Neiva, 7 de Julio del 2017

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Juan Nicolas Tautiva Calderon, con C.C. No. 1075281030,

Julio Andrés Romero Lugo, con C.C. No. 1075243742,

_____, con C.C. No. _____,

_____, con C.C. No. _____,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o _____

titulado EVALUACIÓN DEL PROCESO INYECCIÓN- PRODUCCIÓN DEL CAMPO TELLO

presentado y aprobado en el año 2017 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

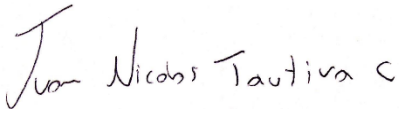
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Juan Nicolas Tautiva Calderon

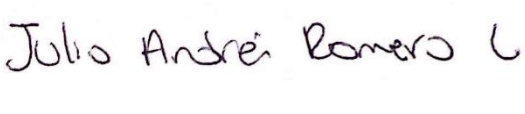
Firma:



EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Julio Andrés Romero Lugo

Firma:



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Tautiva Calderon	Juan Nicolas
Romero Lugo	Julio Andrés

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Mesa Espinel	Martín
Bonilla Camacho	Luis Fernando

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN: 2017** **NÚMERO DE PÁGINAS:134**

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una **X**)**:**

Diagramas X Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X_ Grabados___
Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___
Tablas o Cuadros X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN *(En caso de ser LAUREADAS o Meritoria)*:

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

	Español	Inglés		Español	Inglés
1.	Evaluación	Evauation	6.	_____	_____
2.	Inyección de agua	Waterflooding	7.	_____	_____
3.	Campo Tello	Tello Field	8.	_____	_____
4.	Recobro Secundario	Secondary Recovery	9.	_____	_____
5.	_____	_____	10.	_____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El campo Tello es un activo de gran importancia a nivel de reservas con OOIP aproximado de 400 MMbbls; actualmente presenta un factor de recobro promedio del 25%. El recobro secundario por inyección de agua es el que más impacta la producción. Sin embargo de acuerdo a análisis previos de los históricos de perfiles de inyección se identifica que aproximadamente el 60% del agua inyectada presenta un alto grado de recirculación además de que solo se inyecta en el 12% de los intervalos expuestos. Por los anteriores motivos se considera de alto impacto establecer las arenas que han sido sometidas al efecto de inyección, con el fin de re distribuir la inyección.

En este documento se realiza la distribución de fluidos producidos e inyectados para evaluar el sistema inyección-Producción a nivel de bloque y arena del campo Tello. Esta distribución utiliza como herramienta formatos de Microsoft Excel que facilitan el proceso de distribución de fluidos por arenas y el software OFM (Oil Field Manager) para realizar gráficas y el manejo de información del campo. La evaluación se aplica a cada uno de los bloques del campo Tello para buscar oportunidades de mejora en el sistema de inyección-producción.

Los resultados obtenidos y plasmados en el permite hacer recomendaciones y tomar decisiones tales como: aislamiento de arenas, perforación de nuevos pozos inyectores, ajustes de tasas de inyección y operaciones de estimulación que mejore el proceso de inyección-producción que se lleva a cabo en el campo.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Tello field is an asset with great importance in terms of reserves with an approximate OOIP of 400 MMbbls with a 25% average recovery factor from which waterflooding as a secondary recovery has a big impact in production. However, according to previous analysis from injection history data it is identified that approximately 60% of the water injected has a high recirculation degree. Additionally, only 12% of the exposed intervals is injected. Due to the previous reasons, it is considered as a high impact initiative to establish which sands have been exposed to the injection effect so that the injection profile can be redistributed.

In this document a methodology for produced and injected fluids is implemented, which allows the evaluation of the injection.-production system at a block and sand level in the Tello field. This methodology uses tools such as some Microsoft Excel formats that facilitate the process of fluids distribution by sand and the OFM (Oil Field Manager) software to plot and manipulate the information of the field. The evaluation is applied on each block of the Tello field in order to find opportunities to improve the injection system.

The results obtained help to give recommendations and take decisions such as: sands isolation, drilling of new injection Wells, injection rates adjustment and stimulation operations that improve the injection-production process that is performed in the field.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Luis Fernando Bonilla C.

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar M.

Firma:

Nombre Jurado: Ervin Aranda Aranda

Firma:

EVALUACIÓN DEL PROCESO INYECCIÓN- PRODUCCIÓN DEL CAMPO TELLO

JUAN NICOLAS TAUTIVA CALDERON
JULIO ANDRES ROMERO LUGO

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2017

EVALUACIÓN DEL PROCESO INYECCIÓN- PRODUCCIÓN DEL CAMPO TELLO

JUAN NICOLAS TAUTIVA CALDERON
JULIO ANDRES ROMERO LUGO

Proyecto de grado para optar al título de: Ingeniero de Petróleos

DIRECTOR

MARTIN MESA ESPINEL

Ingeniero de Petróleos – ECOPETROL

CODIRECTOR

LUIS FERNANDO BONILLA

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2017

DEDICATORIA

Este libro va dedicado a mis padres María Ximena y Leonel quienes siempre me han brindado su apoyo, confianza y enseñanzas a lo largo del camino. A mi abuela Olga quien me ha brindado su cariño y fuerza para alcanzar mis metas. A mi hermana para que afronte con sabiduría lo que está por venir. A mis compañeros de Universidad y amigos del team que de una u otra forma han aportado algo para mi crecimiento personal o académico. A las personas que no creyeron en mí y pusieron obstáculos, porque eso me ha ayudado a forjar mi carácter y aprender a sobrellevar las adversidades y en general a cada una de las personas y decisiones que me han traído hasta donde estoy en este momento.

Juan Nicolas Tautiva Calderon

DEDICATORIA

Este proyecto tiene para mí un significado muy especial y es por eso que lo dedico a quienes admiro y me han marcado de forma especial. Por eso mi dedicatoria va especialmente a Dios todopoderoso ya que sin Él nada hubiera sido posible, a mis Padres; quienes desde pequeño siempre han depositado su fe en mí y tengo la certeza de que siempre será así. Sus enseñanzas me han enriquecido y me han dado la fuerza para llegar hasta aquí. A mis hermanos que siempre me han dado motivación para que nunca deje de soñar y buscar lo que quiero. A mi novia, que nunca dejó de brindarme su cariño y sus palabras de aliento en momentos difíciles; siempre la he admirado.

A mis compañeros, a mis amigos y en general a quienes en algún momento de mi vida, a través de sus consejos y acciones han contribuido para llegar a ser una mejor persona.

Julio Andrés Romero Lugo

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Ecopetrol S.A. Campo Tello Por su respaldo y por brindarnos los recursos necesarios para la elaboración del proyecto.

Al Ing. Martín Mesa, Ingeniero de campo, área de ingeniería, campo Tello, Ecopetrol S.A y director del proyecto de grado, por su colaboración, enseñanzas a lo largo del desarrollo del proyecto.

Al Ing. Luis Fernando Bonilla, Ingeniero de petróleos, codirector del proyecto de grado, por su dedicación, aporte para el proyecto y expresarle el gran aprecio que se merece.

Agradecemos de igual manera a nuestros jurados los profesores Freddy Humberto Macualo y Ervin Aranda Aranda, por sus enseñanzas académicas y dedicarnos parte de su tiempo para asesorarnos en nuestro proyecto.

A todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la culminación de este proyecto.

RESUMEN

El aumento de la producción de hidrocarburos es uno de los objetivos principales de la industria petrolera. Actualmente, no son muchos los descubrimientos de nuevos campos petroleros. Es por ésta razón que la industria petrolera busca evaluar e implementar diferentes metodologías para incrementar el factor de recobro en campos que tengan bajo F.R y baja producción.

El campo Tello es un activo de gran importancia a nivel de reservas con OOIP aproximado de 400 MMbbls; actualmente presenta un factor de recobro promedio del 25%. El recobro secundario por inyección de agua es el que más impacta la producción. Sin embargo de acuerdo a análisis previos de los históricos de perfiles de inyección se identifica que aproximadamente el 60% del agua inyectada presenta un alto grado de recirculación además de que solo se inyecta en el 12% de los intervalos expuestos. Por los anteriores motivos se considera de alto impacto establecer las arenas que han sido sometidas al efecto de inyección, con el fin de re distribuir la inyección.

En este proyecto se realiza la distribución de fluidos producidos e inyectados para evaluar el sistema inyección-Producción a nivel de bloque y arena del campo Tello. Esta distribución utiliza como herramienta formatos de Microsoft Excel que facilitan el proceso de distribución de fluidos por arenas y el software OFM (Oil Field Manager) para realizar gráficas y el manejo de información del campo. La evaluación se aplica a cada uno de los bloques del campo Tello para buscar oportunidades de mejora en el sistema de inyección-producción.

Los resultados obtenidos y plasmados en este proyecto permite hacer recomendaciones y tomar decisiones tales como: aislamiento de arenas, perforación de nuevos pozos inyectores, ajustes de tasas de inyección y operaciones de estimulación que mejore el proceso de inyección-producción que se lleva a cabo en el campo.

ABSTRACT

The increase in hydrocarbons production is one of the main purposes in the petroleum industry. Nowadays, not many new discoveries have been made and that is why the industry is looking for an assessment and implementation of different methodologies to increase the recovery factor on fields that have a low production therefore increasing the profits.

Tello field is an asset with great importance in terms of reserves with an approximate OOIP of 400 MMbbls with a 25% average recovery factor from which waterflooding as a secondary recovery has a big impact in production. However, according to previous analysis from injection history data it is identified that approximately 60% of the water injected has a high recirculation degree. Additionally, only 12% of the exposed intervals is injected. Due to the previous reasons, it is considered as a high impact initiative to establish which sands have been exposed to the injection effect so that the injection profile can be redistributed.

In this document a methodology for produced and injected fluids is implemented, which allows the evaluation of the injection.-production system at a block and sand level in the Tello field. This methodology uses tools such as some Microsoft Excel formats that facilitate the process of fluids distribution by sand and the OFM (Oil Field Manager) software to plot and manipulate the information of the field. The evaluation is applied on each block of the Tello field in order to find opportunities to improve the injection system.

The results obtained help to give recommendations and take decisions such as: sands isolation, drilling of new injection Wells, injection rates adjustment and stimulation operations that improve the injection-production process that is performed in the field.

