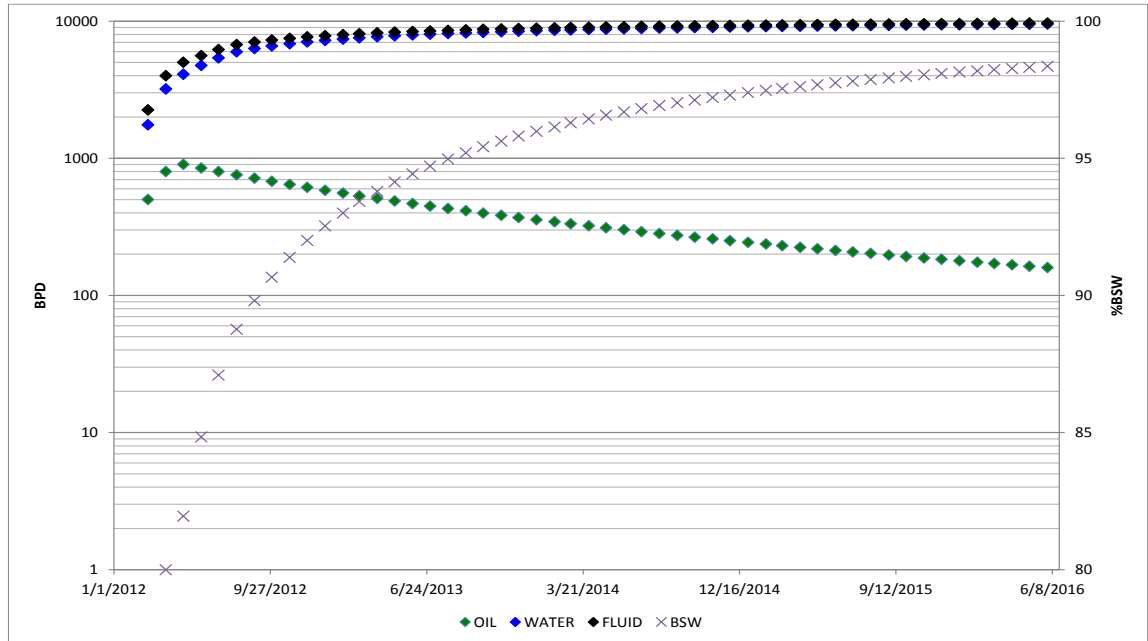


Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

6.2 RB-475H

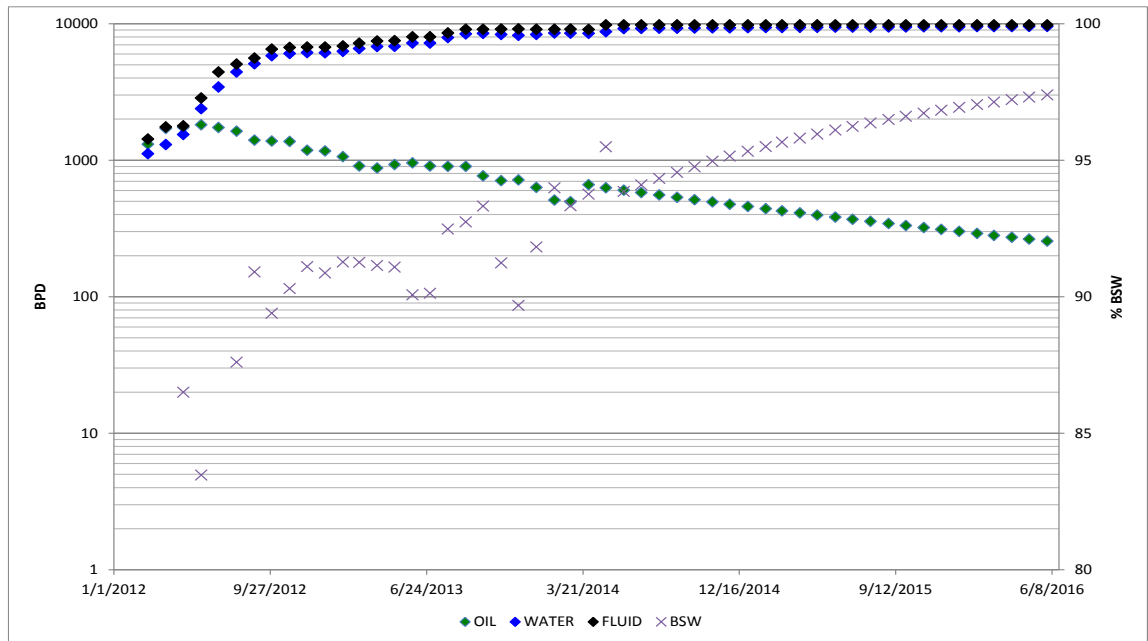
Si comparamos el perfil de producción estimado para el pozo RB-475H con completamiento convencional (SAS) y con ICD y SwellPackers (completación actual) tenemos:

Grafica 21. Perfil de producción estimado para el pozo RB-475H completado convencionalmente.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

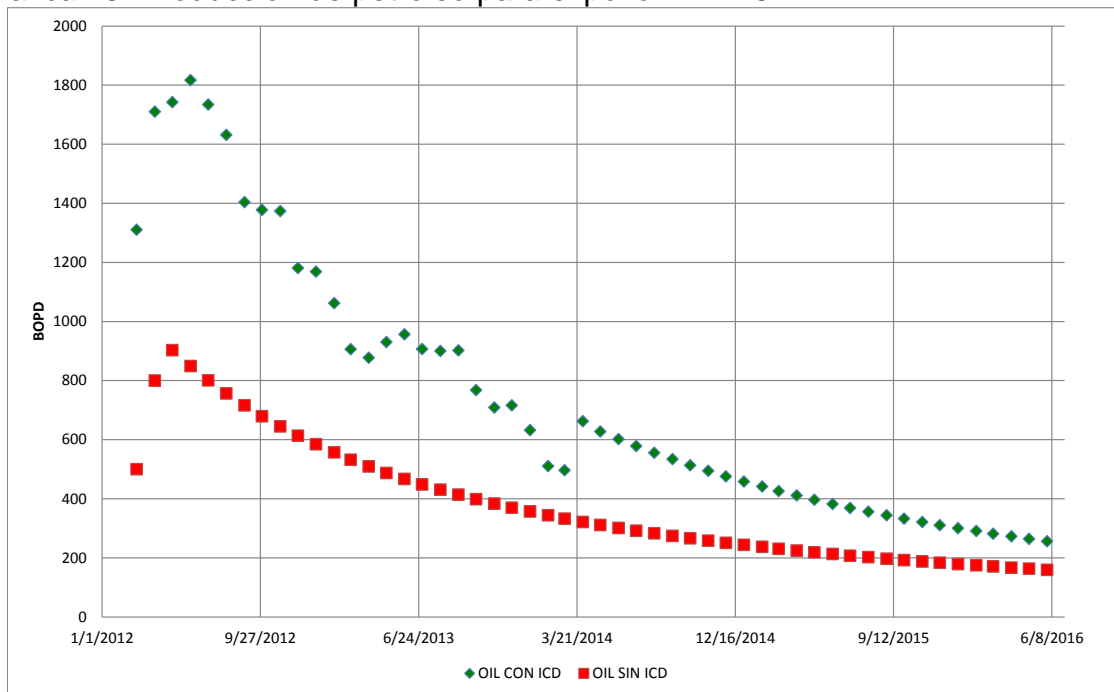
Grafica 22. Perfil de producción estimado para el pozo RB-475H completado con ICD.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Comparando la producción de petróleo del pozo RB-475H completado con ICD y SwellPackers (completación actual) se estima que la producción al final de la operación de Pacific Rubiales Energy (31 de Mayo de 2016) será de 256 BOPD y 9544 BWPD mientras que si hubiera sido completado convencionalmente (SAS) se tendría una producción de 159 BOPD y 9511 BWPD.

Gráfica 23. Producción de petróleo para el pozo RB-475H.

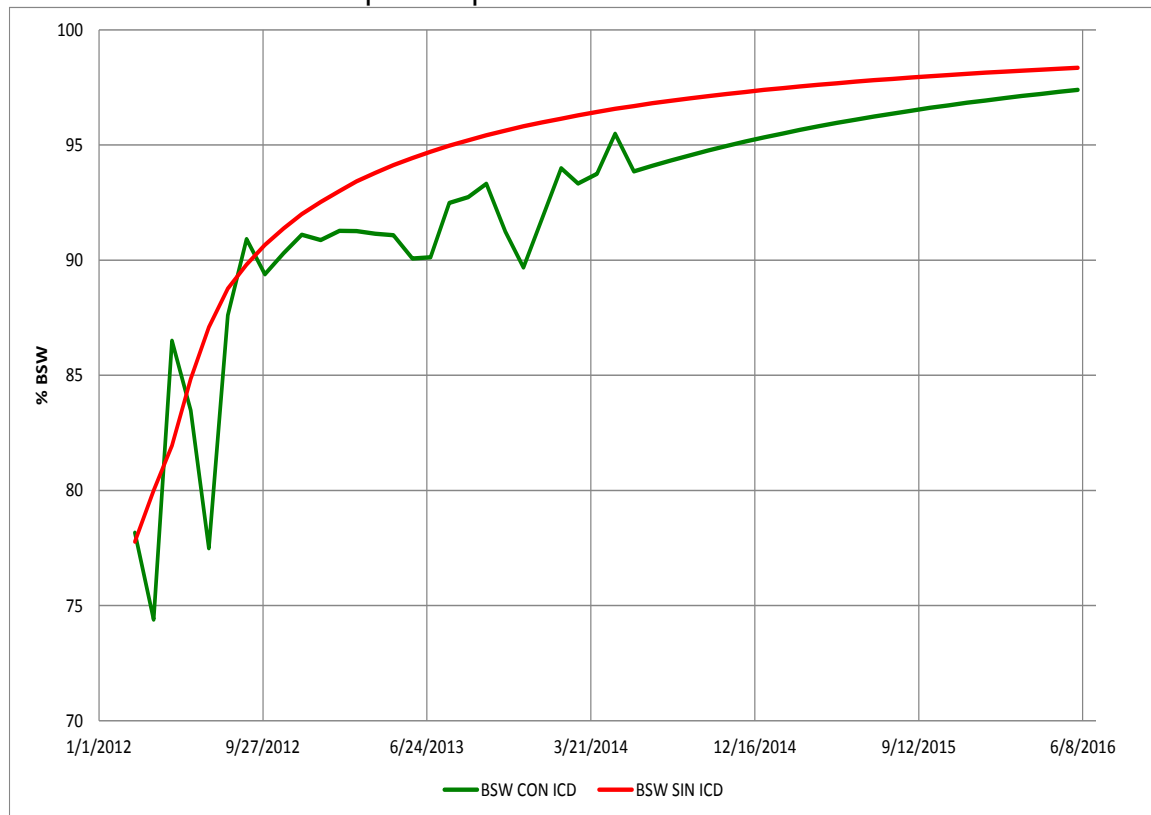


Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Durante el primer año, con la producción real completado con ICD y SwellPackers el pozo tiene un BSW promedio para los cinco primeros meses del 80%, del sexto al décimo séptimo mes del 90,42% y al final de la producción un BSW del 97,31%. Para la completación convencional (SAS) se estima un BSW promedio para los cinco primeros meses de 82,13%, del sexto al décimo séptimo mes del 94,69% y al final de la producción un BSW de 98,31%.

Con la completación actual con ICD y SwellPackers se tiene una producción de petróleo acumulado (N_p) de 714 MBbl mientras que para la completación convencional (SAS) se tendría un N_p de 604 MBbl hasta la fecha límite de contrato.

Grafica 24. Perfil de BSW para el pozo RB-475H.



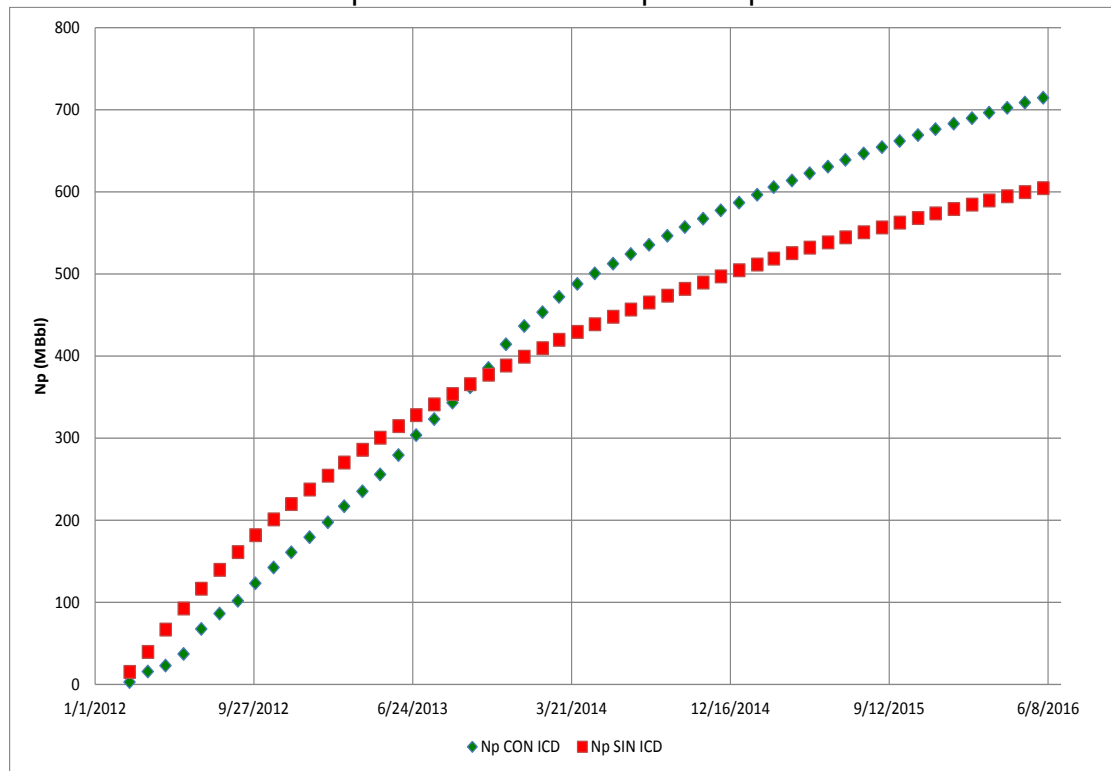
Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Con la completación actual se tendría un incremento en la recuperación de petróleo del 18,23 % equivalente a 110 MBbl con respecto a la completación convencional.

Existe una gran diferencia también en la producción acumulada de agua (W_p) comparando los dos tipos de completamiento.

Así, con la completación actual con ICD y SwellPackers al final de la operación de Pacific Rubiales Energy Wp es de 12,10 MMBbl, al completar convencionalmente (SAS) esta producción llegaría a 12,71 MMBbl.

Grafica 25. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-475H.

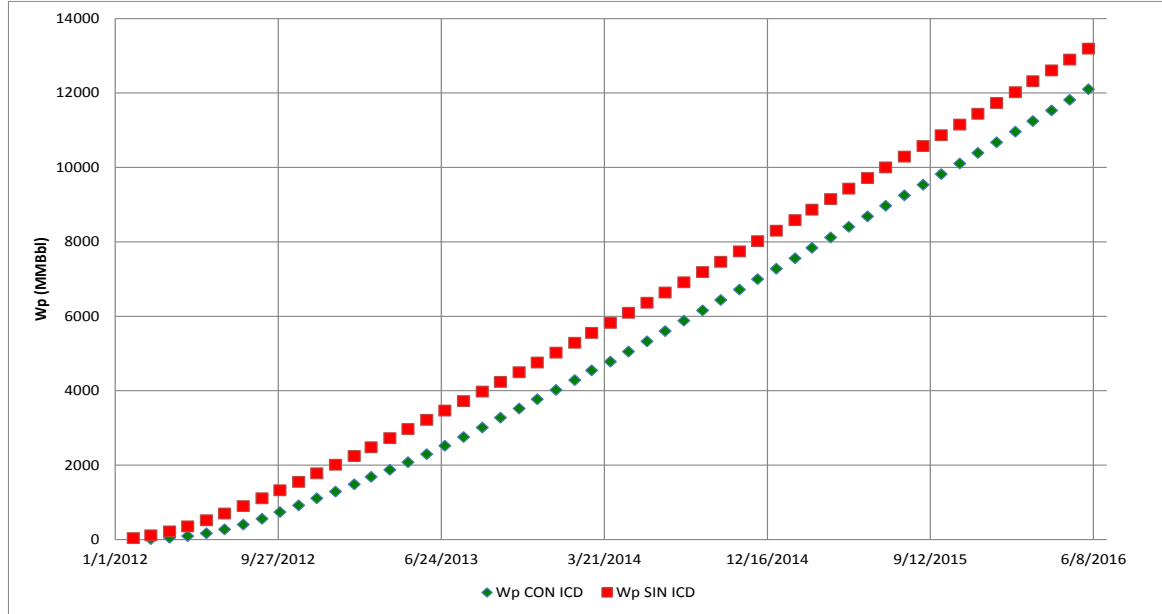


Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

En este caso tendríamos con el completamiento convencional (SAS) un incremento de 5% equivalente a 6,12 MBbl con respecto al caso completado con ICD y SwellPackers.

Si comparamos el perfil de producción estimado para el pozo RB-260H con completamiento convencional (SAS) y con ICD y SwellPackers (completación actual) tenemos:

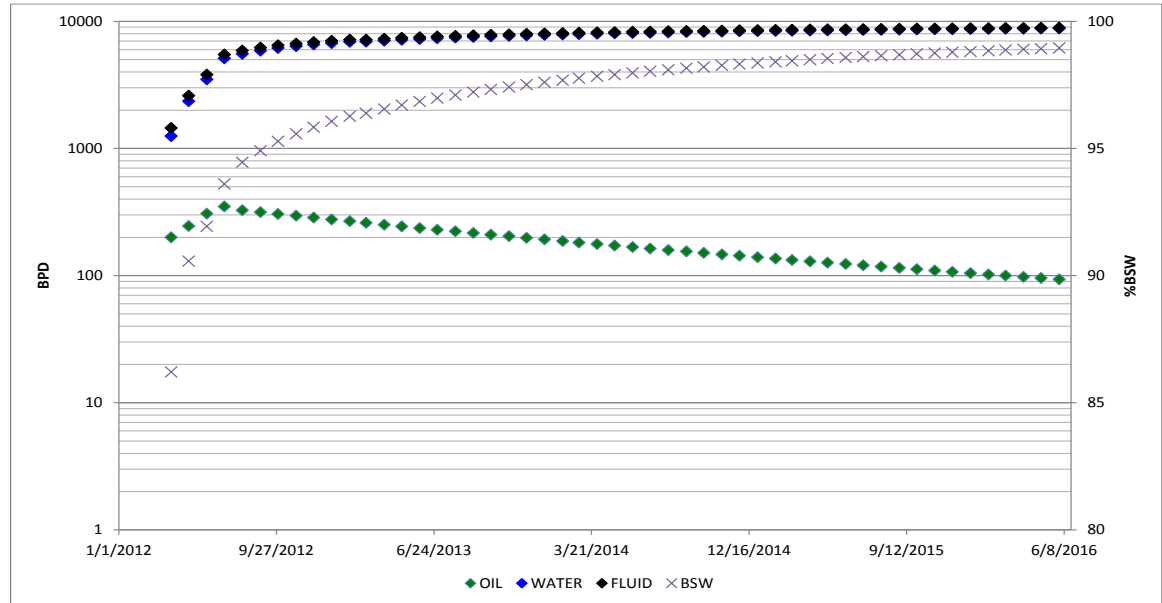
Grafica 26. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-475H.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

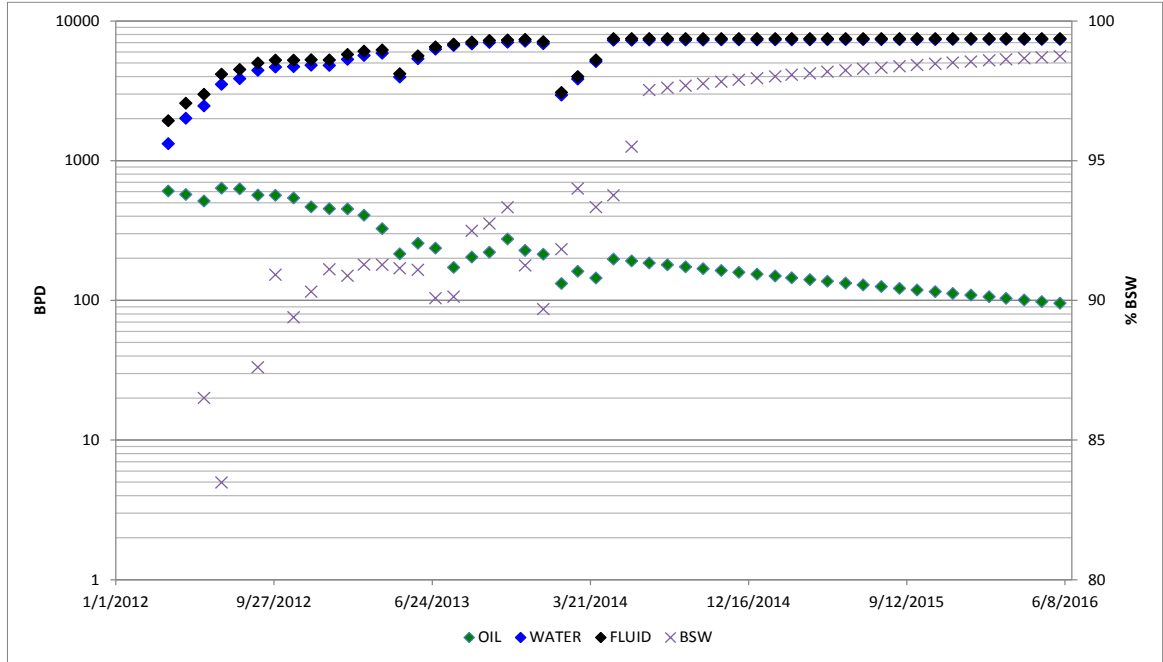
6.3 RB-260H

Grafica 27. Perfil de producción estimado para el pozo RB-260H completado convencionalmente.



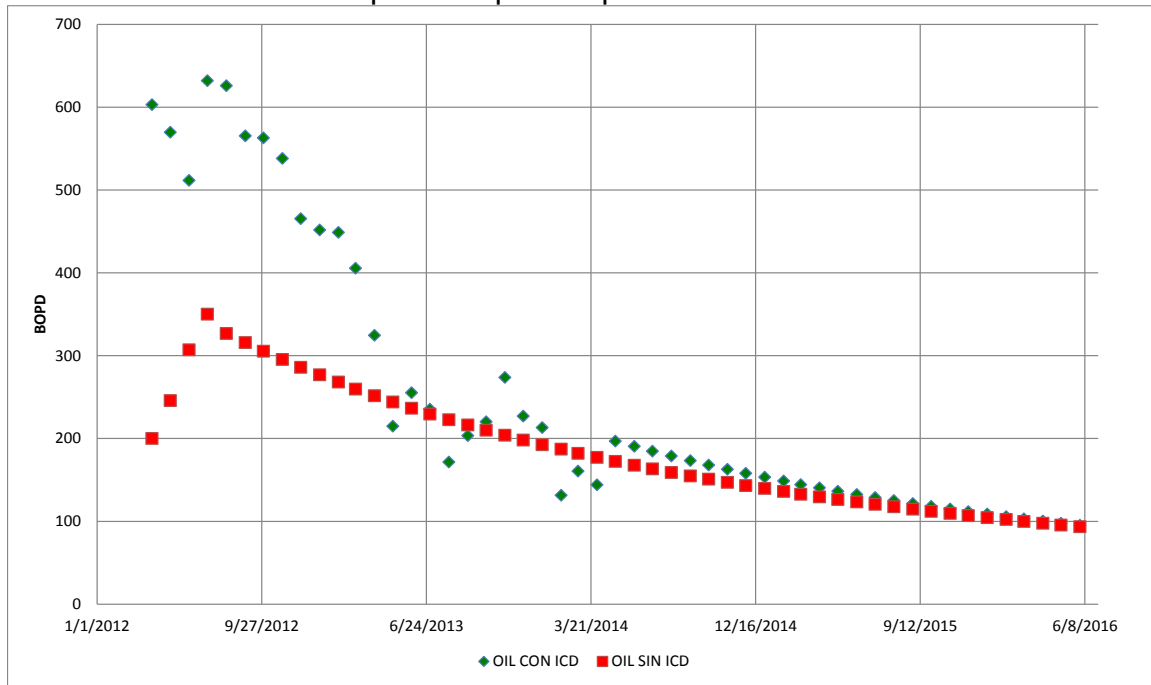
Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Grafica 28. Perfil de producción estimado para el pozo RB-260H completado con ICD.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Grafica 29. Producción de petróleo para el pozo RB-260H.

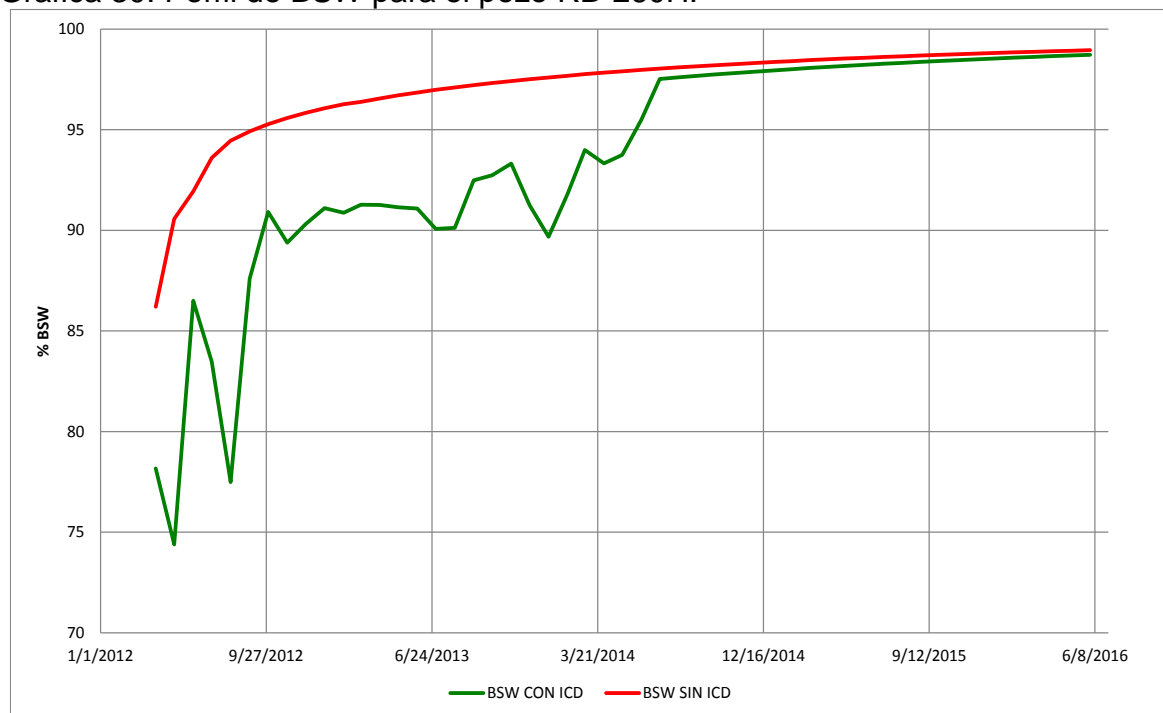


Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Comparando la producción de petróleo del pozo RB-260H completado con ICD y SwellPackers (completación actual) se estima que la producción al final de la operación de Pacific Rubiales Energy (31 de Mayo de 2016) será de 95,1 BOPD y 7.355 BWPD mientras que si hubiera sido completado convencionalmente (SAS) se tendría una producción de 93,4 BOPD y 8803 BWPD.