TABLA DE CONTENIDO

1 GENERALIDADES 16
1.1 Historia del campo 16
1.2 Localización 17
1.3 Geología general del campo 17
1.3.1 Modelo Geológico estructural 18
1.3.2 Modelo geológico estratigráfico 22
1.4 Información petrofísica 24
1.5 Modelo geo-estadístico 25
1.6 Modelo geo-mecánico 28
1.7 Cálculos volumétricos 29
1.8 Caracterización de fluidos 30
1.9 Mecanismos de producción y factor de recobro 34
2 MARCO TEÓRICO 35
3 METODOLOGÍA 41
3.1 Fuentes de información 41
3.2 Consideraciones generales 41
3.3 Estructura de la evaluación del proceso de inyección de agua 42
3.3.1 Gráfico de producción-inyección 44
3.3.2 Evaluación de presiones 44
3.3.3 El cuadrante del factor de recobro y volumen poroso 44
3.3.4 Arenas abiertas 46
3.3.5 Distribución de producción por arenas 47
3.3.6 Diagnostico proceso de inyección de agua a nivel de bloque 47
4 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO TELLO 48
4.1 Historia de producción – inyección 48
4.2 Evaluación de presiones 49
4.3 Evaluación del Factor de Recobro 51
5 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA A NIVEL DE BLOQUES DEL CAMPO TELLO 53
5.1 BLOQUE A 53
5.1.1 DOMO NORTE 54
5.1.2 DOMO SUR 56

5.1.3 Evaluación de presiones 57
5.1.4 Factor de Recobro 58
5.1.5 Arenas abiertas 59
5.1.6 Distribución de producción por arenas 60
5.2 Bloque B-C 61
5.2.1 Bloque B 61
5.2.2 Bloque C 62
5.2.3 Comportamiento histórico de producción bloque BC 63
5.2.4 Evaluación de presiones 63
5.2.5 Factor de recobro 64
5.2.6 Arenas abiertas 65
5.2.7 Distribución de producción por arenas 66
5.3 Bloque D 67
5.3.1 Evaluación de presiones 68
5.3.2 Factor de recobro 69
5.3.3 Arenas abiertas 69
5.3.4 Distribución de producción por arenas 70
6 DIAGNOSTICO PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA 72
6.1 Bloque A 72
6.2 Bloque BC 73
6.3 Bloque D 75
7 POZOS PRODUCTORES 77
7.1 Tello 5 78
7.2 Tello 6 79
7.3 Tello 8 80
7.4 Tello 9 81
7.5 Tello 10 82
7.6 Tello 12 83
7.7 Tello 13 84
7.8 Tello 15 85
7.9 Tello 17ST 86
7.10 Tello 18A 87
7.11 Tello 25 88

7.12 Tello 30 89
7.13 Tello 33 90
7.14 Tello 34 91
7.15 Tello 35A 92
7.16 Tello 36 93
7.17 Tello 42 94
7.18 Tello 43 95
7.19 Tello 44 96
7.20 Tello 46 97
7.21 Tello 50 98
7.22 Tello 51 99
7.23 Tello 54ST 100
7.24 Tello 55ST 101
7.25 Tello 56 102
7.26 Tello 57 103
7.27 Tello 59ST 104
7.28 Tello 62 105
7.29 Tello 65 106
8 Pozos inyectores 107
8.1 Tello 4 108
8.2 Tello 7 109
8.3 Tello 23 110
8.4 Tello 26 111
8.5 Tello 28 112
8.6 Tello 32 113
8.7 Tello 37 114
8.8 Tello 38 115
8.9 Tello 49ST 116
8.10 Tello 52 117
8.11 Tello 60 118
8.12 Tello 61 119
8.13 Tello 63 120
CONCLUSIONES 121

RECOMENDACIONES 123
BIBLIOGRAFÍA 124
ANEXOS 126

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización del campo Tello 17
Figura 2. Modelo Estratigráfico del Campo Tello. 18
Figura 3. Esquema geológico de la complejidad estructural en el campo Tello 19
Figura 4. Mapa estructural a discordancia del Eoceno 21
Figura 5. Esquema representativo de ambientes de depositación campo Tello 23
Figura 6. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Superior del Magdalena 23
Figura 7. Correlación estratigráfica mostrando el componente y la continuidad litológica del campo Tello (Bloque A) 24
Figura 8. Grid utilizado para el modelamiento geo estadístico del campo Tello 26
Figura 9. Poblamiento de la porosidad e histograma correspondiente 27
Figura 10. Poblamiento de la permeabilidad e histograma correspondiente 27
Figura 11. Eficiencia de Barrido Volumétrica 39
Figura 12. Formato de distribución de flujo para cada pozo. 42
Figura 13. Petrofísica de cada arena abierta (KH). 43
Figura 14. Registros PLT o ILT según el caso en la fecha realizado. 43
Figura 15. Asignación del método de distribución de flujo. 43
Figura 16. Distribución acumulada según el porcentaje asignado a cada arena. 44
Figura 17. Volumen poroso vs factor de recobro 45
Figura 18. Bloque A-Domo Norte y Domo Sur. 54
Figura 19. Bloque B 61
Figura 20. Bloque C 62
Figura 21. Bloque D. 67
Figura 22. Bloque A 72
Figura 23. Bloque BC 74
Figura 24. Bloque D 76
Figura 25. *Influencias Tello 5* 78
Figura 26. Influencias Tello 6 79
Figura 27.Influencias Tello 8 80
Figura 28. Influencias Tello 9 81
Figura 29. Influencias Tello 12 83
Figura 30. Influencias Tello 13 84
Figura 31. Influencias Tello 15 85
Figura 32. Influencias Tello 18A 87
Figura 33. Influencia Tello 25 88
Figura 34. Influencias Tello 30 89
Figura 35. Influencias Tello 33 90
Figura 36. Influencias Tello 34 91
Figura 37. Influencias Tello 36 93
Figura 38. Influencias Tello 42 94
Figura 39. Influencias Tello 43 95
Figura 40. Influencias Tello 44 96
Figura 41. Influencias Tello 46 97
Figura 42. Influencias Tello 50 98

Figura 43. Influencias Tello 51 99
Figura 44. Influencias Tello 54st 100
Figura 45. Influencias Tello 56 102
Figura 46. Influencias Tello 57 103
Figura 47. Influencias Tello 59ST 104
Figura 48. Influencias Tello 62 105
Figura 49. Influencias Tello 65 106
Figura 50. Influencias Tello 4 108
Figura 51. Influencias Tello 7 109
Figura 52. Influencias Tello 23 110
Figura 53. Influencias Tello 26 111
Figura 54. Influencias Tello 28 112
Figura 55. Influencias Tello 32 113
Figura 56. Influencias Tello 37 114
Figura 57. Influencias Tello 38 115
Figura 58. Influencias Tello 49st 116
Figura 59. Influencias Tello 52 117
Figura 60. Influencias Tello 60 118
Figura 61. Influencias Tello 61 119
Figura 62. Influencias Tello 63 120

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Láminas en que se divide el campo Tello incluyendo profundidad y contactos 20
Tabla 2. Resumen de datos de evaluación petrofísica para el campo Tello (Tello-62) 25
Tabla 3. Parámetros de variables de entrada para el cálculo del OOIP campo Tello 30
Tabla 4. Resultados pruebas PVT Tello-1 y Tello-46 campo Tello 31
Tabla 5. Caracterización fisicoquímica crudo Tello-1 32
Tabla 6. Composición de gas a la salida del scrubber estación Tello 33
Tabla 7. Caracterización fisicoquímica del agua campo Tello 34
Tabla 8. Reservas asociadas al factor de recobro del campo Tello. 34
Tabla 9. Ejemplo bloque BC de arenas abiertas. 46
Tabla 10. Presiones iniciales según lámina estructural del campo Tello. 50
Tabla 11. Arenas abiertas para el domo norte del bloque A. 59
Tabla 12. Arenas abiertas para el domo sur del bloque A. 59
Tabla 13. Cuadro resumen por arenas en millones de barriles. 60
Tabla 14. Arenas abiertas para el bloque BC. 65
Tabla 15. Cuadro resumen por arenas del bloque BC. 66
Tabla 16. Arenas abiertas para el bloque D. 70
Tabla 17. Cuadro resumen por arenas del bloque D. 70
Tabla 18. Consolidado de pozos productores 77
Tabla 19. Consolidado de pozos inyectores 107

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Comportamiento de viscosidad vs. Presión (Tello-1) 31
Gráfica 2. Comportamiento de Bo vs presión (Tello-1)..... 32
Gráfica 3. Distribución de producción por arenas. 47
Gráfica 4. Historia de producción campo Tello. 48
Gráfica 5. Comportamiento de presiones campo Tello. 51
Gráfica 6. Factor de recobro Vs Volúmenes porosos inyectados por bloques y zonas en el campo Tello. 52
Gráfica 7. Comportamiento Inyección - producción-Domo Norte. 55
Gráfica 8. Comportamiento Inyección - producción-Domo Sur. 56
Gráfica 9. Comportamiento histórico de presión Bloque “A”. Campo Tello. 57
Gráfica 10. Factor de Recobro Vs Volumen poroso de las arenas del bloque A. 58
Gráfica 11. Distribución de producción por arena en porcentajes. 60
Gráfica 12. Evolución del comportamiento histórico de producción bloque “BC”. 63
Gráfica 13. Comportamiento histórico de presión Bloque “BC”. Campo Tello. 64
Gráfica 14. Factor de Recobro Vs Volumen poroso de las arenas del bloque BC. 64
Gráfica 15. Distribución de producción del bloque BC. 66
Gráfica 16. Comportamiento Inyección – producción del bloque D. 68
Gráfica 17. Comportamiento histórico de presión Bloque “D”. Campo Tello. 68
Gráfica 18. Factor de Recobro Vs Volumen poroso de las arenas del bloque D. 69
Gráfica 19. Distribución de producción del bloque D. 70

1 GENERALIDADES

1.1 Historia del campo

Las actividades de exploración y producción de hidrocarburos de los campos Tello y La Jagua iniciaron el 31 de diciembre de 1971, bajo la antigua "Concesión Tello 1161" adjudicada a la compañía Tennessee Colombia S.A. quien firmó el contrato con el Ministerio de Minas y Energía para un área total de 24.998 hectáreas, la cual fue reducida el 19 de junio de 1978 a 11.250,06 hectáreas. Posteriormente en 1979, la concesión pasó a la compañía Hocol S.A. y el 14 de febrero de 2006 revirtió a la nación bajo la responsabilidad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), siendo actualmente operada por Ecopetrol S.A. por intermedio de la Superintendencia de Operaciones Huila- Tolima.

El campo Tello fue desarrollado mediante perforación y completamiento de 39 pozos (1972 a 1997). La producción máxima debida a este desarrollo se alcanzó en 1984 con aproximadamente 14.2 KBOPD. En 1998 y mediante la perforación del pozo Tello-46, se confirmó la extensión del yacimiento hacia el norte del campo e incorporó reservas en una nueva área del yacimiento que estaba sin explorar. Este sector se desarrolló mediante la perforación y completamiento de 16 pozos adicionales, dos de los cuales se completaron como inyectores de agua (Tello-49 y Tello-61). La acción anterior se realizó en simultánea con la expansión de la inyección de agua iniciada en 1997.

En febrero de 2006 finaliza el contrato de Concesión Tello 1161 y ECOPETROL S.A. inicia su etapa de operador del campo Tello bajo un contrato especial con la ANH propietaria del activo en representación del gobierno colombiano. El 13 de abril de 2007 fue suscrito el contrato "Cesión de Activos y Derechos de Explotación y Producción asociados al Bloque Tello", por cuyo objeto la ANH otorgó a Ecopetrol S.A. el derecho exclusivo para explorar el área correspondiente a los campos Tello – La Jagua y se excluyó la resultante de la diferencia entre el área recibida el 13 de febrero de 2006, por la terminación de la Concesión Tello 1161 y el área contratada y le asigna a Ecopetrol S.A. el 50% de la producción después del pago de regalías. El 2 de octubre de 2007, Ecopetrol S.A. presentó a la ANH una propuesta para realizar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en un el área denominada "Cardonal", ubicada en el departamento del Huila, la cual fue aprobada por el Consejo Directivo de la ANH e incorporada al contrato de Exploración y Explotación de

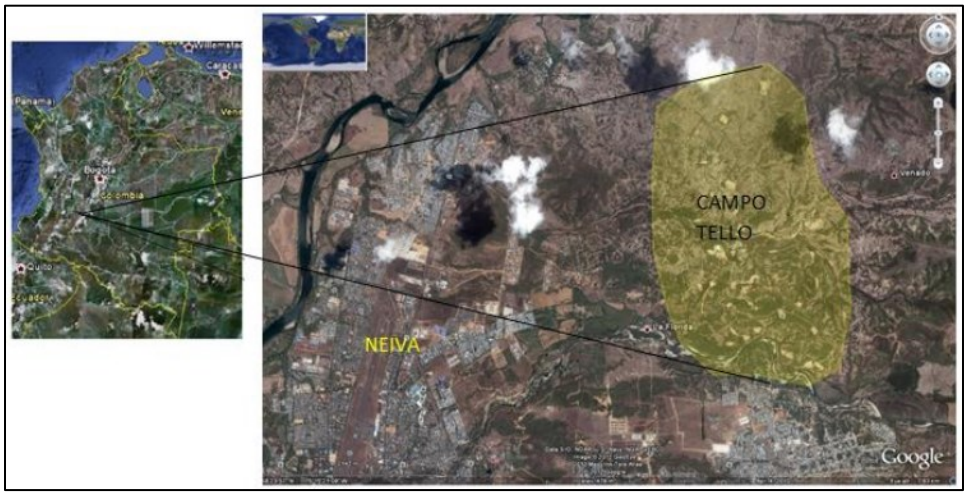
hidrocarburos Campos Tello – La Jagua, mediante el Otrosí No. 1 al contrato el 29 de diciembre de 2008.

A octubre del 2016 el campo produce 4683 BOPD, 656 KSCFD de gas y se inyectan 70305 BWPD; el campo tiene veintiséis (26) pozos productores de petróleo (21 pozos BES y 5 pozos BM), doce (12) pozos Inyectores de Agua y cinco (5) pozos inactivos. La producción de hidrocarburos se distribuye por partes iguales entre la ANH y Ecopetrol S.A. después de descontar regalías y la inversión y los costos operativos son 100% responsabilidad de Ecopetrol. Esta fórmula de participación en la producción hace que con el 40% de lo producido, Ecopetrol cubra los costos de producción y obtenga una ganancia que acorde con los precios de crudo existentes a marzo de 2015, hacen inviable el Activo Tello más allá del año 2021.

1.2 Localización

El campo Tello está localizado en la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena, al norte de la subcuenca de Neiva.

Figura 1. Localización del campo Tello



Fuente: Google Maps

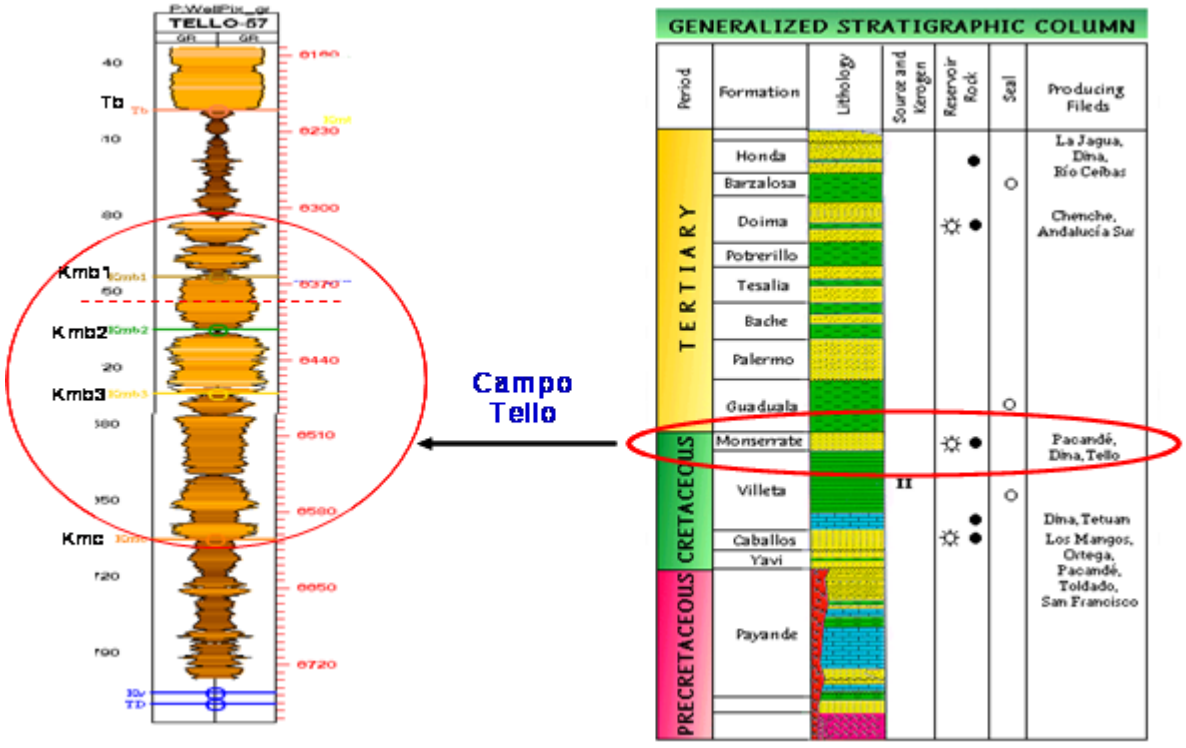
1.3 Geología general del campo

La Formación productora y reservorio principal del campo Tello es Monserrate. El yacimiento se encuentra dividido en cinco bloques estructurales, separados entre sí por fallas

de cabalgamiento con un anticlinal asociado a cada uno de ellos. Los cinco bloques estructurales han sido denominados de este a oeste A, B, C, D y E.

Operacionalmente, con base en la respuesta de los registros y las características petrofísicas, la Formación Monserrate se ha subdividido en cuatro miembros: Kmb1, Kmb2, Kmb3 y KmC como se observa en la Figura 2.

Figura 2. Modelo Estratigráfico del Campo Tello.



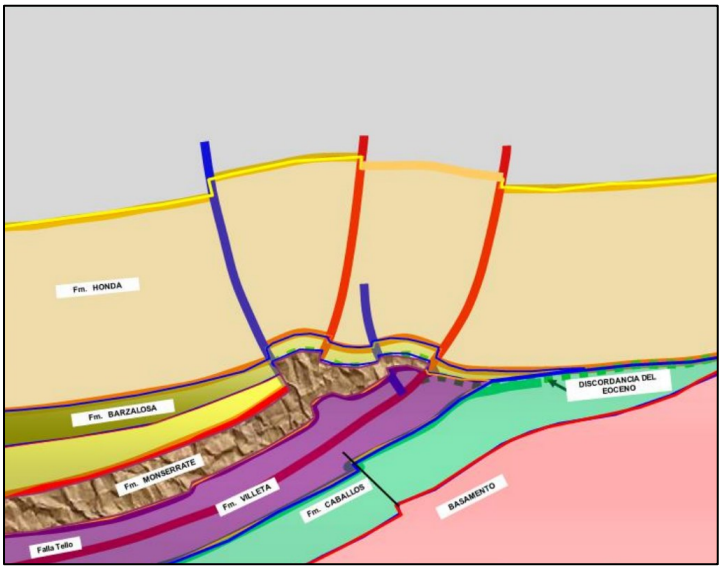
Fuente: Ecopetrol S.A

1.3.1 Modelo Geológico estructural

El campo Tello se puede definir como una trampa estructural con componente estratigráfico dividido en tres sectores por sus características y complejidad geológica. El sector oeste es el más estructurado, convergiendo en él, fallas inversas, *thrusts*, *back thrusts* y *fore thrusts* que afectan la formación productora ocasionando múltiples repeticiones dentro de la formación Monserrate y zonas con alto buzamiento (mayores de 30° hasta aproximadamente 90°); ejemplo de pozos en este sector son los Tello 10, 17, 17ST, 26, 27 y 28. El sector central

corresponde a un área estructuralmente más baja, de pliegues suaves y asociados a fallas de tipo *back thrust*; los pozos representativos de este sector son Tello – 6, 19, 24 y 25. El sector Este posee menor complejidad que el área Oeste y adicionalmente se caracteriza por el truncamiento de las arenas productoras de la formación Monserrate contra la formación Barzalosa o a la ausencia de la misma formación; en este sector se ubican pozos como los Tello 11, 14 y 46. La roca reservorio y fuente la constituyen los miembros arenosos de la formación Monserrate (B1. B2. B3 y C) y las arcillas de la formación Villeta, respectivamente. El sello corresponde a la formación Barzalosa (arcillas) y/o miembros arcillosos de la formación Honda.

Figura 3. Esquema geológico de la complejidad estructural en el campo Tello



Fuente: Ecopetrol S.A

Con el fin de facilitar el estudio del campo se redefinieron bloques que comprenden sus compartimentos según estudios geológicos previos, más el análisis estructural y la discriminación de las unidades estratigráficas mediante la interpretación sísmica y de los registros eléctricos de 40 pozos, la construcción de 10 secciones estructurales del campo, un mapa estructural en profundidad, en visualización y calibración con pozos del volumen sísmico. Los bloques en que se divide el campo Tello, fueron reagrupados y redefinidos como bloque A, bloque BC y bloque D; a su vez, para facilitación de medidas de áreas, estos se subdividieron como se consigna en la Figura 4. Ésta redefinición de los bloques se utilizó en

la búsqueda de oportunidades para la optimización de producción del campo Tello y sirven de estructura básica para la generación de un modelo estático del campo.