Durante el primer año, con la producción real completado con ICD y SwellPackers el pozo tiene un BSW promedio para los cinco primeros meses del 80%, del sexto al décimo séptimo mes del 90,68% y al final de la producción un BSW del 98,69%. Para la completación convencional (SAS) se estima un BSW promedio para los cinco primeros meses de 91,35%, del sexto al décimo séptimo mes del 96,21% y al final de la producción un BSW de 98,92%.

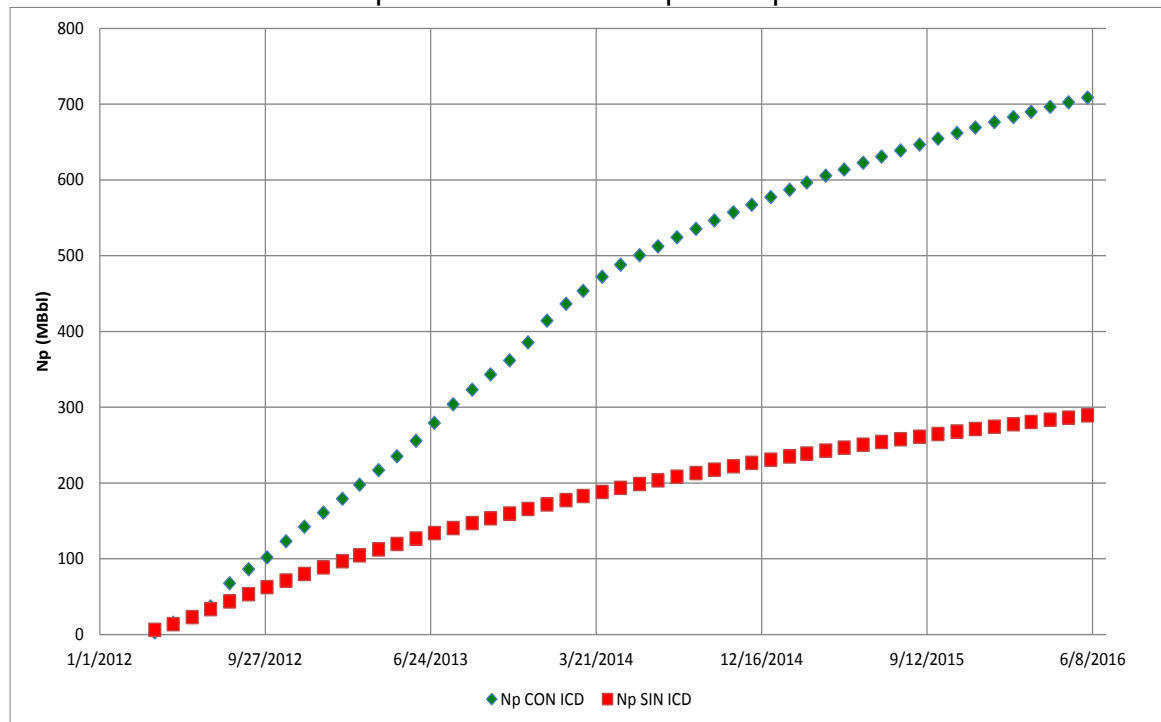
Grafica 30. Perfil de BSW para el pozo RB-260H.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Con la completación actual con ICD y SwellPackers se tiene una producción de petróleo acumulado (Np) de 708 MBbl mientras que para la completación convencional (SAS) se tendría un Np de 289 MBbl hasta la fecha límite de contrato.

Grafica 31. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-260H.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

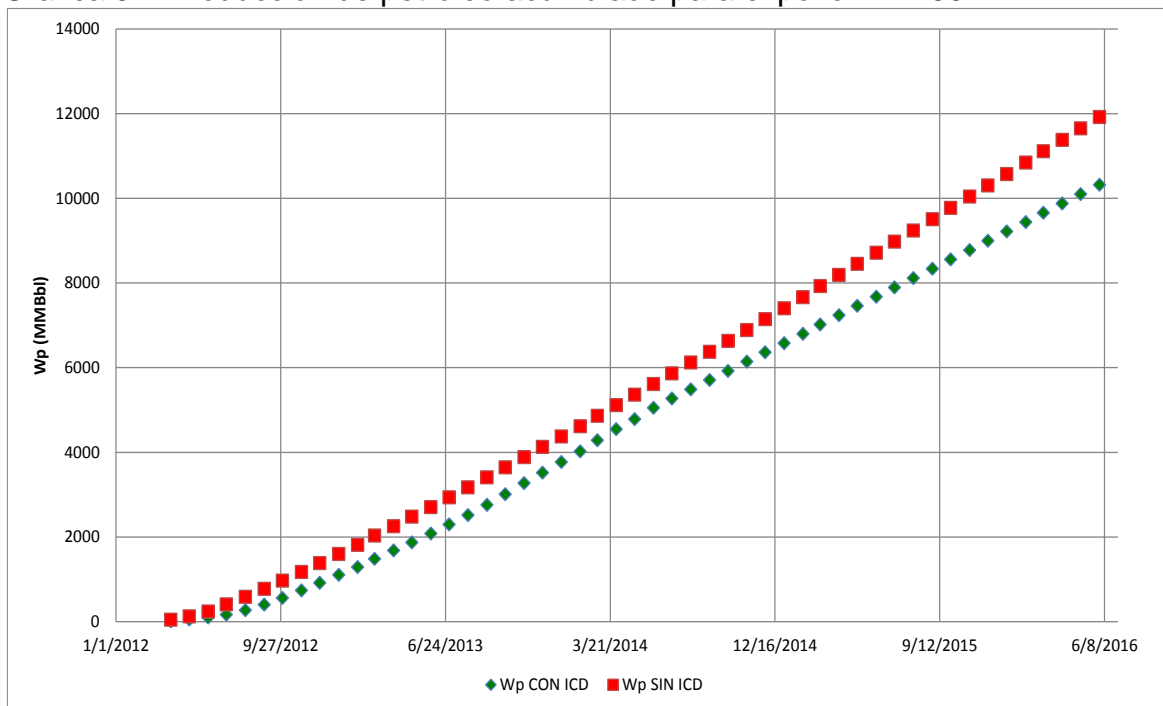
Con la completación actual se tendría un incremento en la recuperación de petróleo del 145 % equivalente a 419 MBbl con respecto a la completación convencional.

Existe una gran diferencia también en la producción acumulada de agua (Wp) comparando los dos tipos de completamiento.

Así, con la completación actual con ICD y SwellPackers al final de la operación de Pacific Rubiales Energy Wp es de 10,31 MMBbl, al completar convencionalmente (SAS) esta producción llegaría a 11,91 MMBbl.

En este caso tendríamos con el completamiento convencional (SAS) un incremento de 16% equivalente a 1,60 MBbl con respecto al caso completado con ICD y SwellPackers.

Grafica 32. Producción de petróleo acumulado para el pozo RB-260H.



Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

7. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

En el presente capítulo se realizará la evaluación financiera del proyecto, teniendo en cuenta el petróleo incremental y controlar la producción de agua, es decir disminuir el BSW, con el fin, de determinar la viabilidad de la implementación de los ICD en los pozos seleccionados del Campo Rubiales; para ello, La evaluación económica se basa en el Flujo Neto de Caja, Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Tiempo de Recuperación de Inversión, asumiendo como inversión, el costo adicional del completamiento; es decir, el costo de inversión será tomado como el valor a pagar por el completamiento ICD menos el costo del “liner” ranurado requerido para completar el pozo; adicionalmente, se tiene en cuenta un tiempo adicional de 12 horas debido a que este nuevo completamiento requiere ser bajado a una menor velocidad comparado con el completamiento convencional (liner ranurado 4-1/2”) y una producción diferida de 7 días requerida para el hinchamiento de los empaques hinchables o SwellPackers, período en el cual el pozo permanece sin producir.

Cabe resaltar, que para que la implementación de esta nueva tecnología sea viable, el VPN del proyecto determinado debe ser positivo, indicando que el proyecto generará ganancias para la compañía, pues los ingresos serían mayores que los egresos; además, la TIR debe ser mayor que la tasa de oportunidad al inversionista (TIO) que para este caso es de 5% efectiva mensual, pues este porcentaje de la TIR indica la rentabilidad que deja el proyecto en caso de ser implementado.

El análisis financiero se realizará para garantizar la aplicación del proyecto en el Campo Rubiales, pues como se demostró a lo largo del desarrollo técnico, implementar la tecnología ICD asegura un incremento en la producción de petróleo al retardar la irrupción de agua, datos que se pueden corroborar observando las gráficas de producción incremental y curvas de declinación obtenidas, y más aun comparando el comportamiento de producción respecto a sus pozos vecinos.

En la Cuadro 14 se presentan los datos brindados por la operadora Pacific Rubiales Energy para la evaluación financiera, referentes a los impuestos que se pagan al gobierno por la producción de petróleo, los costos de operación y de venta del crudo. Cabe mencionar que el estudio del proyecto se realizara hasta la terminación de prestación de servicios de Pacific Rubiales Energy en el Campo Rubiales, es decir hasta el 31 de Mayo de 2016.

Cuadro 15. Información suministrada por la compañía para la evaluación financiera del proyecto.

Impuesto sobre la renta	33%
Regalía contractual	20%
Costo de producción (incluye agua)	6 US\$/bbl
Consumo propio (crudo)	2,3%
Gravedad API del crudo para la evaluación.	12,5%
Diluyente utilizado (gravedad= 44°API)	39% gasol. Nat + 61% Crudo Liviano
TIO (efectiva mensual)	5%

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Para efecto de análisis del proyecto se tomará en cuenta los dos escenarios de producción descritos anteriormente para los pozos RB-544H, RB-475H y RB-260H. Es decir se realizará una comparación entre la completación actual de los pozos con Dispositivo de control de Flujo pasivo (ICD) y SwellPackers (escenario 2) y una completación convencional sin ICD (SAS) (escenario 1).

7.1 INGRESOS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Los ingresos económicos de este proyecto están constituidos por la producción de petróleo con completación con ICD con SwellPackers y con completamiento convencional sin ICD (SAS).

Para el escenario 2 descrito anteriormente se tendrá una mayor recuperación de petróleo en relación al escenario 1, tanto para el pozo RB-544H, RB-475H y como para el RB-260H.

7.1.1 RB-544H

Cuadro 16. Producción anual del pozo RB-544H completado convencionalmente (SAS).

Producción anual sin ICD (MMBbl)		
Año	Oil	Fluid
2012	0.1718	2.1789
2013	0.1314	3.1421
2014	0.0937	3.3745
2015	0.0693	3.5002
2016	0.0237	1.4837

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Cuadro 17. Producción anual del pozo RB-544H completado con ICD.

Producción anual con ICD (MMBbl)		
Año	Oil	Fluid
2012	0.1976	1.6792
2013	0.2558	3.0568
2014	0.1430	3.4307
2015	0.0933	3.4987
2016	0.0306	1.4604

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

7.1.2 RB-475H

Cuadro 18. Producción anual del pozo RB-475H completado convencionalmente (SAS).

Producción anual sin ICD (MMBbl)		
Año	Oil	Fluid
2012	0.2372	2.0270
2013	0.1619	3.0755
2014	0.1051	3.3168
2015	0.0747	3.4400
2016	0.0253	1.4575

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Cuadro 19. Producción anual del pozo RB-475H completado con ICD.

Producción anual con ICD (MMBbl)		
Año	Oil	Fluid
2012	0.1792	1.4685
2013	0.2573	2.9865
2014	0.1503	3.4070
2015	0.0961	3.4924
2016	0.0315	1.4606

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

7.1.3 RB-260H

Cuadro 20. Producción anual del pozo RB-260H completado convencionalmente (SAS).

Producción anual sin ICD (MMBbl)		
Año	Oil	Fluid
2012	0.0884	1.6838
2013	0.0831	2.8578
2014	0.0591	3.0916
2015	0.0436	3.2125
2016	0.0149	1.3623

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Cuadro 21. Producción anual del pozo RB-260H completado con ICD.

Producción anual con ICD (MMBbl)		
Año	Oil	Fluid
2012	0.1608	1.2675
2013	0.2534	2.9162
2014	0.1630	2.9723
2015	0.0989	2.7350
2016	0.0323	1.1348

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

7.2 COSTOS

En este proyecto los costos de producción representan, el costo monetario que cuesta producir un barril de petróleo hasta superficie.

Es importante conocer los gastos operativos, que son los montos requeridos luego de la inversión inicial y durante la vida útil del proyecto.

Pacific Rubiales Energy contempla un costo de operación por barril de fluido producido equivalente a 6 US\$/bbl, el cual se aplica en este análisis económico,

7.3 UTILIDADES

Es el beneficio monetario que se tiene en una inversión en un determinado tiempo, y es útil en el momento de juzgar un proyecto. Dentro de este análisis económico se tiene utilidades antes de impuestos y utilidades después de aplicar el impuesto a la renta.

Los impuestos se aplican solo en los periodos que tienen utilidades

7.4 INVERSIONES

La inversión es un monto determinado de dinero que se utiliza para la realización de un proyecto, y está expresada en unidades monetarias.

Para el presente análisis se dispone de una inversión global de perforación, toma de registros eléctricos, completación del pozo tanto con AICD y SwellPackers como completamiento convencional sin ICD (SAS), Rig move e inspección de tubería y plataforma.

Adicionalmente, en la Cuadro 21 se observa el costo del completamiento con ICD's y los empaques requeridos para cada una de las empresas que ofertaron por un valor de US\$545.200; estas ofertas están diseñadas para el completamiento de un pozo horizontal con 1.600 pies de Geonavegación que sería completado con ICD's y cuatro empaques para aislar zonas en caso de ser requeridos; cabe resaltar que

de esta longitud de Geonavegación, pueden existir zonas de baja permeabilidad que se completarán con tubos ciegos y que las zonas que se deseen aislar con empaques también deben ser completadas con este tipo de tubería.

Cuadro 22. Cuadro de costos ofertados para el completamiento con ICD de un pozo horizontal.