Tabla 1. Láminas en que se divide el campo Tello incluyendo profundidad y contactos

Láminas	Área (Acres)	Contactos Aceite / Agua	
		TVDSS	DATUM 1.8042`
A_NE	91	6520	8324
A_NW	65	6750	8554
A_SE	172	6520	8324
A_SW	226	6750	8554
A	73	6750	8554
BC_N	51	6520	8324
BC_S	298	6520	8324
D	49	6200	8004
TOTAL	1025	4.15 km^2	

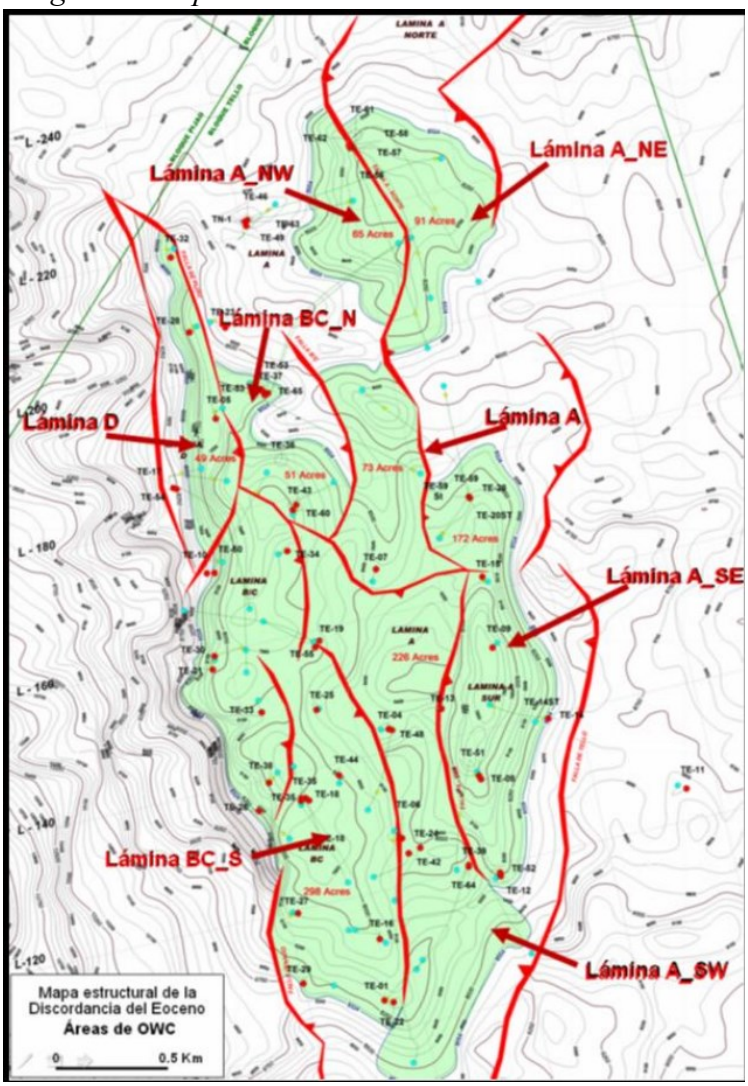
Fuente: Ecopetrol S.A

El bloque A está localizado en la parte oriental, con una extensión areal aproximada equivalente al 50% del total del campo. Los límites del bloque A están dados al este por el truncamiento de las unidades basales de la formación Monserrate contra la discordancia del Cretáceo-Terciario y el contacto con las lutitas de la formación Villeta y al sureste por la influencia de la falla Tello. Hacia el oeste está limitado por el cabalgamiento generado por la falla Pijao con vergencia al este.

Esta parte del campo se destaca geológicamente como el flanco este de un sinclinal cuyo eje corre paralelo a la falla Pijao. El rumbo general del flanco es N-S con buzamientos dentro del rango 15°- 25° hacia el oeste. Internamente la presencia de dos fallas, falla A Norte y Falla A Sur, con vergencia contraria a las fallas principales Pijao y Tello, permiten proponer una subdivisión de este bloque en tres compartimentos determinados: A Norte, A Sur y A , cada uno con un contacto petróleo/agua propio.

El contacto petróleo/agua para el compartimento A Norte está identificado con los pozos Tello-25ST, 46, 56, 57 y 58; para A Sur, Tello-8, 9, 12, 15 y 51 y para el bloque A, los productores; Tello-4, 6, 7 y 13.

Figura 4. Mapa estructural a discordancia del Eoceno



Fuente: Ecopetrol S.A

El bloque BC está localizado en la parte oeste del campo, con una extensión areal aproximada equivalente al 40% del total. Los límites están dados al este por el cabalgamiento generado por la falla Pijao, al oeste por el truncamiento del tope de la formación Monserrate contra la Discordancia del Eoceno (o Cretácica-Terciaria) y el contacto con las arcillolitas de la formación Guaduala, al suroeste por la influencia de la falla Venado con vergencia al oeste.

Esta parte del campo se destaca geológicamente como estructura anticlinal alargada y estrecha, con dirección principal N15°O-S15°E. A lo largo de la estructura anticlinal se desarrollan tres domos, cada uno con cabeceo N-S y donde están localizados la mayoría de

los pozos perforados en el campo. En la parte noreste del bloque BC se desprende una escama generada por la falla inversa AB con vergencia al Este, involucrando los pozos Tello-36, 37 y 43.

El bloque D está localizado en la parte noroeste del campo, con una extensión areal aproximada equivalente al 10% del total. Los límites están dados al este por la falla D inversa con vergencia al Este, al Oeste por el truncamiento del tope de la formación Monserrate contra la Discordancia del Eoceno y el contacto con las arcillolitas de la formación Guaduala. Este bloque se destaca por buzamientos altos mayores de 70° en dirección al Oeste y se encuentran perforados los pozos Tello-17, 17ST, 26 y 32.

1.3.2 Modelo geológico estratigráfico

El campo Tello está conformado por 3 bloques productores de la formación Monserrate (A, BC, D) delimitados al oriente por la discordancia del Eoceno.

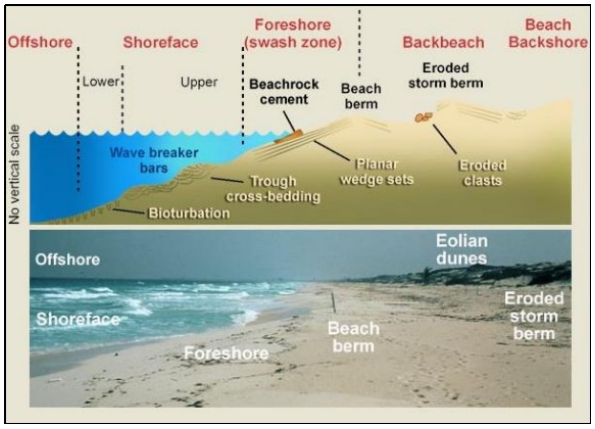
En el campo Tello se produce de areniscas marinas poco profundas de la formación Monserrate del Cretáceo superior. Estos reservorios se encuentran a profundidades entre 8000 y 9000 pies.

Arcillas de la formación Villeta son la fuente de hidrocarburos y las arcillas de la formación Barzalosa y Honda forman el sello para este reservorio. La formación Monserrate está dividida en las areniscas B1, B2, B3 y C, con la mayoría de los pozos perforados en los miembros B1 y B2. La Figura. 6 define la columna estratigráfica para el campo Tello.

El ambiente depositacional presentado para la formación Monserrate en el campo Tello corresponde a un frente de playa inferior a superior.

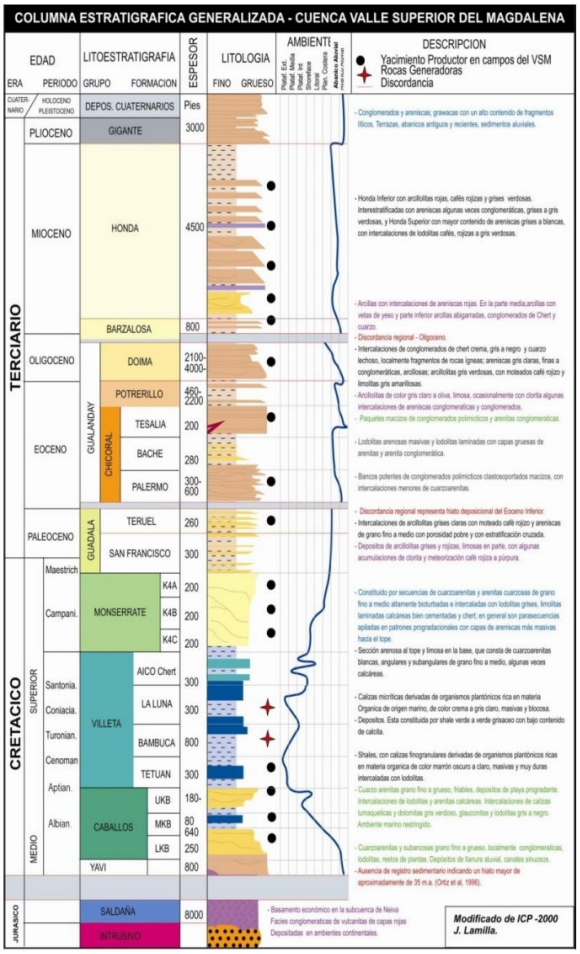
La formación Monserrate está constituida por cuarzo-areniscas de grano fino a medio principalmente con restos fósiles. Hacia la base de esta formación se encuentran niveles de lodolitas a areniscas de grano muy fino de color crema. Esta formación se encuentra fracturada, indicando un comportamiento competente. La formación Monserrate descansa sobre la formación Villeta en contacto normal y sobre ella descansa en para-conformidad la formación Guaduala.

Figura 5. Esquema representativo de ambientes de depositación campo Tello



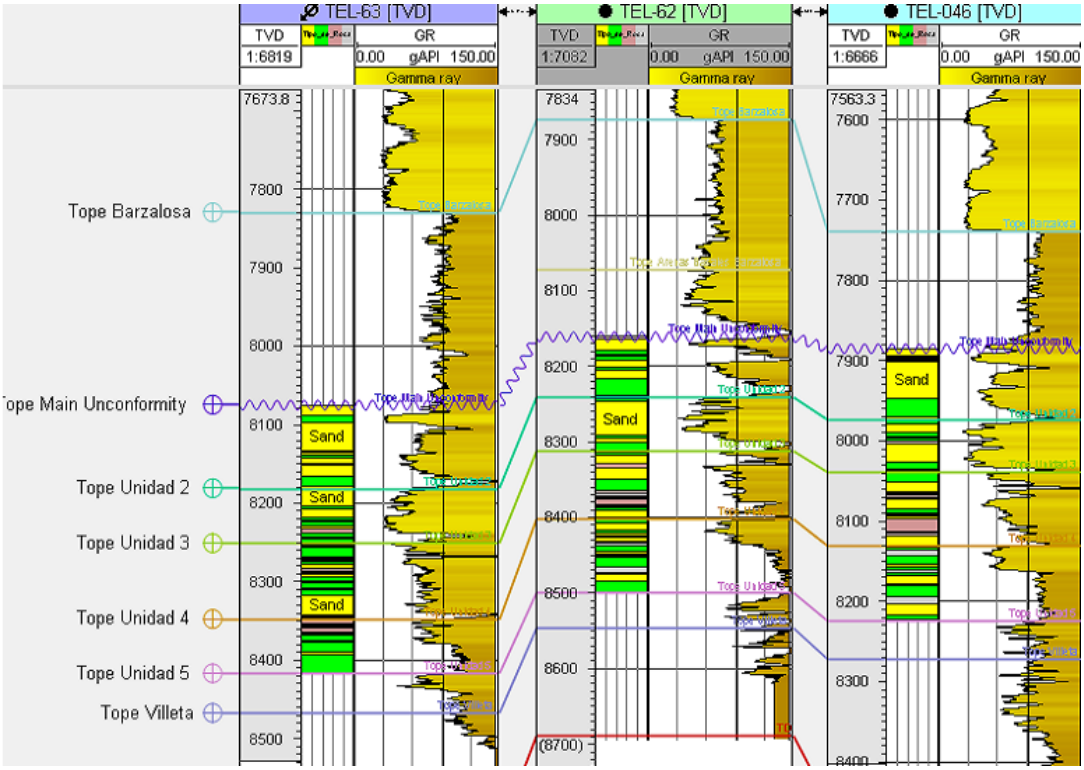
Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 6. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Superior del Magdalena



Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 7. Correlación estratigráfica mostrando el componente y la continuidad litológica del campo Tello (Bloque A)



Fuente: Ecopetrol S.A

La formación Villeta está constituida por calizas micríticas fosilíferas con concreciones y shales silicios negros a grises. En el flanco oeste del anticlinal, hacia el tope de la formación se identifican niveles de lodolitas silíceas de color crema. La formación Villeta aflora en ambos flancos del anticlinal de La Hocha y se encuentran pliegues en los niveles finos de esta formación indicando un comportamiento incompetente. La formación Villeta infrayace en contacto transicional a la formación Monserrate.

1.4 Información petrofísica

• Saturación de agua: la saturación de agua promedio determinada por el método de Dean Stark es de 47.9%.

• Porosidad: El valor promedio de porosidad es de 19.72% a 2500 psi, con un valor máximo de 27.3% y mínimo de 3.0%. Según el perfil de porosidad, se puede apreciar un

comportamiento generalizado para los corazones evaluados. El histograma presenta un amplio rango de porosidad, donde se puede observar que las porosidades que más predominan están entre 17.3% y 24.8% aproximadamente.

• Permeabilidad: Se puede afirmar que las arenas presentan un comportamiento heterogéneo en cuanto a la permeabilidad, donde el valor promedio se encuentra en 297 mD, el máximo en 3957 mD y el mínimo en 5.57 E-04. Según el perfil de permeabilidad, no se observa una tendencia definida a medida que aumenta la profundidad.

•Densidad de grano: Se aprecian datos consistentes para roca tipo arenisca, cuyo valor promedio fue de 2,705 gr/cc. El valor máximo de densidad de grano fue de 2,786 gr/cc, el mínimo de 2,640 gr/cc.

Tabla 2. Resumen de datos de evaluación petrofísica para el campo Tello (Tello-62)

Compañía: Ecopetrol S.A		**Campo:** TELLO		**Pozo:** TELLO 62	
Zona		**Porosidad (%)**		**Permeabilidad**	
Identificación	Intervalo total	Promedio Aritmético	19.72	Promedio Aritmético	297
Prof.Tope(ft)	8082.5	Mínimo	2.0	Promedio geométrico	3.5
Prof.Base (ft)	8429.5	Máximo	27.3	Promedio armónico	7.49E-02
Numero de muestras	262	Media	20.1	Mínimo	5.57E-04
		Desviación estándar	8.88	Máximo	3957
				Media	67
				Desviación estándar	611.86
Tipo de datos		**Densidad de Grano (g/cm)**			
Porosidad	Helio	Promedio Aritmético	2.705		
Permeabilidad	Klinkemberg	Mínimo	2.640		
Densidad de grano		Máximo	2.786		
		Media	2.699		
		Desviación estándar	0.02		

Fuente: Ecopetrol S.A

1.5 Modelo geo-estadístico

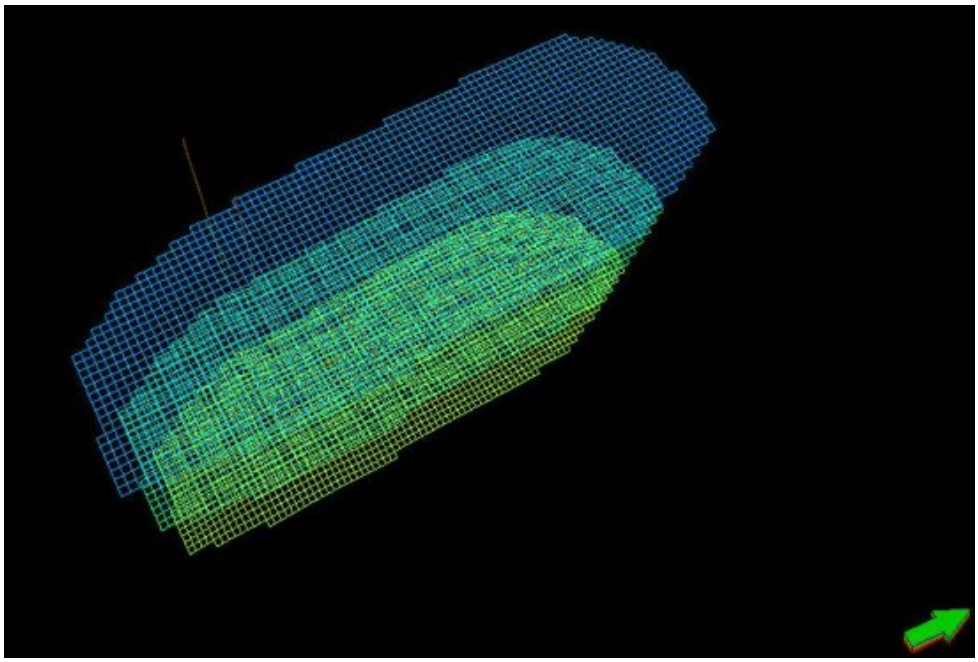
De acuerdo al modelo estratigráfico, el reservorio está constituido por areniscas de la formación Monserrate, que infrayacen la discordancia del oligoceno. Estas unidades son continuas lateralmente a lo largo de todo el campo y en algunos sectores se presentan repeticiones debido a las estructuras de cabalgamiento, localmente algunos miembros arenosos están ausentes debido a la erosión.

Se usó la geoestadística para afinar las propiedades petrofísicas que se ingresan al modelo de simulación. La interpretación estructural, mapas de horizontes, espesores y fallas fueron

pobladas en el software Petrel, donde se construyó un grid de 50 X 50 con celdas en las direcciones X, Y y Z respectivamente para cada uno de los bloques (Figura 8). Igualmente se cargaron los registros interpretados por Corelab y las curvas interpretadas por HOCOL en el modelo petrofísico, con la información de Gamma Ray, permeabilidad y porosidad con los cuales se hizo el modelamiento de las propiedades.

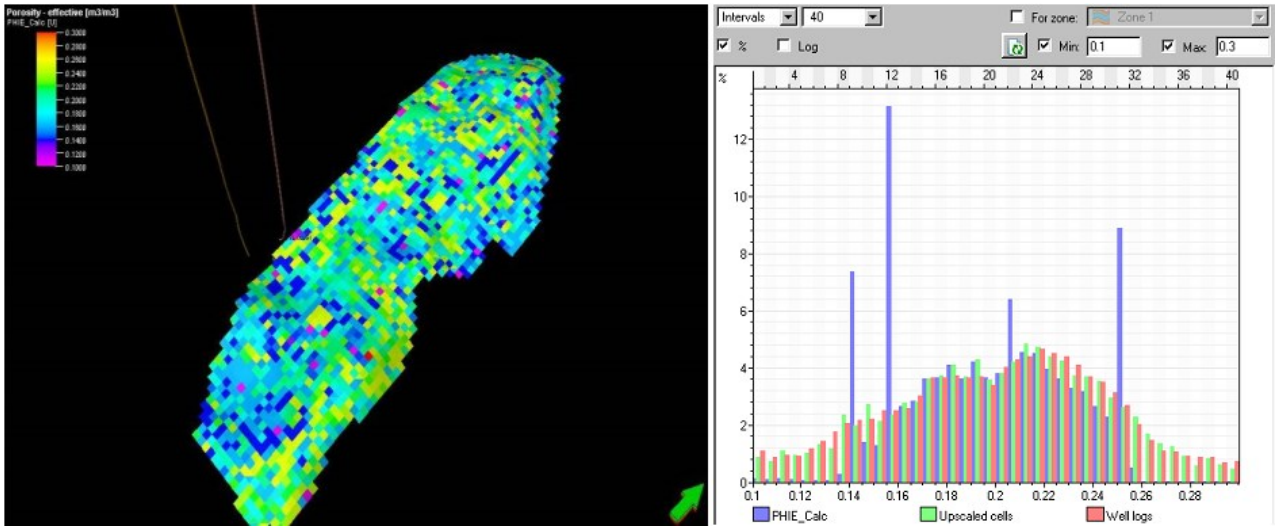
Con el fin de capturar las heterogeneidades presentes en el yacimiento, se realizó un modelamiento de las propiedades usando el algoritmo de Petrel Sequential Gaussian Simulation para la porosidad y para la permeabilidad, el algoritmo Gaussian Random Function Simulation. En el caso de los tipos de roca se estableció un cut-off de Gamma Ray, los cuales se poblaron usando el algoritmo de la porosidad, a la cual se le realizó un modelamiento con el poblamiento de los tipos de roca.