<u>PRESUPUESTO FINAL PROCESO ICD's</u>							
Montos con IVA							
		1 pozo		1 pozo		1 pozo	
Item	Ctd.	Halliburton		Schlumberger		Weatherford	
		Valor Unitario USD	Valor USD Para un Pozo	Valor Unitario USD	Valor USD Para un Pozo	Valor Unitario USD	Valor USD Para un Pozo
Swell packers 4-1/2"	4	96,76	387	17.500	70.000	6.500	26.000
ICD 4"+ malla (valor por pie)	1600	293,51	469.613	250	400.000	277,5	444.000
Subtotal		470.000		470.000		470.000	
IVA		75.200		75.200		75.200	
Total USD		545.200		545.200		545.200	
Total General USD						1'635.600	

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Como se mencionó anteriormente, el valor total ofertado por las compañías menos el costo del "liner" ranurado con el que normalmente se completa el pozo, es tomado como la inversión; dentro de este valor está incluido el costo del personal especializado requerido para la instalación de los dispositivos. El valor de un completamiento convencional (liner ranurado 4-1/2") para 1.600 pies es de US\$52.000, por lo tanto el costo de inversión es de US\$493.200.

Se maneja un valor estándar en la inversión en cada uno de los pozos, debido al perforar con el mismo equipo de perforación, para manejar los mismos tiempos y costos operacionales a la hora de evaluar cada una de las empresas en la que su

dispositivo controlador de flujo pasivo se implementó en los pozos pilotos, lo cual no es el alcance del presente trabajo y se tendrá en cuenta a futuro dicha evaluación por empresa y dispositivo.

Cuadro 23. Inversión del pozo piloto completado convencionalmente sin ICD (SAS)

Inversiones (CAPEX) SIN ICD		
PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN	1.86	MMUSD
RIG MOVE E INSPECCIÓN DE TUBERÍA	0.01	MMUSD
PLATAFORMA	0.14	MMUSD
VALOR TOTAL	2.01	MMUSD

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Cuadro 24. Inversión del pozo piloto completado con ICD.

Inversiones (CAPEX) CON ICD		
PERFORACIÓN Y COMPLETACIÓN	2.35	MMUSD
RIG MOVE E INSPECCIÓN DE TUBERÍA	0.01	MMUSD
PLATAFORMA	0.14	MMUSD
VALOR TOTAL	2.50	MMUSD

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

8. METODOLOGÍA DEL CÁLCULO

Los métodos de análisis que se utilizan para el análisis de este proyecto son:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Tiempo de Recuperación de la Inversión
- Relación Costo – Beneficio (RCB)

Estos parámetros determinan la rentabilidad del proyecto.

8.1 FLUJO NETO DE CAJA

Por Flujo neto de caja, es igual a la suma de los ingresos previstos menos el monto de los egresos correspondientes a un determinado período de tiempo, lo que nos permite evaluar una inversión. Lo podemos expresar de la siguiente manera:

Ecuación 7. Cálculo de Flujo Neto de Caja

$$FNC_K = I_K - E_K$$

Dónde:

FNC_K = Flujo Neto de Caja del proyecto correspondiente al periodo K.

I_k = Ingresos previstos del proyecto correspondiente al periodo K.

E_k = Egresos previstos del proyecto correspondiente al periodo K.

Este cálculo es fundamental para obtener el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa interna de retorno (TIR).

8.1.1 Valor Presente Neto (VPN). Es la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial. Es un indicador del valor del dinero actual (hoy) que va a recibir el proyecto

en el futuro, a una tasa de interés y período determinado, a fin de comparar este valor con la inversión inicial.

- Si un proyecto de inversión tiene un VPN positivo, el proyecto es rentable.
- Entre dos o más proyectos, el más rentable es el que tiene el VPN más alto.
- Un VPN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos, en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento utilizada.

La tasa de descuento que se utiliza para actualizar se denomina tasa de corte, fijada por la persona que evalúa el proyecto de inversión conjuntamente con los inversores. En la siguiente fórmula se presenta el cálculo del VPN

Ecuación 8. Cálculo del Valor Presente Neto

$$VPN = -A + \sum_{k=1}^n \frac{FNC_K}{(1+r)^k}$$

Dónde:

FNC_K= Flujo Neto de Caja del proyecto correspondiente al periodo K.

r = Tasa de actualización o de descuento (% anual)

A = Inversión inicial (USD)

N = Período considerado en el Flujo Neto de Caja

8.1.2 Tasa Interna de Retorno (TIR). Se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR) a la tasa de descuento que hace que el VPN de una inversión será igual a cero. Es decir es el punto en el tiempo en que se recupera la inversión y se comienza a generar utilidades.

El TIR es un indicador de la eficacia de una inversión, a través de este se considera que un proyecto de inversión es rentable, así:

- Si el TIR es mayor a la tasa de descuento o actualización, el proyecto más eficiente será el que ofrezca un TIR mayor.
- Un proyecto con TIR negativo es desechado.

La Tasa Interna de Retorno hace cero al VPN a una determinada tasa de interés acordada y en un tiempo determinado.

Ecuación 9. Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

$$VPN = -A + \sum_{k=1}^n \frac{FNC_K}{(1+r)^k} = 0$$

8.1.3 Tiempo de Recuperación de la Inversión. Es un indicador del tiempo en que se recupera la inversión y se comienza a generar utilidades. Se lo determina con el Flujo Neto de Caja acumulado, el cual representa el período de tiempo en que una empresa tarda en recuperar el capital invertido en un determinado proyecto. El tiempo de recuperación de la inversión se determina acumulando los sucesivos flujos anuales del proyecto hasta que la suma alcance el costo inicial de la inversión.

8.1.4 Relación Costo – Beneficio (RCB). Es un método de evaluación de proyectos, que da en forma clara la rentabilidad de un proyecto, considera los ingresos generados, los gastos operativos y la inversión.

- Si RCB es mayor a 1 el proyecto es aceptable ya que ingresos son mayores que egresos.
- Si RCB es igual a 1 el proyecto es indiferente ya que ingresos son iguales que egresos.
- Si RCB es menor a 1 el proyecto es inaceptable ya que ingresos son menores que egresos.

Ecuación 10. Cálculo de la Relación Costo-Beneficio (RCB)

$$RCB = \frac{\text{Ingresos (actualizados)}}{\text{Costos (actualizados) + Inversión}}$$

8.1.5 Resultados del análisis económico. Los resultados del análisis económico para los pozos RB-544H, RB-475H y RB-260H completados sin ICD (SAS) y completados con ICD y SwellPackers (completación actual) se indican a continuación.

Cuadro 25. Resultado del análisis económico del pozo RB-544H.

RB-544H		
Resultados del análisis económico	Escenario 1: Sin ICD (SAS)	Escenario 2: Con ICD y SwellPackers (completación actual)
Inversión (MMUSD)	1.86	2.35
Valor Presente Neto (VPN) (MMUSD)	1.70	4.11
Tasa Interna de Retorno (TIR) (%anual)	48.35	96.14
Tiempo de al recuperación de inversión (años)	1.58	0.91
Relación Costo Beneficio	1.49	2.04

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Cuadro 26. Resultado del análisis económico del pozo RB-475H.

RB-475H		
Resultados del análisis económico	Escenario 1: Sin ICD (SAS)	Escenario 2: Con ICD y SwellPackers (completación actual)
Inversión (MMUSD)	1.86	2.35
Valor Presente Neto (VPN) (MMUSD)	1.36	4.91
Tasa Interna de Retorno (TIR) (%anual)	28.48	80.02
Tiempo de al recuperación de inversión (años)	2.27	0.89
Relación Costo Beneficio	1.47	2.24

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

Cuadro 27. Resultado del análisis económico del pozo RB-260H.

RB-260H		
Resultados del análisis económico	Escenario 1: Sin ICD (SAS)	Escenario 2: Con ICD y SwellPackers (completación actual)
Inversión (MMUSD)	1.86	2.35
Valor Presente Neto (VPN) (MMUSD)	1.53	4.51
Tasa Interna de Retorno (TIR) (%anual)	38.42	88.08
Tiempo de al recuperación de inversión (años)	1.93	0.90
Relación Costo Beneficio	1.48	2.14

Fuente: PACIFIC RUBIALES, Metapetroleum. Modificada por el autor.

CONCLUSIONES

El Dispositivo de Control de Flujo (ICD) pasivo, fue evaluado mediante este estudio técnico económico, para determinar si es eficiente su aplicación en los pozos del campo Rubiales, llegando a concluir lo siguiente:

- La implementación de ICD's en pozos horizontales del Campo Rubiales, difieren en el tiempo la irrupción de agua, disminuyen el efecto "talón-punta" generando un barrido uniforme y aumentan el recobro de hidrocarburos al drenar más reservas del yacimiento.
- El Dispositivo de Control de Flujo (ICD) se emplea para completar pozos horizontales, especialmente en reservorios heterogéneos donde la producción de fluidos se da en forma desigual, de igual manera reservorios que tengan un alto corte de agua y un acuífero de fondo activo. Está no es la única manera de completar pozos horizontales, pero es la más eficiente en el campo.
- Mediante la perforación de pozos horizontales es posible maximizar el contacto de la zona de pago, al completar este tipo de pozos con los ICDs y SwellPackers se incrementa la recuperación de petróleo, con ello la vida productiva del pozo y a la vez se disminuye la producción excesiva de agua una vez se produzca la saturación.
- El Campo Rubiales presenta características tales como alta viscosidad y movilidad desfavorable al petróleo, espesor petrolífero delgado y empuje de agua, que hacen que el desarrollo con pozos horizontales sea el más recomendado para optimizar el recobro.
- El uso de "liner" ranurado en los pozos horizontales del Campo Rubiales ha sido un éxito en producción y reducción de arenamiento, pero este tipo de

completamiento no permite distribuir el flujo uniformemente a través de la sección horizontal.

- En los pozos horizontales la Geonavegación Periscope es fundamental, con esta técnica se logró perforar los pozos en menor tiempo y en zonas de buenas características petrofísicas siempre por arriba del yacimiento evitando acercarse lo más posible al contacto agua petróleo, logrando perforar una mayor longitud horizontal y con ello aumentando la zona de pago y por ende la producción de hidrocarburos.
- Según los resultados obtenidos, la implementación de ICD's permite mejor distribución de flujo en pozos con secciones geonavegadas de de gran extensión.
- Al realizar la completación final de cada pozo con el Dispositivo de Control de Flujo (ICD) es necesario tomar en cuenta la caracterización de facies, cálculos de parámetros petrofísicos, interpretación de registros eléctricos, simulación y modelamiento mediante software, diseño de los SwellPackers y pronóstico de producción esperada, para con toda esta información determinar el número óptimo de segmentos en los cuales se va a dividir la sección horizontal y con esto lograr tener una mayor recuperación
- Para los pozos estudiados y según el completamiento diseñado para cada uno de ellos en NEToolTM, el corte de agua se redujo entre 10-30%.
- Dependiendo del análisis de declinación realizado para cada pozo estudiado, implementar ICD's en cada uno de ellos, alarga la vida útil y productiva del pozo entre 60-150 meses, que traducido en volumen acumulado incremental, sería alrededor de 20-100 KBIs de petróleo dependiendo de la reducción generada en el corte de agua de cada pozo.

- Completar los pozos estudiados con ICD's genera un aumento en el factor de recobro entre 10% y 25%, según la reducción del corte de agua en cada uno de ellos y el espesor de la arena petrolífera.
- En los pozos perforados y completados con ICD's en el Campo Rubiales del presente proyecto, se emplearon dos tipos de ICD's: tipo boquilla en dos de ellos y tipo tubo en el restante, ya que los resultados obtenidos, muestran que estos ICD's son independientes de la viscosidad, por lo que son los ideales para este campo.

RECOMENDACIONES

- Se requiere de un equipo multidisciplinario de trabajo que cubra todos los aspectos relacionados con la selección de pozos óptimos para la aplicación de esta tecnología, el trabajo de la completación de la sección horizontal debe realizarse de manera conjunta con los ingenieros de Pacific Rubiales Energy (compañía operadora), técnicos de Halliburton, Schlumberger, Weatherford (herramienta ICD) y personal de Schlumberger (Geonavegación Periscope), más aún al ser los primeros pozos donde se bajó este tipo de completación en Colombia.
- Es primordial navegar la sección horizontal para evitar variaciones bruscas en la perforación, evitar topar el contacto agua petróleo y conseguir así una mayor zona de interés. Correr los registros LWD, junto al ADN4 para obtener datos precisos de porosidad y mediante correlaciones la permeabilidad, dato fundamental para el diseño final de una completación con AICD.
- Para un modelamiento eficaz es necesario exportar del simulador Eclipse entregado por Pacific Rubiales Energy datos confiables al software NeTool™ de Halliburton, así se tendrá un pre diseño de la completación cercano al que se bajará como completación definitiva. Se debe jugar con las completaciones hasta obtener la que nos proporcione el mayor índice de productividad.
- La declinación de producción de los pozos del Campo Rubiales es muy inconsistente principalmente en el primer año de producción donde se tiene una disminución extrema como se observa en los pozos RB-544H, RB-475H y RB-260 los cuales tienen un año y seis meses de producción aproximadamente, en consecuencia para tener datos confiables y estos utilizar en el análisis económico se debería tener por lo menos un año de producción y pronosticar no más de tres años.

- Controlar la producción de agua desde los inicios de operación del pozo, ya que utilizar las bombas con elevados caudales y altas presiones para incrementar el área de drenaje, puede inducir a una temprana conificación del pozo.
- Utilizar ICD's tipo boquilla, tipo tubo y tipo laberinto en crudos pesados, como es el caso del Campo Rubiales, restringiendo las zonas de alta permeabilidad y el talón del pozo, compartimentalizando el mayor número de segmentos posibles en la sección horizontal para generar un drenaje uniforme.
- No usar ICD tipo helicoidal en el Campo Rubiales, ya que éste se basa en caídas de presión por fricción a través del tubo enrollado y esto hace el dispositivo dependiente de la viscosidad.
- Completar con ICD's, pozos con los cuales se pretenda explotar más de una arena.
- Sentar los empaques hinchables preferiblemente en rocas sello (arcilla) para aislar las zonas completamente y aislar el mayor número de compartimientos posibles para evitar flujo anular.
- Restringir el flujo en el talón cerrando el mayor número de puertos posibles y dejar fluir más la punta del pozo, de tal manera que se disminuya el efecto "talón-punta".
- Restringir el flujo en zonas de alta permeabilidad disminuyendo el número de orificios abiertos, usando preferiblemente tamaños de orificios grandes para evitar taponamientos.

- Producir mayor flujo de la punta del pozo inicialmente, de tal forma que en un futuro se pueda aislar mediante el uso de empaques internos y dejar en producción el talón.
- Correr registros PLT's después de seis meses de haber puesto a producir el pozo, o antes si el corte de agua es cercano al 98%, para evaluar la distribución de flujo en el yacimiento, la efectividad de los empaques, determinar qué zonas aportan mayor volumen de agua, aislar las zonas más apropiadas y hacer el ajuste del completamiento de pozos futuros.
- Al implementar este tipo de completamiento, tener en cuenta la opción de realizarlo con camisas, ya que una vez corrido el PLT, analizando, evaluando e identificando las zonas de aporte de agua, se realizaría un servicio a pozo con la finalidad de correr las camisas y de esta manera mitigando el incremento del perfil de bsw.

BIBLIOGRAFÍA

BAKER HUGES. “Suministro e instalación de sistema ICD en pozos horizontales”. 28 de Junio de 2011. 325 P.

BARRERO R, Lizeth B, GARZÓN T, Marcela F, Efecto del completamiento inteligente con Dispositivos de Control de Influjo (ICD) sobre la producción de un pozo horizontal de un campo colombiano. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Físico Químicas. 2013.

BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design. Ed.: Elsevier-SPE. Vol. 56. Primera edición. 2009, p. 262-263.

CHENG, Y. SPE, West Virginia University. LEE, J. Mc VAY, D. Texas A&M University. Improving Reserves Estimates from Decline curve Analysis of Tight and Multilayer Gas Wells. En: Society of Petroleum Engineers, SPE Production & operations 2008.

DAVILA, E, ALMEIDA R., Petroamazonas. HUMBERT, O, CHINELATO, F. Schlumberger. PORTURAS, F., Reslink: First Application of Inflow Control Device (ICD) in Open Hole Horizontal Wells in Block 15, Ecuador”. En: Society of Petroleum Engineers, SPE Production & operations 2009

DÁVILA, Edmundo, VELA Iván, PAZOS, Julio, Petroamazonas, PORTURAS, Francisco, Schlumberger. Dispositivos ICD instalados en Ecuador están controlando la irrupción temprana de agua y minimizando las reservas pasadas por alto. En: tecnología. Revista Petroleum. Bogotá D.C. Octubre, 2010. Vol.1, N°249. 25 P.

HALLIBURTON. Servicio de Suministro de Instalación del Sistema ICD en Pozos Horizontales. Junio 2011. 80 P.

HENRIKSEN, K.H. Baker Oil Tools, GULE, E.I. SPE, Hydro ASA, AGUSTINE, J. SPE, Baker Oil Tools. "Case Study: The Application of Inflow Control Device in the Troll Oil Field". En: Society of Petroleum Engineers, SPE Production & operations 2006.

HUERO, Jorge Leonardo. Estudio de factibilidad técnico económica del dispositivo autónomo de control de flujo (AICD) en el Bloque 16. Trabajo de grado. Ingeniero de Petróleos. Quito.: Universidad Central Del Ecuador. Facultad De Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos Y Ambiental. 2013.

KIM, Sam Youl, HARKOMOYO, WIDAYAT, Suhana, SPE, Kodeko; REGULACION, Randhy, JORGENSEN, Tomas, SPE, Halliburton. Passive Inflow Control Devices and Swellable Packers Control Water production in fractured Carbonate Reservoir: a comparison with Slotted "liner" Completions. En: Society of Petroleum Engineers, SPE Production & operations, November 2011, One Petro.

LORENZ, Michael, RATTERMAN Gene, AGUSTINE, Jody, Baker Oil Tools, SPE. Uniform Inflow Completion System Extend Economic Field Life: a Field Case Study and Technology Overview. En: Society of Petroleum Engineers, SPE Production & operations 2006.

RAFFN A.G., ZEYBEK, M., Schlumberger, LAURITZEN, J.E., SUNBUL, A.H. HEMBLING D.E., MAJDPOUR, A., Saudi Aramco. Case Histories of Improved Horizontal Well Clean Up and Sweep Efficiency with Nozzle-Based Inflow Control Devices in Sandstone and Carbonate Reservoirs. OTC 19172. 2008, 9 P.

RESTREPO, Lady Stephanie. Evaluación de controladores de Flujo en los pozos horizontales del Campo Rubiales. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2012.

URDANETA, Robgly. Halliburton. Diseño de Completación ICD's. 2011. 27 Diapositivas.

WEBGRAFÍA

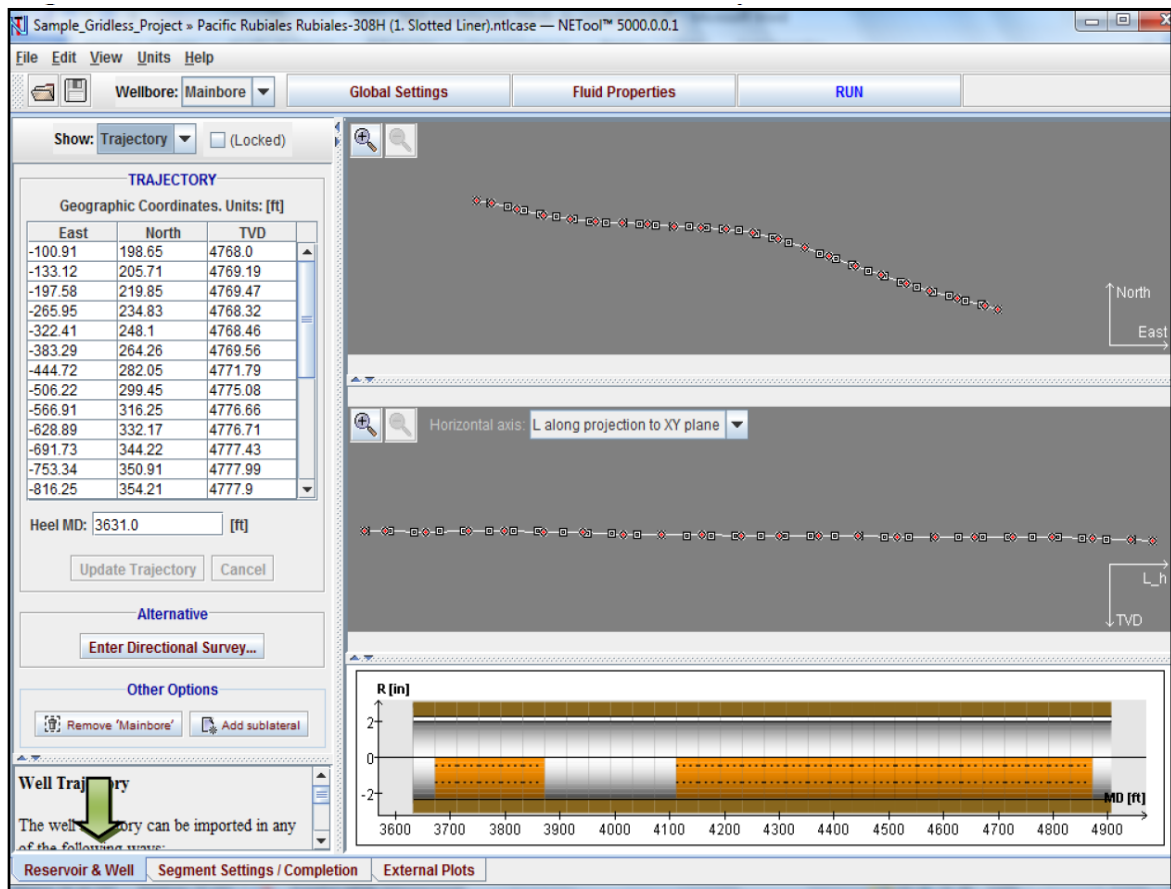
- <http://www.halliburton.com/>. Acceso Septiembre 2012 a Febrero 2013.
- http://www.slb.com/~media/Files/drilling/industry_articles/201005_etm_optimal_well_placement_sp.pdf. Acceso el 14 de septiembre de 2012.
- http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanis_07/spr07/p22_33.pdf. Acceso el 27 de septiembre de 2012.
- http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=SPE_160165-MS#. Acceso el 27 de septiembre de 2012.
- http://www.spe.org/atce/2012/pages/schedule/technical_program/documents/spe160165-page1.pdf. Acceso el 10 de octubre de 2012.
- http://www.hansenenergy.biz/HANSEN_Energy_Solutions/InflowControl2008B.pdf. Acceso el 16 de octubre de 2012.
- http://halliburtonblog.com/inflow-control-devices-extending-the-life_of-mature-field-wells/. Acceso el 27 de octubre de 2012.
- <http://www.slideshare.net/guest440796/resumen-ley-de-darcy>. Acceso el 4 de diciembre de 2012.
- <http://saber.ucv.ve/xmlui/bitstream/123456789/310/1/Tesis.pdf>. Acceso el 4 de septiembre de 2012.
- http://www.ingenieriayregion.com.co/articulos/03.-estudio_comparativo-d.pdf. Acceso el 11 de enero de 2013.

- http://www.oilproduction.net/cms/files/pruebas_de_presion_PH.pdf
- [http://es.scribd.com/doc/95593496/PERFORACION-DE-POZOS HORIZONTALES](http://es.scribd.com/doc/95593496/PERFORACION-DE-POZOS-HORIZONTALES). Acceso el 12 de enero de 2013.
- http://books.google.com.ec/books?id=WvBKIHZU84gC&printsec=fontcover&hl=es&source=gbs_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false. Acceso el 3 de febrero de 2013.
- <http://es.scribd.com/doc/38428547/13-Herramientas-de-LWD>. Acceso el 16 de febrero de 2013.
- <http://www.zonaeconomica.com/inversi3n/m3todos>. Acceso el 20 de marzo de 2013.

ANEXO A NeTool™

El programa NeTool™ hace posible correr numerosos escenarios rápidamente para poder comparar los resultados y optimizar el completamiento del pozo con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos.

Figura 1. Información inicial en NeTool™. Trayectoria

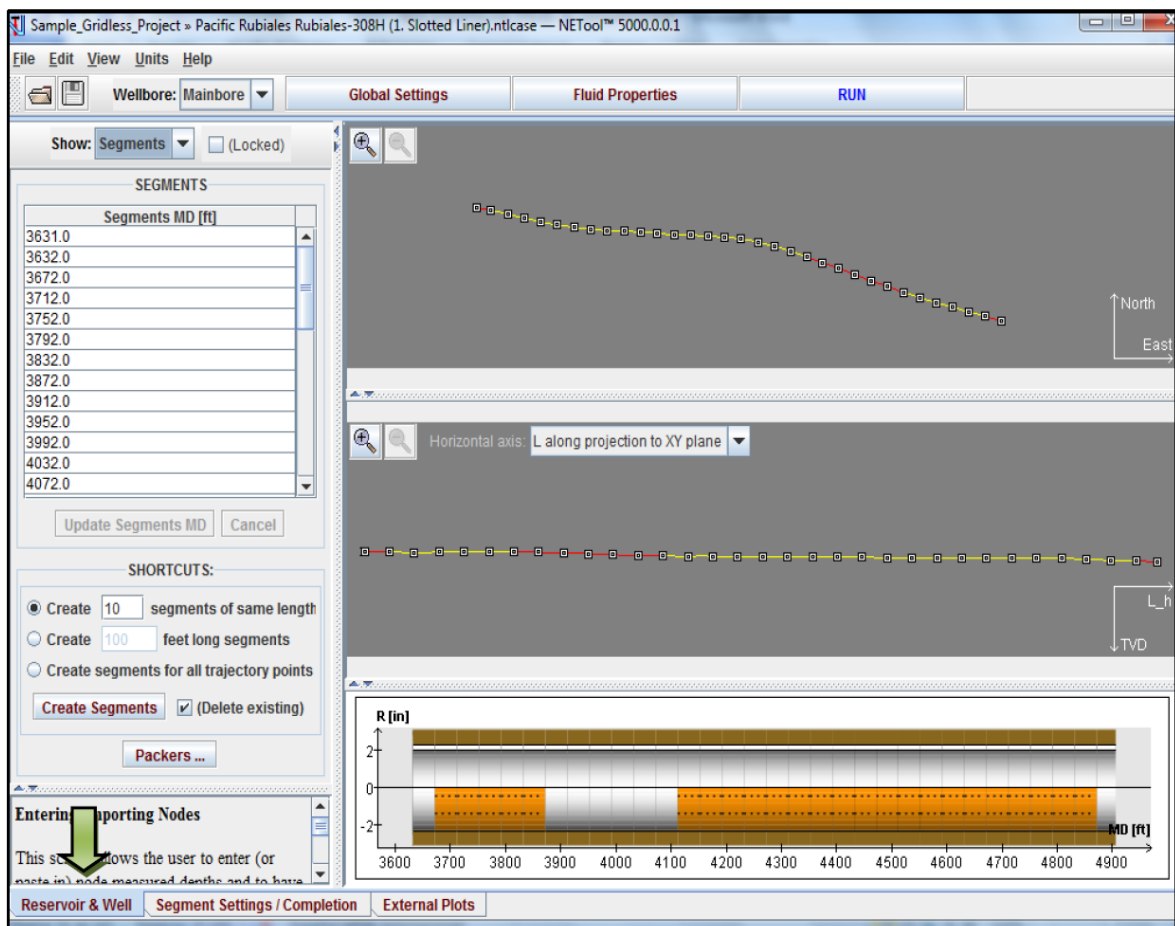


Fuente. RESTREPO, Lady Stephanie. Evaluación de controladores de Flujo en los pozos horizontales del Campo Rubiales. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleo. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2012.