Figura 8. Grid utilizado para el modelamiento geo estadístico del campo Tello



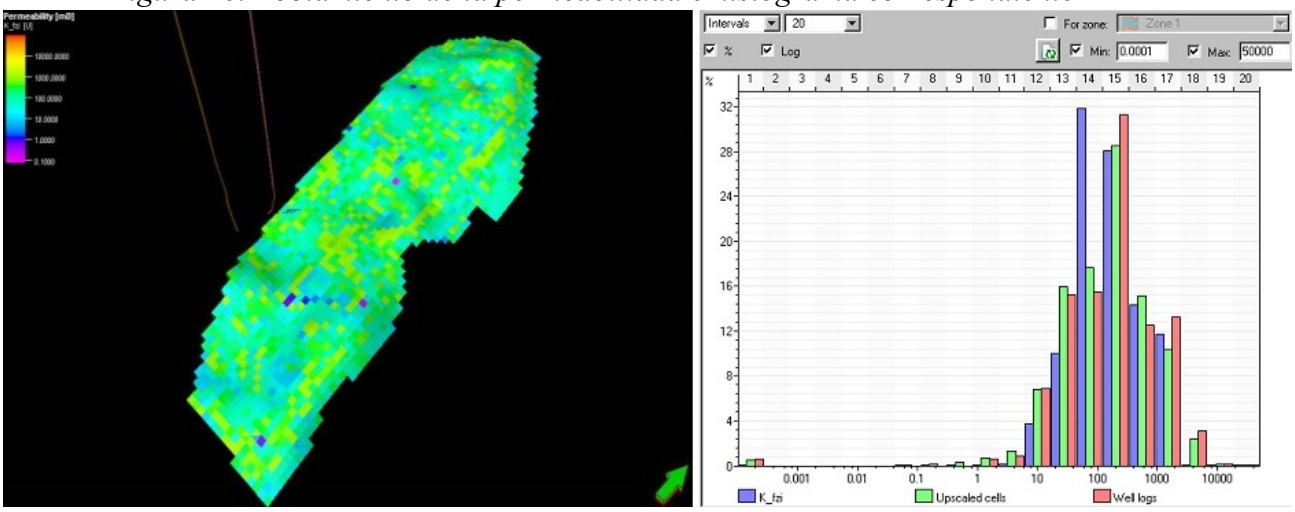
Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 9. Poblamiento de la porosidad e histograma correspondiente



Fuente: Ecopetrol S.A

Figura 10. Poblamiento de la permeabilidad e histograma correspondiente



Fuente: Ecopetrol S.A

Cabe aclarar que a enero de 2016, el modelo geoestadístico para el bloque BC se encuentra en construcción y que las propiedades pobladas anteriormente son únicamente para el bloque A del campo.

1.6 Modelo geo-mecánico

El modelo geo-mecánico para el campo Tello utiliza en mediciones la presión de poro in situ, resultados de minifracs en la Formación Monserrate, y el fracaso del pozo observador en Tello-46 a partir de datos de *caliper*, los cuales evidencian un fallamiento strike-slip caracterizado por un mínimo esfuerzo horizontal, y una compresión horizontal máxima, SHmax. La dirección media de SHmax es N145°E (± 10°). Estas orientaciones de esfuerzo y magnitudes son generalmente consistentes con la mayoría de otros indicadores de esfuerzos en la región andina. Aunque las presiones de poro en las formaciones de Honda y Barzaloza son iguales o superiores a los gradientes hidrostáticos de 0.465 psi/ft, mediciones de la presión de poro dentro de la formación Monserrate revelan una larga historia de la producción, dando lugar a presiones de poro variables, 2600 psi por debajo de las presiones iniciales. El agotamiento también es acompañado por una disminución en magnitudes de los esfuerzos horizontales debido a los efectos poro-elásticos, resultando en bajas magnitudes de esfuerzo cortante mínimo de aproximadamente 0.70 psi/ft medidos en Monserrate en Tello-18A y 48.

Problemas de estabilidad del pozo se producen con frecuencia en las formaciones Honda, Barzaloza y Monserrate. En las dos formaciones superiores, problemas de perforación se caracterizan por la falta de compresión del pozo que conduce a pega de tubería y condiciones apretadas de agujero. Con base en los resultados del modelo de esfuerzos, pozos verticales y los pozos desviados hacia el NE o SW requieren las más altas densidades de lodo, por lo general por encima de 10.5 ppg. Trayectorias muy desviadas que tiendan al NE-SW requieren densidades de lodo aún más altos, debido al aumento del riesgo asociado con la aparición de los *breakouts* en la parte superior e inferior de estos pozos. En la parte sur del campo hay evidencia limitada de que las trayectorias muy desviadas con tendencia al ENE-WSW son menos riesgosas en comparación con los pozos perforados en la misma dirección en el norte. Mejoras en el rendimiento de perforación pueden ser alcanzados en este campo, ya sea aumentando ligeramente densidades de lodo, o mediante la mejora de la capacidad de eliminar los recortes adicionales asociados con el tipo de falla del pozo que se ve en los pozos existentes. El hecho de que algunos pozos exitosos fueron perforados con densidades de lodo

que son inferiores a algunos pozos que tenían problemas de perforación, confirma el beneficio de la práctica de perforación cuidadosa.

En la Formación Monserrate, en contraste, la perforación a menudo resultaba en eventos de pérdida de circulación en respuesta a sobre balance excesivo y las condiciones del yacimiento agotado acompañados de un gradiente de fractura reducido. Sobre la base de los datos que se tenían, pérdida de circulación ocurrida sólo en las zonas más gravemente agotadas, que para este estudio se encontraban en la parte norte del campo, a pesar de que el depósito parece menos compartimentado que en el sur. Mayor compartimentación en la parte sur del campo puede ser debido a una estructura de falla más compleja que resulta en cantidades más variables de agotamiento. En el sur, por lo tanto, puede ser más difícil de predecir con precisión el peso del lodo necesario para evitar la pérdida de circulación.

1.7 Cálculos volumétricos

A partir de los resultados de la interpretación sísmica se obtuvieron los datos de volumen de la trampa. Para la obtención de los parámetros restantes se elaboraron los mapas de arena neta, saturación de agua y porosidad con los datos del análisis petrofísico de los pozos, realizado por lecturas de registros y comparación con los datos disponibles en la base de datos.

Con estos parámetros se tiene una base apropiada como referencia inicial para la estimación del valor del OOIP. El objetivo de esta etapa fue la determinación del volumen inicial para cada uno de los bloques, según la nueva interpretación del modelo estático del campo, así como el volumen total incluyendo todos los bloques, para un resultado de 442.17 MMSTB. (Tabla 3).

Tabla 3. Parámetros de variables de entrada para el cálculo del OOIP campo Tello

SLIVER	RESERVOIR	AREA Acres	AREA Km2	HCPV (MMBBL)	VOLUM FACTOR (RB/STB)	So	PV	STOOIP (MMSTB)
A	Kmb1A	1367.90	5.54	32.10	1.06	0.85	37.76	30.22
	Kmb2A	1212.08	4.91	72.21	1.06	0.85	84.95	67.99
	Kmb3A	1091.48	4.42	82.53	1.06	0.74	111.53	77.72
	KmcA	986.40	3.99	22.26	1.06	0.68	32.74	20.96
	TOTAL A		0.00	209.10	1.06		266.98	196.89
B	Kmb1B	475.10	1.92	5.70	1.09	0.77	7.40	5.25
	Kmb2B	310.62	1.26	18.21	1.09	0.81	22.48	16.77
	Kmb3B	446.07	1.81	30.85	1.09	0.77	40.07	28.41
	KmcB	430.68	1.74	33.69	1.09	0.77	43.75	31.02
	TOTAL B		0.00	88.45	1.09		113.70	81.44
C	Kmb1C	287.87	1.16	4.79	1.09	0.68	7.05	4.41
	Kmb2C	279.19	1.13	16.67	1.09	0.78	21.37	15.35
	Kmb3C	272.67	1.10	13.83	1.09	0.74	18.69	12.73
	KmcC	255.08	1.03	5.88	1.09	0.67	8.78	5.42
	TOTAL C		0.00	41.17	1.09		55.89	37.91
D	Kmb1D	513.90	2.08	29.51	1.09	0.80	36.89	27.18
	Kmb2D	457.84	1.85	46.56	1.09	0.83	56.10	42.88
	Kmb3D	404.88	1.64	37.53	1.09	0.74	50.71	34.55
	KmcD	287.91	1.17	13.61	1.09	0.71	19.17	12.53
	TOTAL D		0.00	127.21	1.09		162.87	117.14
E	Kmb1E	1162.07	4.70	7.20	1.09	0.80	9.00	6.63
	Kmb2E	607.16	2.46	2.34	1.09	0.79	2.96	2.15
	Kmb3E	0.00	0.00	0.00	1.09	0.00	0.00	0.00
	KmcE	0.00	0.00	0.00	1.09	0.00	0.00	0.00
	TOTAL E		0.00	9.54	1.09		11.96	8.78
TOTAL TELLO FIELD		**3806.840**	**15.410**	**474.470**			**611.40**	**442.17**

Fuente: Ecopetrol S.A

1.8 Caracterización de fluidos

En el campo Tello se realizaron dos análisis PVT; las muestras de fluidos fueron adquiridas de la formación Monserrate en los pozos Tello-1 y 46. La primera fue tomada en fondo y en la etapa inicial del descubrimiento del campo, mientras que la del pozo Tello-46 fue recombinada, tomada del separador varios años después del inicio de la explotación.

Para la evaluación del PVT del Tello-1 se asumió una temperatura de yacimiento de 161°F y de 100°F a condiciones de separador. La presión inicial del yacimiento medida en Tello-1 fue de 3549 psi (datum -6300´). Para la evaluación del Tello-46 la presión de yacimiento usada fue de 1453 psi al mismo datum. El resumen de las propiedades PVT adquiridas en los pozos Tello-1 y 46 se muestra en la Tabla 4.