En la Figura 1 se observa la información inicial requerida en el simulador ("Reservoir & Well"), en donde en la parte izquierda se introduce la trayectoria del pozo; de esa trayectoria es importante tener en cuenta la profundidad final del pozo. En la parte

inferior de la visualización del “survey”, se ubica la profundidad del talón del completamiento en estudio (“HEEL MD”), es decir, la sección horizontal del pozo que se pretende visualizar; para este caso, el “HEEL MD” debe ser la profundidad del zapato del casing menos un pie que el simulador completa automáticamente con tubería ciega o “blank pipe” cementado; esta longitud sería la sección horizontal que se pretende completar con ICD’s.

Figura 2. Información inicial en NeTool™. Segmentos



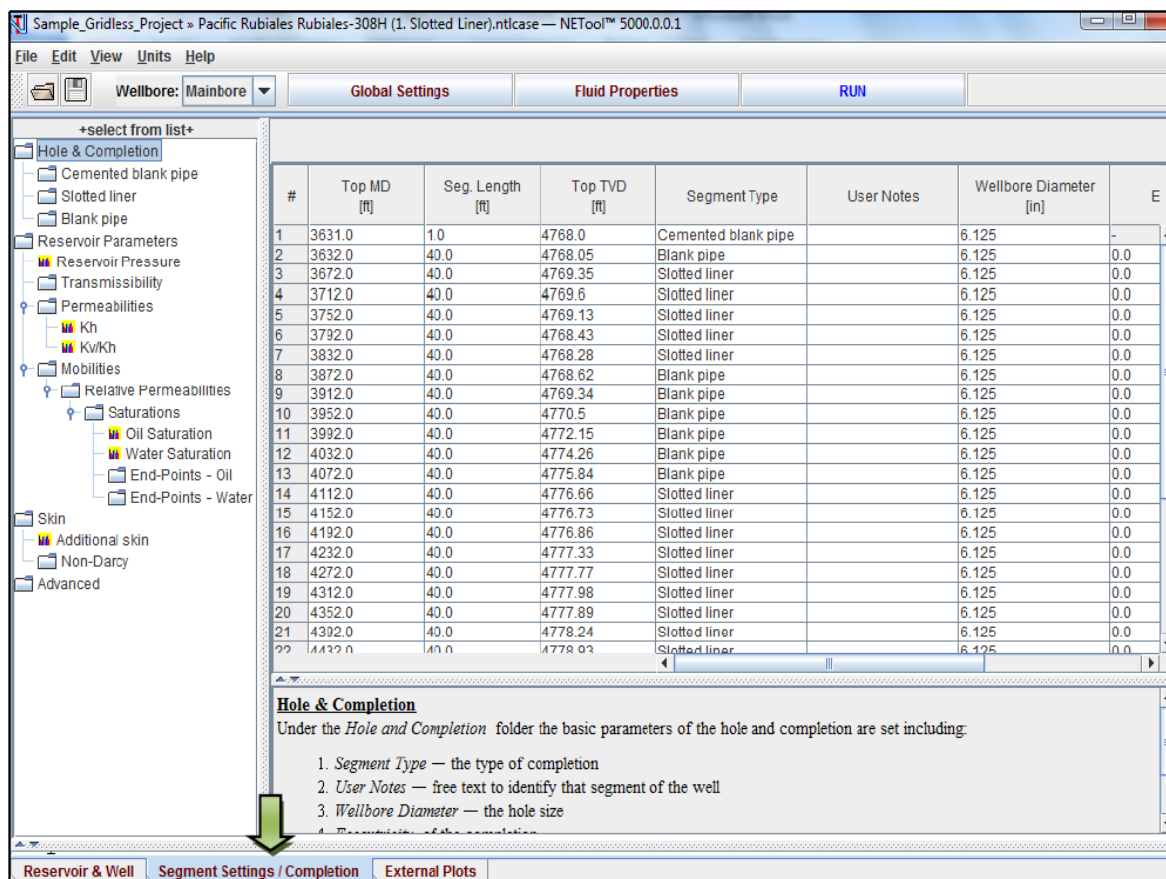
Fuente. RESTREPO, Lady Stephanie. Evaluación de controladores de Flujo en los pozos horizontales del Campo Rubiales. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleo. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2012.

En la Figura 2 referente a la segmentación del completamiento, se subdivide la longitud horizontal del pozo en el mayor número de segmentos posibles, con el fin de obtener un perfil lo más real posible de las propiedades petrofísicas del pozo y la heterogeneidad del yacimiento; para efectos de la presente investigación, cada segmento corresponde a una longitud que varía entre 38-40 pies acorde a la longitud de cada tubería de producción y la longitud del segmento donde se localizan los empaques se toma como 10 pies.

En la pestaña de “Segment Settings/Completion” que se observa en la parte inferior de la Figura 3, se introduce la información referente al completamiento del pozo y la información de yacimiento necesaria para la simulación. En la parte izquierda, en “Hole & Completion” se completan los segmentos establecidos anteriormente de acuerdo al estado mecánico del pozo o el completamiento que se desee con cada una de sus características, ya sea el diámetro interno o externo de la tubería o de los empaques y en el caso de los ICD’s, los diámetros de las boquillas o los tubos, el número de boquillas o tubos abiertos en el dispositivo o la longitud de los canales del laberinto. Las opciones de completamiento que brinda NeTool™ son: hueco abierto, tubería ciega, “liner” ranurado, “liner” perforado y cementado, mallas, empaquetamiento con grava, empaques, ICD’s tipo boquilla, tipo tubo, tipo canal, Equiflow ICD y Equiflow Ajustable ICD patentados por Halliburton y ICD’s tipo espiral, helicoidal o Equalizer ICD patentados por Baker Hughes.

En cuanto a los parámetros de yacimiento, NeTool™ permite introducir registros de presión y de petrofísica tomando los datos de permeabilidad y de saturación de agua; adicionalmente se puede introducir el daño de formación o Skin si se conoce.

Figura 3. Introducción de la información de completamiento y del yacimiento requerida en NeTool™.

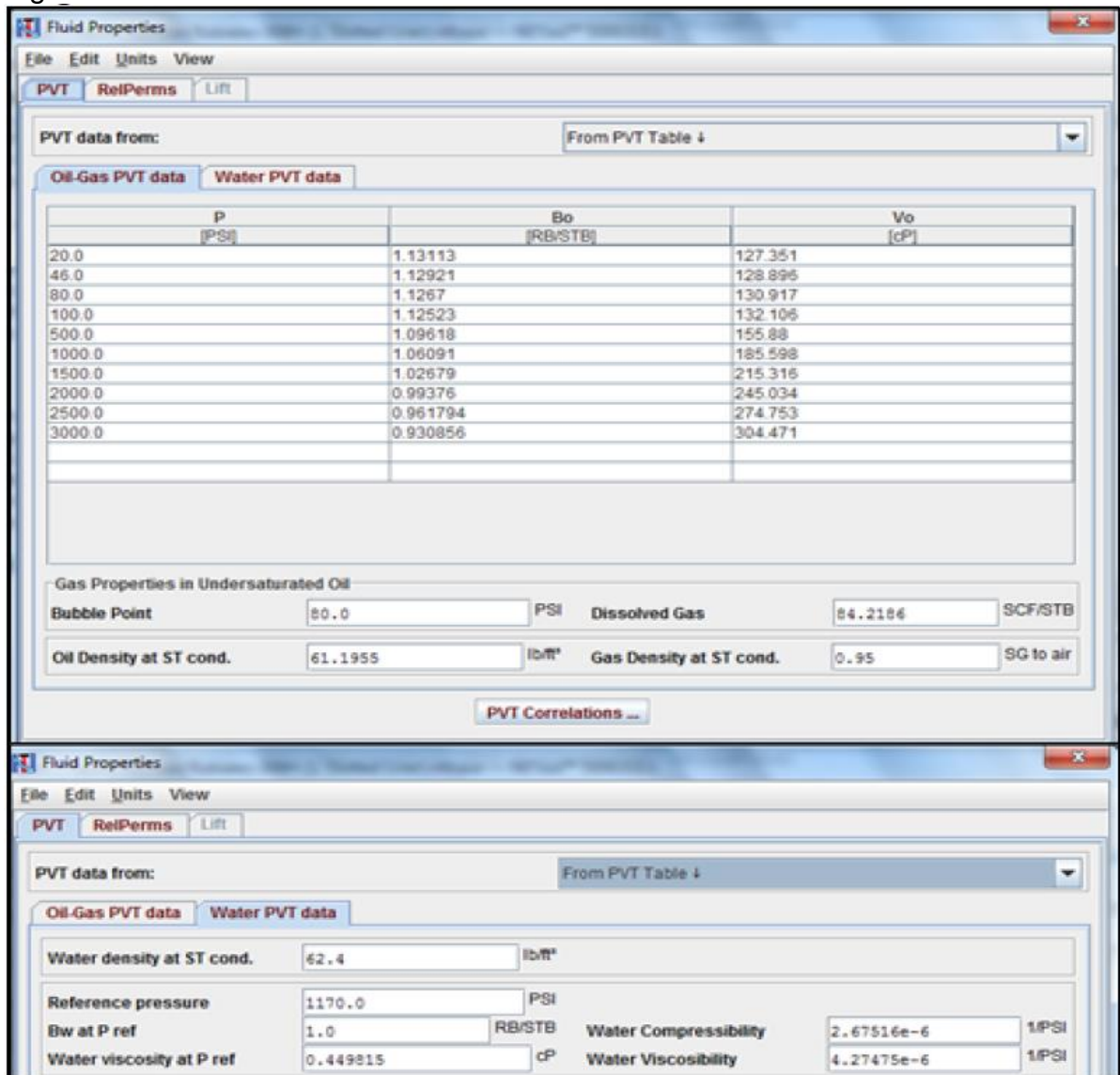


Fuente. RESTREPO, Lady Stephanie. Evaluación de controladores de Flujo en los pozos horizontales del Campo Rubiales. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2012.

En cuanto a las pestañas que se encuentran en la parte superior, en “Global Settings” se introduce la información referente al tipo de pozo y al fluido, tales como los caudales de producción o inyección según el caso y las fases presentes en el fluido producido. En “Fluid Properties” se introducen o se crean las Cuadros PVT de los fluidos; allí se cuenta con la opción de introducir la data PVT en formato del software Eclipse en caso de contar con él; adicionalmente se introduce información conocida como la presión de burbuja, densidad del petróleo y del gas a condiciones estándar y la relación de gas disuelto. En la parte inferior de la Figura 19 se observa la opción de crear la Cuadro de las propiedades PVT mediante el uso de correlaciones tanto para el petróleo como para el agua. Para efectos de este

proyecto, la Cuadro PVT se construye con base en la información de petróleo requerida, pues la cantidad de gas disuelto es menor que 100 scf/stb, por lo que el crudo producido se considera como petróleo muerto.

Figura 4. Construcción de la Cuadro PVT en NeTool™.



Fuente. RESTREPO, Lady Stephanie. Evaluación de controladores de Flujo en los pozos horizontales del Campo Rubiales. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2012.

Para la creación de las curvas de permeabilidades relativas, NeTool™ permite introducir la información que se muestra en la Figura 5 referente a la información

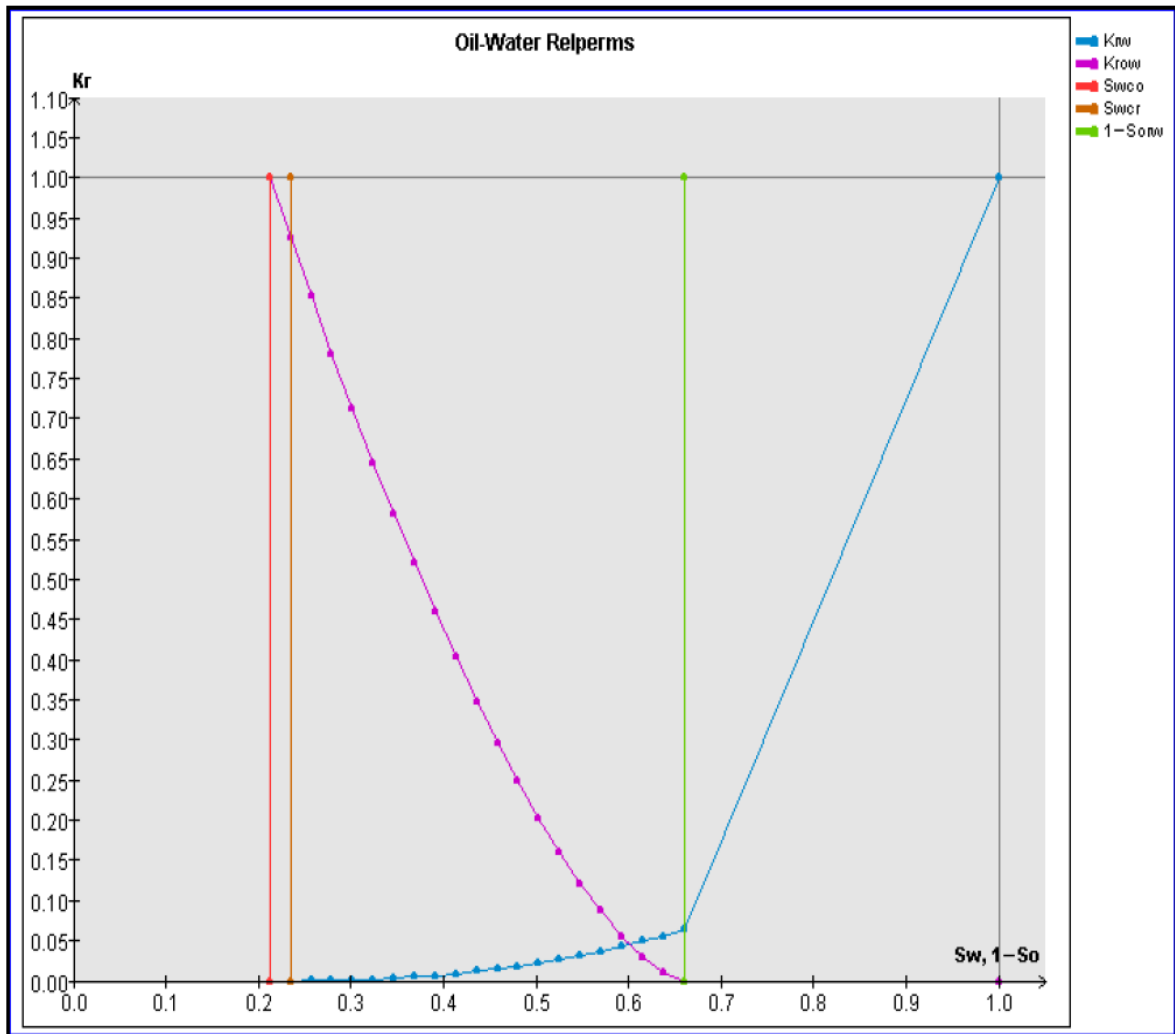
petrofísica requerida. Los datos que se muestran en esta figura son los datos tomados en NeTool™ para el caso del Campo Rubiales y la curva de permeabilidades relativas obtenida se observa en la Figura 6.