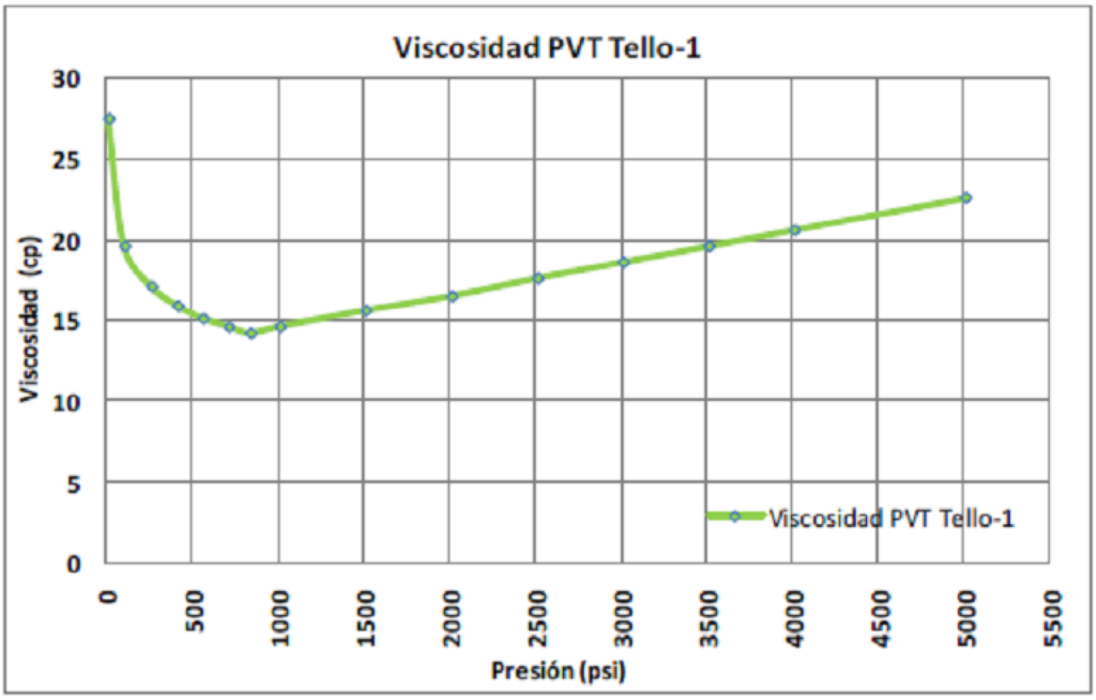
Tabla 4. Resultados pruebas PVT Tello-1 y Tello-46 campo Tello

Propiedad	Tello-1	Tello-46
Fecha de muestreo	Junio 1 de 1972	Abril 16 de 1998
Profundidad de muestreo	8250 ft md	separador
Presión de yacimiento @Datum 8225´ TVD	3549 PSI	1453 PSI
Gravedad de aceite @ 60° F	19.2° API	20.7° API
Presión de burbuja @ temperatura de yacimiento	842 PSI	848 PSI
Relación gas–aceite inicial (Rsi) pcs/bl	142	104
Factor volumétrico de formación @ PB rb/stb	1.114	1.096
Viscosidad inicial @ PB (cp)	14.2	10
Gravedad del gas @ 100°F y 100 PSI	0.742	0.795

Fuente: Ecopetrol S.A

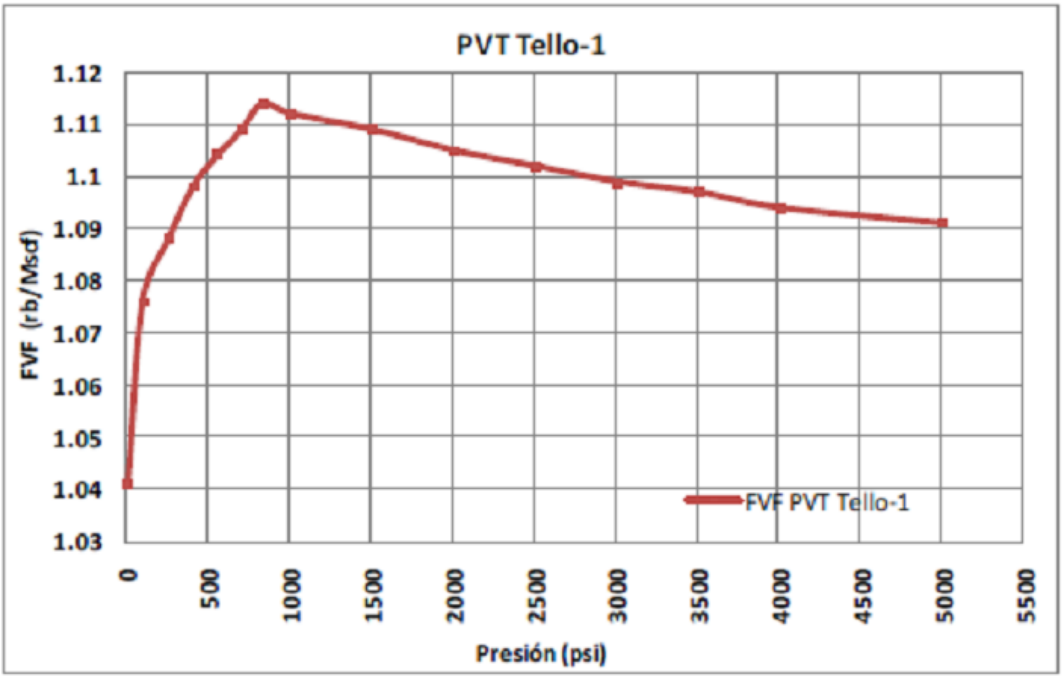
El campo Tello produce hidrocarburo tipo *black oil* sub-saturado con una gravedad API entre 19° y 21.5° y una RGP de 120 a 150 SCF/STB. En las Gráficas 1 y 2 se presenta el comportamiento de la viscosidad y el factor volumétrico de formación obtenidos en la prueba PVT de Tello-1.

Gráfica 1. Comportamiento de viscosidad vs. Presión (Tello-1)



Fuente: Ecopetrol S.A

Gráfica 2. Comportamiento de Bo vs presión (Tello-1)



Fuente: Ecopetrol S.A

Adicionalmente se realizó un muestreo en 2001 para la caracterización fisicoquímica del crudo y cromatografía del gas, que se presentan en las Tablas 5 y 6, respectivamente.

Tabla 5. Caracterización fisicoquímica crudo Tello-1

Hydrocarbon Analysis of RESERVOIR FLUID Sample					
Component	Mol Per Cent	Weight Per Cent	Density @60° F Grame per Cubic Centimeter	°API @ 60° F	Molecular Weight
Hydrogen Sulfide	Nil	Nil			
Carbon Dioxide	0.02	Trace			
Nitrigen	0.39	0.05			
Methane	15.32	1.08			
Ethane	3.07	0.40			
Propane	4.05	0.78			
Iso-Butane	0.93	0.24			
nN-Butane	2.86	0.73			
Iso-Pentane	1.69	0.53			
N-Pentane	1.61	0.51			
Hexanes	3.23	1.21			
Heptanes Plus	6.83	94.47	0.9388	19.1	323
	100	100			

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 6. Composición de gas a la salida del scrubber estación Tello

Component	Mol %	GPM	MW	Llq Dens (gm/cc)
Hydrogen Sulfide	0			
Carbon Dioxide	1.54		44.01	0.8172
Nitrogen	2.86		28.01	0.8086
Methane	70.73		16.04	0.2997
Ethane	6.58	1.756	30.07	0.3558
Propane	8.35	2.296	44.10	0.5065
Iso-Butane	1.70	0.555	58.12	0.5623
n-Butane	3.61	1.136	58.12	0.5834
Iso-Pentane	1.38	0.504	72.15	0.6241
n-Pentane	1.19	0.430	72.15	0.6305
Hexanes	1.08	0.418	84	0.6850
Heptanes	0.27	0.113	96	0.7220
Octanes	0.49	0.222	107	0.7450
Nonanes	0.17	0.085	121	0.7640
Decanes	0.04	0.022	134	0.7780
Undecanes	0.01	0.006	147	0.7890
Dodecanaes plus	Trace			
Totals	100	7.543		
Properties of Plus Fractions				
Component	**Mol %**	**MW**	**Llq Dens (gm/cc)**	**API Gravity**
Heptanes plus	0.98	107.90	0.744	58.5
Decanes plus	0.05	136.60	0.781	49.5
Undecanes plus	0.01	147.00	0.793	46.8

Fuente: Ecopetrol S.A

La salinidad equivalente (como NaCl) de las aguas de formación del campo Tello varía entre 7060 y 12125 ppm, con un valor promedio de 9500 mg/l su carácter es incrustante, es decir, presenta una tendencia crítica a formar incrustaciones de carbonatos tipo calcita y dolomita.

En las muestras de agua no se detectó la presencia de H_2S, mientras el CO_2 varía desde <10 ppm hasta 35 ppm. En la mayoría de pozos no se detectó hierro disuelto, sin embargo, en el pozo Tello 25 se detectó un valor alto (7 ppm) y en Tello-9 y 19 se encontraron valores apreciables (2 y 1.5 ppm, respectivamente).

El factor volumétrico del agua es de 1.038 RB/STB a 842 psi y la viscosidad 0.4 cp. En la Tabla 7 se presenta la caracterización fisicoquímica del agua de formación en algunos de los pozos del campo Tello realizada en 2007.

Tabla 7. Caracterización fisicoquímica del agua campo Tello

N°	FECHA MUESTREO	PARAMETRO / MUESTRA	Na^{+} mg/l	K^{+} mg/l	Ca^{++} mg/l	Mg^{++} mg/l	Ba^{++} mg/l	Sr^{++} mg/l	Fe^{++} mg/l	STD mg/l	SALINIDAD mg/l NaCl	SiO_2 mg/l	I. S. @ 60°C
1	Nov-2-06	TELLO-05	3615	79.0	386.2	68.1	8.0	18.1	0.1	10878.3	10527.1	75.5	1.78
2	Nov-3-06	TELLO-08	3483	70.5	176.3	62.3	7.3	7.3	N.D	10360.3	9890.3	36.5	1.58
3	Nov-2-06	TELLO-09	2857	54.7	217.6	53.6	6.0	6.5	2.0	8547.9	8116.9	34.9	1.65
4	Nov-5-06	TELLO-10	4158	85.5	340.8	86.4	10.3	11.3	N.D	12325.4	11994.7	38.9	1.42
5	Nov-2-06	TELLO-12	3504	56.4	381.5	74.9	7.8	15.9	N.D	10463.1	10013.4	38.8	1.77
6	Nov-3-06	TELLO-13	3011	57.8	182.9	55.1	9.2	7.0	N.D	8901.2	8466.7	38.8	1.53
7	Nov-5-06	TELLO-15	3394	63.0	194.6	65.0	12.2	6.7	N.D	9844.3	9508.5	35.9	1.52
8	Nov-15-06	TELLO-18	2725	67.7	222.3	44.3	10.5	6.5	N.D	8067.9	7573.8	38.6	1.77
9	Nov-6-06	TELLO-19	4080	66.3	453.4	97.4	4.9	7.9	1.5	11906.6	11293.2	41.0	1.65
10	Nov-6-06	TELLO-25	3608	53.9	385.7	72.3	9.2	5.0	7.0	10690.0	10135.6	35.0	1.62
11	Nov-15-06	TELLO-26	2779	9.8	113.0	9.8	1.5	1.2	0.2	7430.5	7060.4	29.4	1.54
12	Nov-3-06	TELLO-30	3072	63.4	268.0	63.5	5.6	7.4	N.D	9307.8	8609.5	40.9	2.16
13	Nov-6-06	TELLO-33	3090	55.3	278.1	63.1	6.8	8.9	N.D	9171.5	8530.5	39.8	2.01
14	Nov-15-06	TELLO-34	3171	62.5	177.7	55.8	7.7	2.1	N.D	9162.5	8794.0	36.7	1.99