Figura 5. Construcción de curvas de permeabilidad relativas en NeTool™ para el Campo Rubiales.

Sw	Krw	Krow
0.2122	0.0	1.0
0.2346	0.0	0.925
0.257	3.0e-4	0.852
0.2793	7.0e-4	0.7811
0.3017	0.0013	0.7124
0.3241	0.0023	0.6458
0.3465	0.0035	0.5815
0.3688	0.0051	0.5196
0.3912	0.007	0.46
0.4136	0.0093	0.403
0.436	0.012	0.3487
0.4583	0.0151	0.2971
0.4807	0.0186	0.2484
0.5031	0.0226	0.2028
0.5255	0.027	0.1604
0.5478	0.0318	0.1216
0.5702	0.0371	0.0866
0.5926	0.043	0.0559
0.615	0.0493	0.0302
0.6374	0.0561	0.0105
0.6597	0.0635	0.0
1.0	1.0	0.0

Fuente. RESTREPO, Lady Stephanie. Evaluación de controladores de Flujo en los pozos horizontales del Campo Rubiales. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2012.

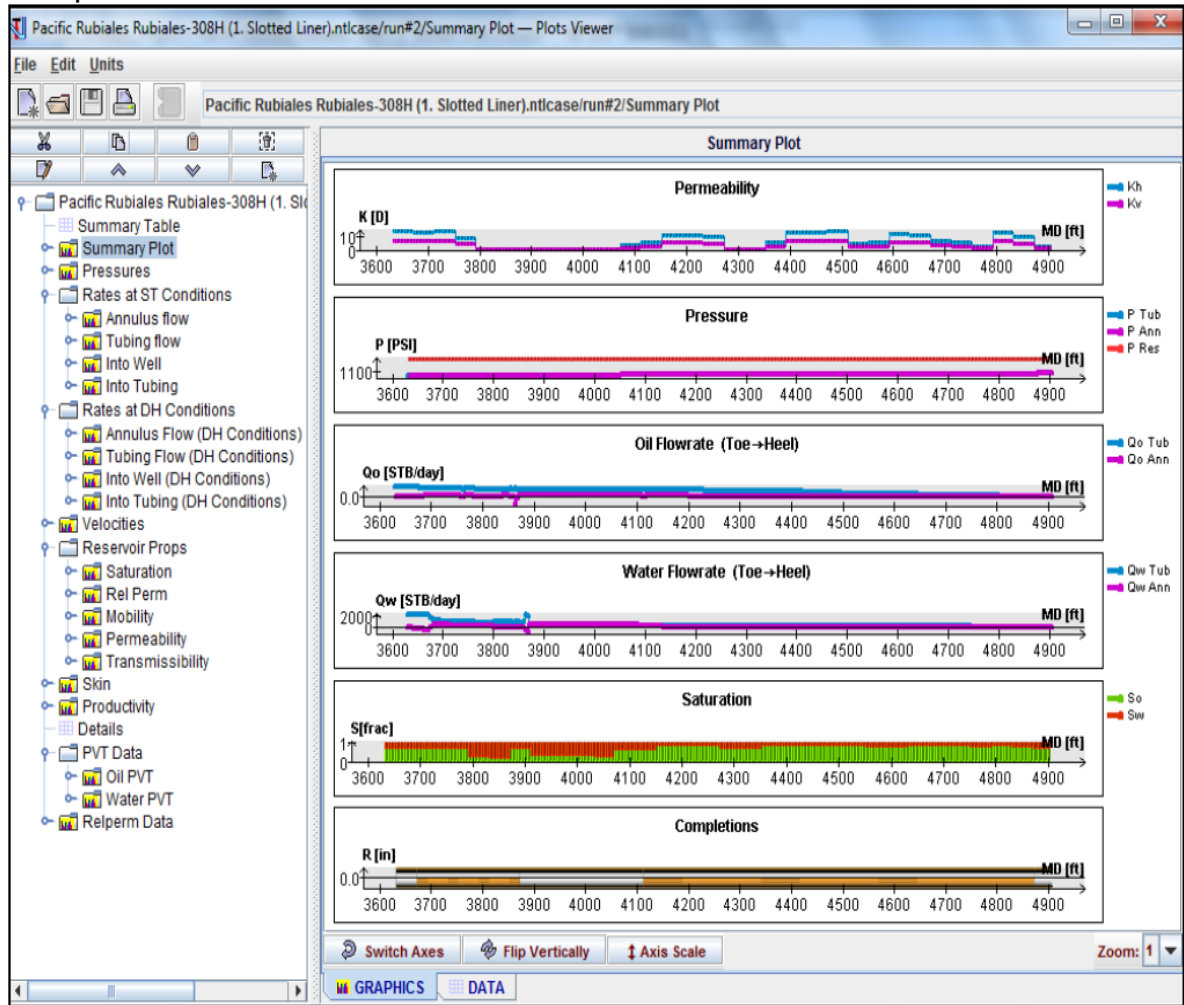
Figura 6. Construcción de curvas de permeabilidad relativas en NeTool™ para el Campo Rubiales.



Fuente. RESTREPO, Lady Stephanie. Evaluación de controladores de Flujo en los pozos horizontales del Campo Rubiales. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2012.

En la parte izquierda de la Figura 7 se observan todas las curvas que se obtienen de la corrida de la simulación.

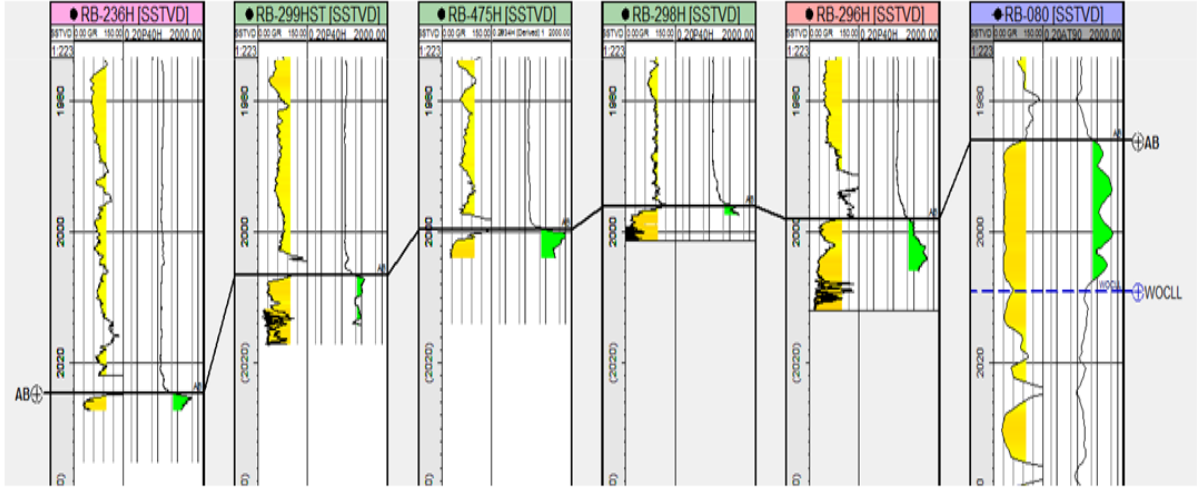
Figura 7. Resultados generales obtenidos de la corrida en NeTool™ para pozo del Campo Rubiales.



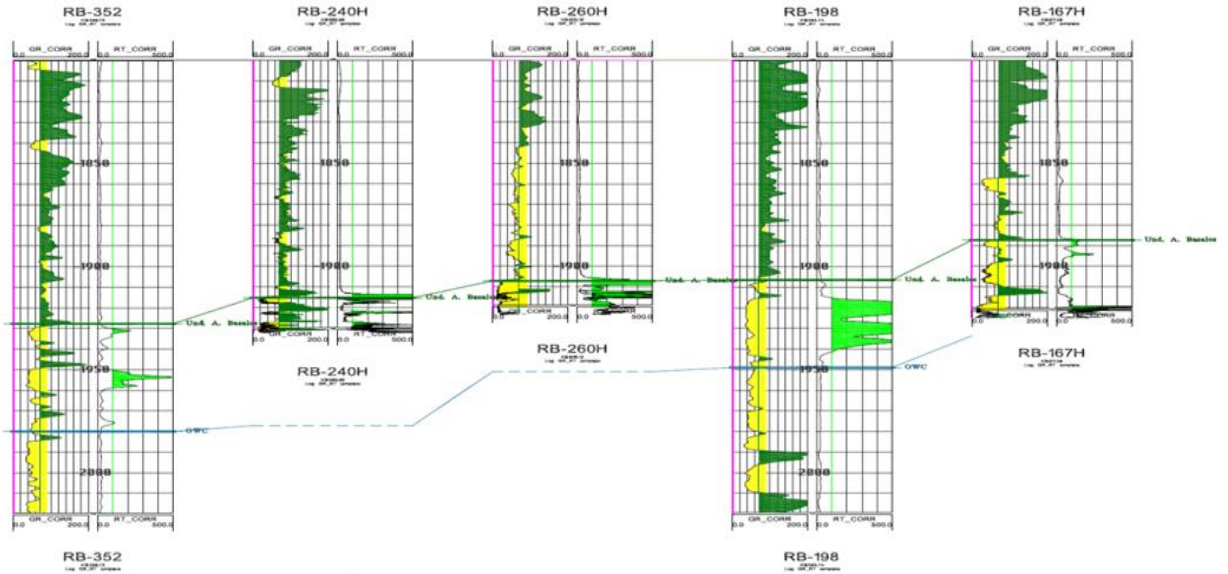
Fuente. RESTREPO, Lady Stephanie. Evaluación de controladores de Flujo en los pozos horizontales del Campo Rubiales. Trabajo de grado. Ingenieros de petróleos. Bogotá D.C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2012.

ANEXO B CORRELACIONES ESTRUCTURAL

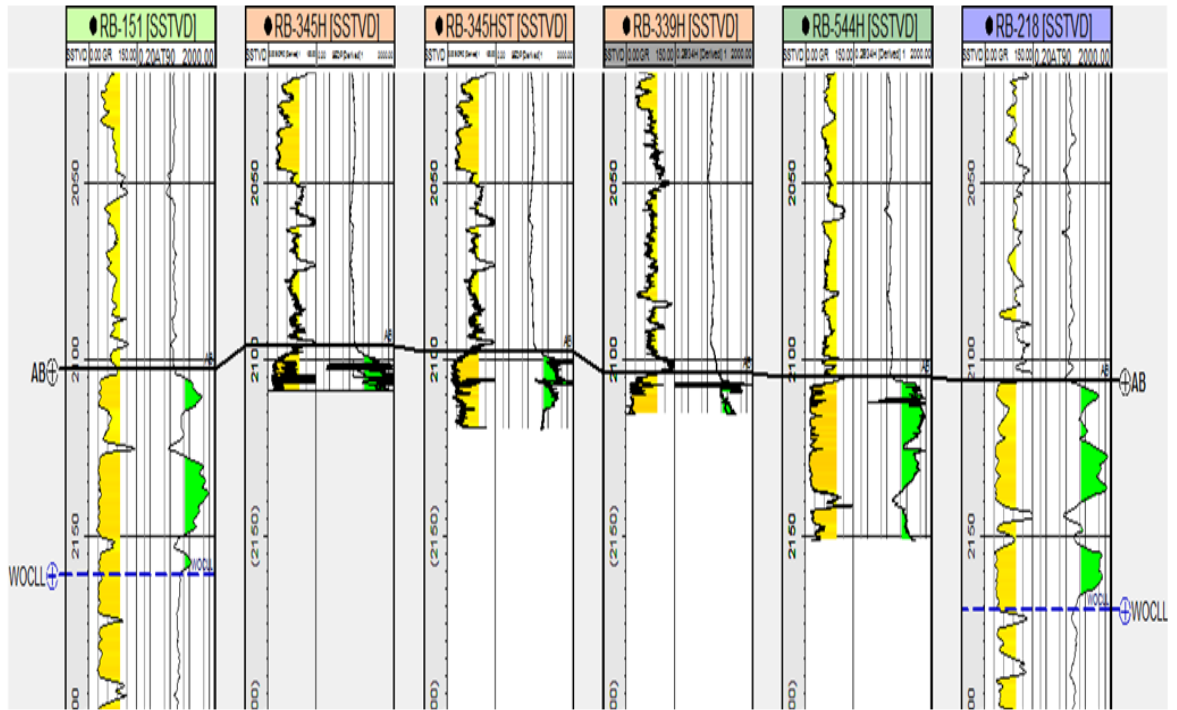
RB-475H



RB-260H



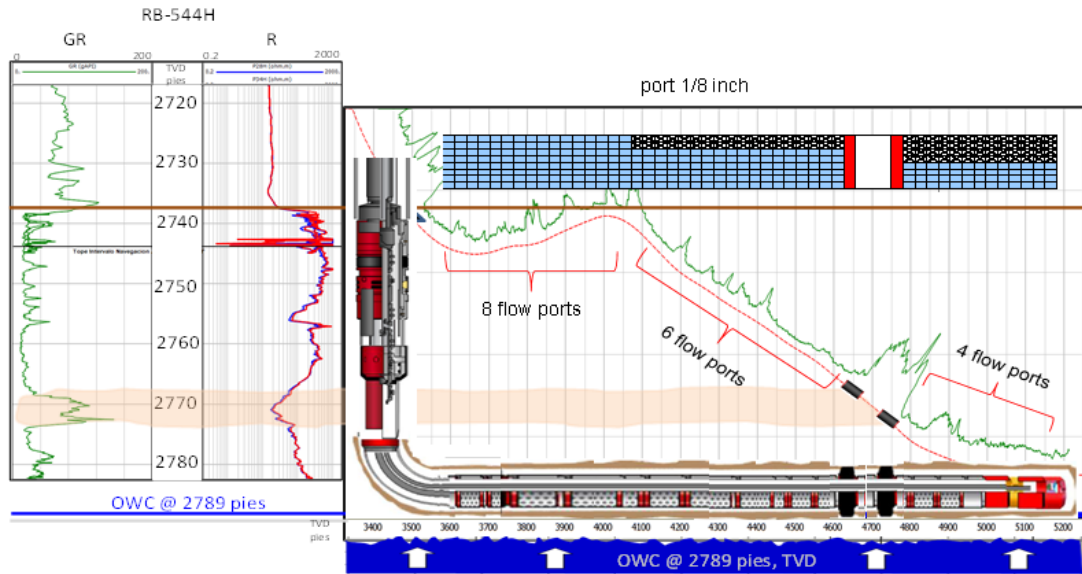
RB-544H



ANEXO C COMPLETAMIENTO

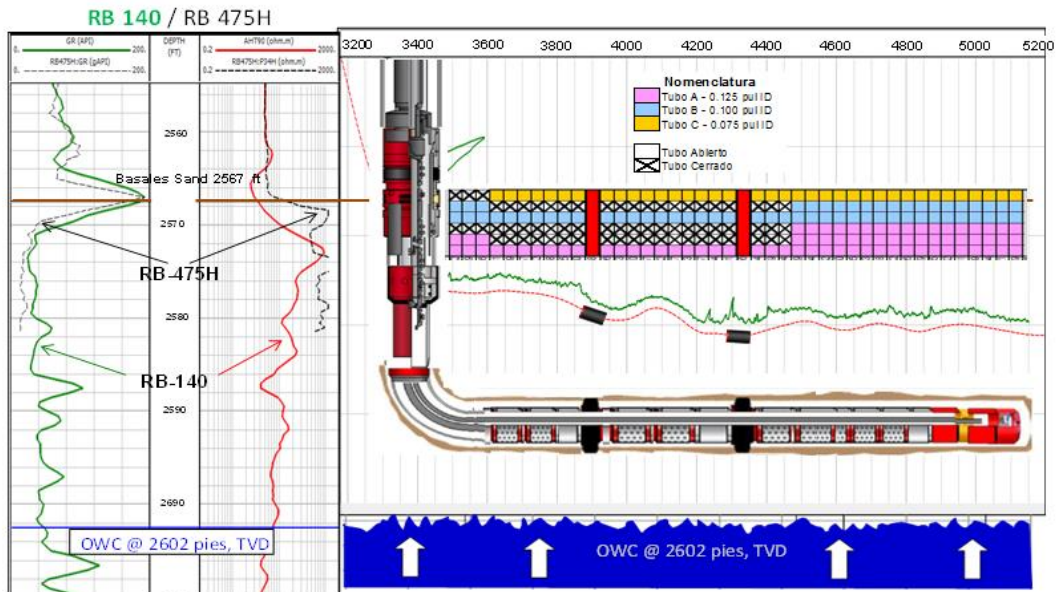
RB-544H

ICD Technology Application- RB-544H



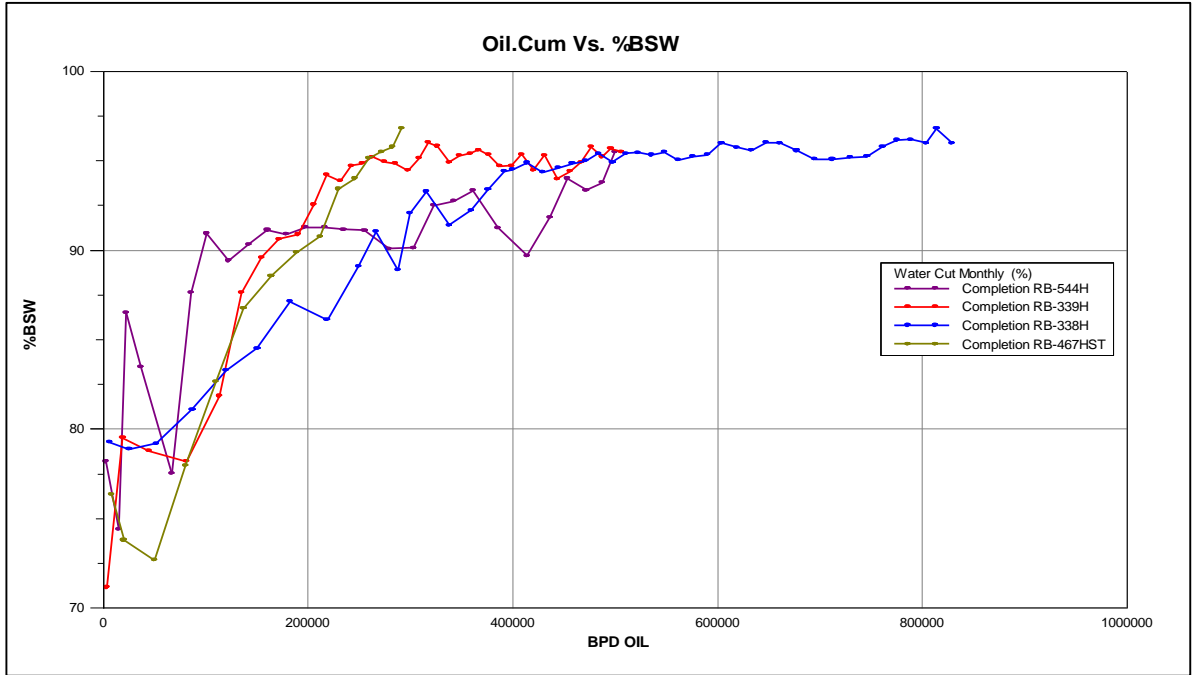
RB-475H

ICD Technology Application- RB-475H

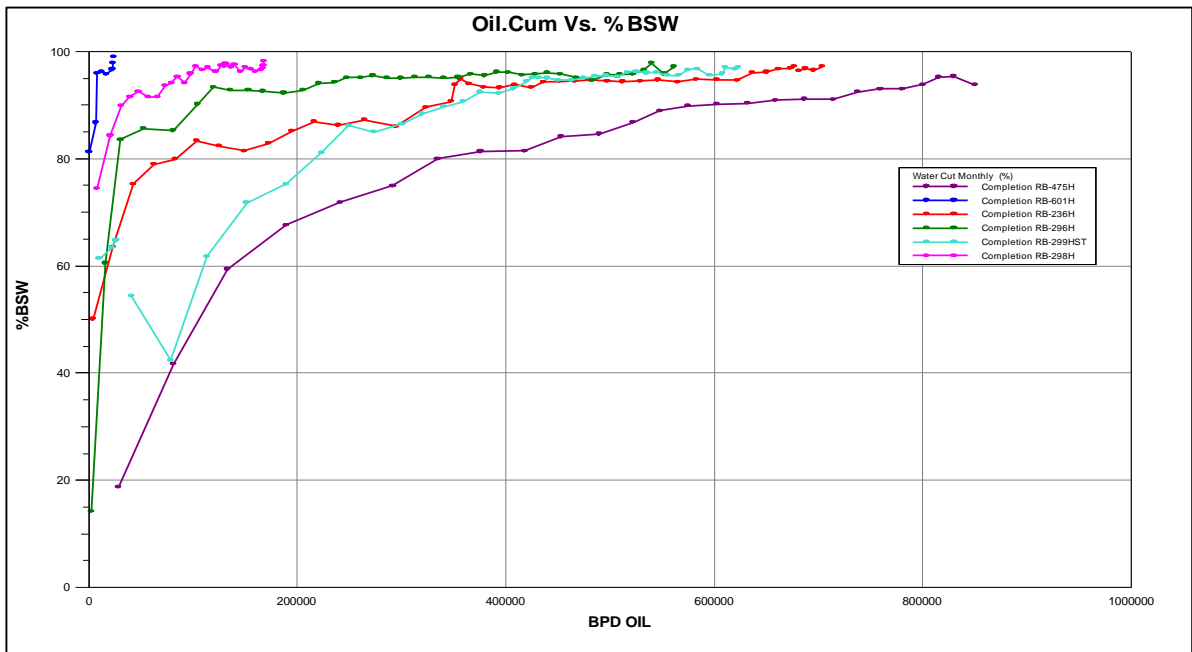


ANEXO D COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN POZOS PILOTOS RESPECTO A POZOS VECINOS

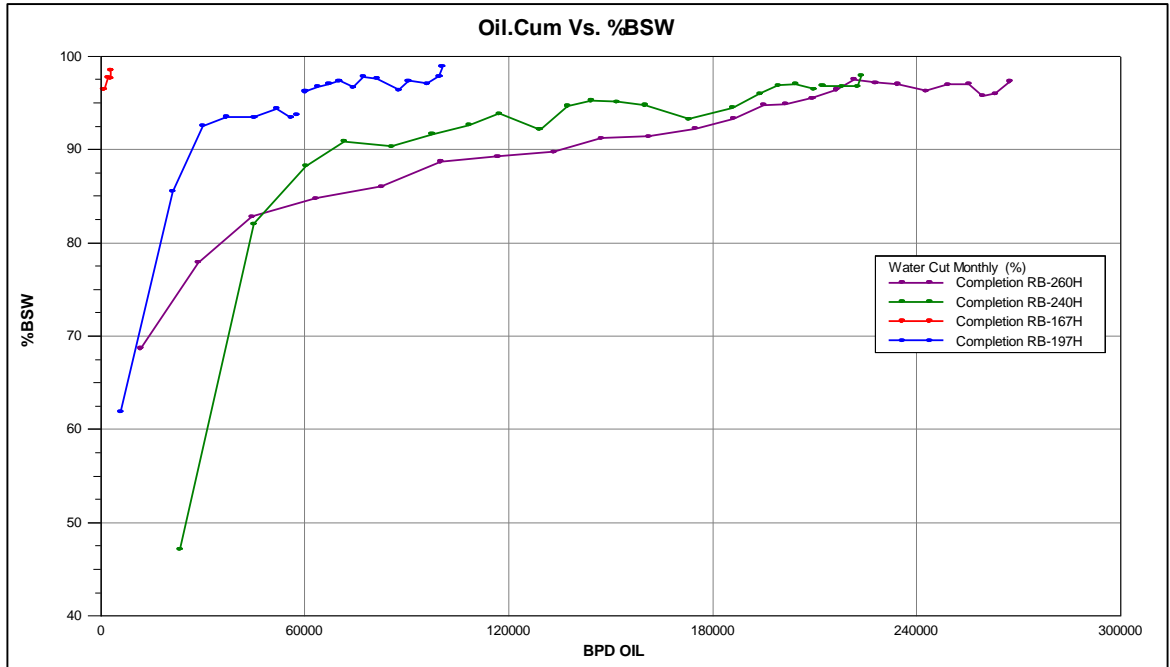
RB-544H



RB-475H

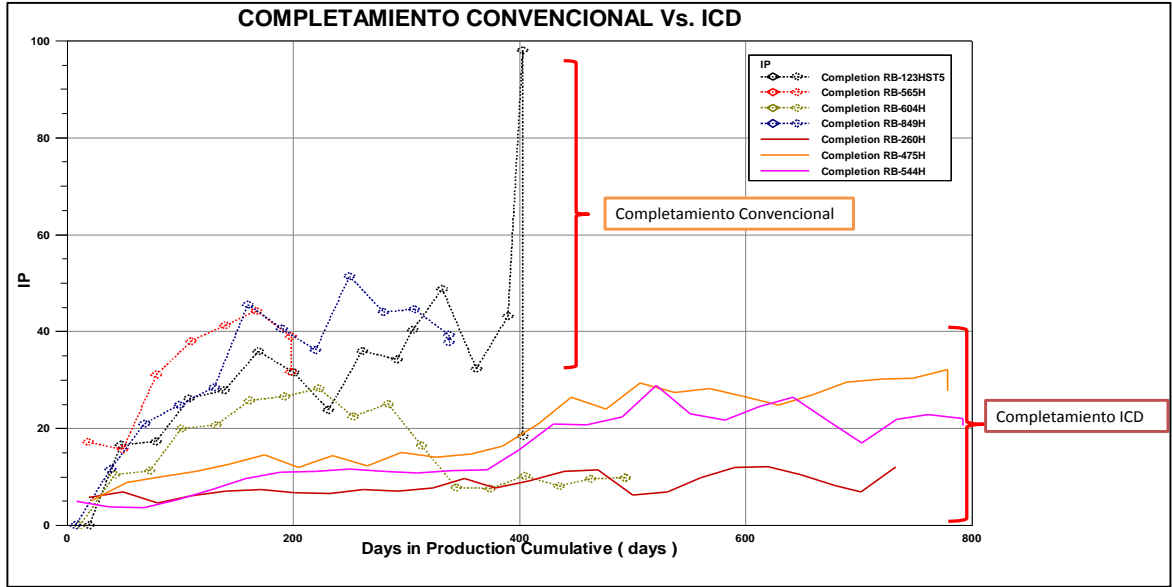


RB-260H



ANEXO E COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ICD Vs. COMPLETAMIENTO CONVENCIONAL

COMPORTAMIENTO IP ICD Vs. COMPLETAMIENTO CONVENCIONAL



COMPORTAMIENTO WOR ACUMULADO ICD Vs. COMPLETAMIENTO CONVENCIONAL