N°	FECHA MUESTREO	PARAMETRO / MUESTRA	pH/°C	RESISTIV. Ωm @ 25°C	H_2S mg/l	O_2 DIS. ppb	CO_2 mg/l	HCO_3^{-} mg/l	$CO_3^{=}$ mg/l	$SO_4^{=}$ mg/l	Cl mg/l	CONDUCTIV. mS/cm @ 25°C
1	Nov-2-06	TELLO-05	7.34 / 28.2	0.552	ND	NR	17	564.3	0.0	1.7	6062	18.10
2	Nov-3-06	TELLO-08	7.36 / 28.8	0.567	ND	NR	28	747.3	0.0	1.9	5768	17.64
3	Nov-2-06	TELLO-09	7.38 / 28.3	0.710	ND	NR	22	686.3	0.0	4.1	4625	14.08
4	Nov-5-06	TELLO-10	7.20 / 30.3	0.474	ND	NR	30	594.8	0.0	3.4	6996	21.10
5	Nov-2-06	TELLO-12	7.21 / 28.3	0.586	ND	NR	25	762.5	0.0	1.7	5620	17.07
6	Nov-3-06	TELLO-13	7.33 / 28.4	0.681	ND	NR	30	686.3	0.0	4.9	4848	14.69
7	Nov-5-06	TELLO-15	7.38 / 30.7	0.572	ND	NR	21	564.3	0.0	4.5	5504	17.48
8	Nov-15-06	TELLO-18	7.44 / 20.7	0.878	ND	NR	25	762.5	0.0	3.7	4187	11.39
9	Nov-6-06	TELLO-19	7.07 / 27.4	0.521	ND	NR	20	1006.5	0.0	1.0	6147	19.20
10	Nov-6-06	TELLO-25	6.97 / 27.4	0.583	ND	NR	30	915.0	0.0	3.1	5596	17.16
11	Nov-15-06	TELLO-26	7.66 / 25.6	0.917	ND	NR	<10	533.8	0.0	2.9	3950	10.90
12	Nov-3-06	TELLO-30	7.60 / 29.2	0.661	ND	NR	20	1082.8	0.0	8.1	4696	15.13
13	Nov-6-06	TELLO-33	7.46 / 27.7	0.684	ND	NR	10	1006.5	0.0	1.5	4622	14.62
14	Nov-15-06	TELLO-34	7.87 / 20.6	0.643	ND	NR	<10	594.8	0.0	3.4	5051	15.56

OBSERVACIONES : ND: No Detectado. STD : Sólidos Disueltos Totales NR: No Realizado.

Fuente: Ecopetrol S.A

1.9 Mecanismos de producción y factor de recobro

El factor de recobro actual para el campo Tello es de 24.8% y se espera obtener un factor de recobro último de 28%, considerando los mecanismos actuales de producción, los cuales son gas en solución y acuífero activo en la parte occidental del campo, además del efecto del proceso de inyección de agua, con patrón principalmente periférico que actúa desde 1997. La Tabla 8 presenta el resumen del factor de recobro y las reservas asociadas al factor esperado.

Tabla 8. Reservas asociadas al factor de recobro del campo Tello.

Campo	POIS MMBls	GOIS GPC	Np MMBls	Gp Gpc	FR actual (%)	FR esp. (%)	Reservas Probadas (MMBls)	Reservas Probables (MBls)	Reservas Posibles (MBls)	Recursos MBls	Reservas totales
Tello	442	--	110.5	17	24.8	28	26.1	0.2	--	0.33	26.6

Fuente: Ecopetrol S.A

2 MARCO TEÓRICO

La inyección de agua es el principal y más conocido método de recuperación secundaria, y hasta la fecha el que más ha contribuido en la recuperación extra de petróleo, no obstante en muchos casos el recobro final alcanzado por este tipo de sistemas es de un 35 a 50%, quedando en los yacimientos grandes reservas de petróleo no recuperadas. Las condiciones que dan explicación a las bajas tasas de recobro están relacionadas con aspectos que el sistema de inyección convencional no contempla, canalización de aguas en estratos de mayor permeabilidad, inyectividad propia de cada zona de interés, y algunos otros parámetros que son imposibles de controlar con un completamiento de inyección convencional.

La inyección de agua es el proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje del agua. La primera operación conocida de inyección de agua fue efectuada hace más de 100 años en el área de Pithole City al Oeste de Pennsylvania, el agua, proveniente de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando se notó que el agua había mejorado la producción. Sin embargo, el uso de esta técnica no fue muy usada hasta 1940 donde la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas inyección-producción. Hoy en día, más de la mitad de la producción de petróleo mundial se debe a la inyección de agua.

FACTORES QUE CONTROLAN LA INYECCIÓN DE AGUA

Mojabilidad de la roca. Es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En yacimientos cuya roca este mojada por agua y la porosidad no es significativamente alta se obtendrán mayores eficiencias de desplazamiento y un alto recobro de petróleo comparado con un yacimiento mojado por petróleo.

Presión capilar. Es la diferencia de presión que existe entre la interfase que separa dos fluidos inmiscibles dentro de un capilar, uno de los cuales moja preferentemente la superficie de la roca. En una inyección de agua sería ideal disminuir o eliminar el gradiente de presión capilar. Esto se podría lograr por medio de la disminución de la tensión interfacial entre el agua y el aceite.

Relación de movilidad. La movilidad de un fluido se define como la permeabilidad efectiva que la roca ofrece al fluido por la viscosidad del mismo. La relación de movilidad se denomina favorable o desfavorable dependiendo de si su valor es mayor o menor que la unidad. Cuando es igual a 1, las movilidades del petróleo y el agua son iguales. Cuando es menor a 1, el petróleo fluye mejor que el agua y es más fácil para el agua desplazar el petróleo.

Distribución de fluidos en el yacimiento. La distribución de los fluidos en un yacimiento no depende solamente de la saturación de cada fase, sino que también depende de la dirección del cambio de saturación. Así tenemos que la inyección de agua en un yacimiento preferencialmente mojado por agua es un proceso de imbibición, mientras que la inyección de agua en un yacimiento preferencialmente mojado por petróleo es un proceso de drenaje.

Aceite original al inicio de la inyección. Este término está en función del volumen poroso a ser inundado y de la saturación de aceite. Una inundación acertada requiere de suficiente aceite presente para que se pueda formar un banco de petróleo que pueda ser desplazado a través de la formación hasta los pozos productores.

Heterogeneidad del yacimiento. La heterogeneidad de los yacimientos, en su mayor parte, depende de los medios sedimentarios y de los eventos posteriores y también, de la naturaleza de las partículas que constituyen el sedimento. La difícil caracterización del yacimiento, conlleva a un planteamiento inadecuado de la inundación de agua.

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN

Una forma de medir el funcionamiento del proceso de inyección de agua, es evaluar su desempeño periódicamente, usando técnicas que permitan definir el avance de la inyección y que además, sean la base para aplicar los métodos de predicción y un punto clave dentro del proceso de monitoreo; dentro de las técnicas más eficientes se encuentran:

- Volúmenes Porosos Inyectados y Desplazados
- Índice de Inyectividad
- Eficiencia de Recobro

Durante todo el proceso de inyección de agua, se toman datos que permiten establecer estos parámetros, a continuación se describen los aspectos más importantes para su determinación.

- Volúmenes Porosos Inyectados. Se debe realizar el cálculo de la cantidad de agua que se inyecta en el yacimiento y para esto, se usa como unidad de medición, la cantidad de volúmenes porosos de agua que se inyecten, que se encuentren dentro de los estratos y que se estén produciendo; los conceptos más importantes son los siguientes:
  - ✓ Volumen poroso desplazado. Corresponde a aquel volumen de hidrocarburos que ya ha sido removido del yacimiento y por lo tanto, se encuentra ocupado por un volumen de agua inyectada, matemáticamente se puede representar por la siguiente ecuación:

$$Vpd = Vp(1 - So - Sw) = A\,h\,\phi\,(1 - So - Sw)$$

  - ✓ Volumen Poroso Inyectado. Es una medida de la cantidad de agua inyectada en el yacimiento, se realiza dependiendo de las zonas que se están inyectando y de los resultados obtenidos por las herramientas de monitoreo, que permiten establecer la cantidad de agua que entra en cada estrato.

La medición de estos volúmenes, es un punto clave en el monitoreo, seguimiento y control del proceso de inyección de agua, partiendo de ellos se puede determinar el momento en el cual el proceso alcanza el límite económico, es decir, que la cantidad de agua que se está inyectando es demasiada para los recobros obtenidos, esto lleva a la modificación de los perfiles de inyección y producción en el momento adecuado y por lo tanto, a la optimización del proceso.

- Índice de Inyectividad. En un proceso de inyección, la diferencia de presión generada entre la presión de inyección en el fondo y la presión de yacimiento, hace posible que una cantidad determinada de fluido a una cierta tasa de inyección, penetre la formación. El

índice de inyectividad, es una medida de la capacidad de inyección en cada pozo particularmente, se puede definir matemáticamente con la siguiente ecuación:

$$Indice\ de\ Inyectividad\ (II) = \frac{Tasa\ de\ Inyección}{Diferencia\ de\ Presión} = \frac{q_i}{\Delta P}$$

- Eficiencia de Recobro. Los yacimientos no son uniformes en sus propiedades como la permeabilidad, porosidad, distribución de tamaño de poro, mojabilidad, saturación de agua connata y otras propiedades de los fluidos, las variaciones pueden ser verticales o areales y son generadas desde los ambientes de depositación y eventos siguientes a ello; el comportamiento del yacimiento desde la producción primaria, está altamente influenciado por las heterogeneidades y esto es aún más importante al aplicar un proceso de recobro. La efectividad de un esquema de inyección de agua en un yacimiento, depende de la eficiencia de barrido microscópica y macroscópica, y estas a su vez, dependen de un gran número de propiedades tanto de la roca como de los fluidos que se encuentran en ella.

  La eficiencia de recobro, ER, es una forma básica de evaluar el avance del proceso de inyección de agua, matemáticamente se puede expresar con la siguiente ecuación:

  $$E_R = E_D * E_{VW}$$

  - ✓ La eficiencia de desplazamiento,E_D es una medida microscópica de cuan fácilmente el petróleo puede ser removido de los poros de la roca, está relacionada directamente con las propiedades de la roca y los fluidos. El rendimiento del agua inyectada a nivel de poro o eficiencia de desplazamiento, puede ser determinada por pruebas de laboratorio, de forma teórica (ecuación) o por correlaciones empíricas.

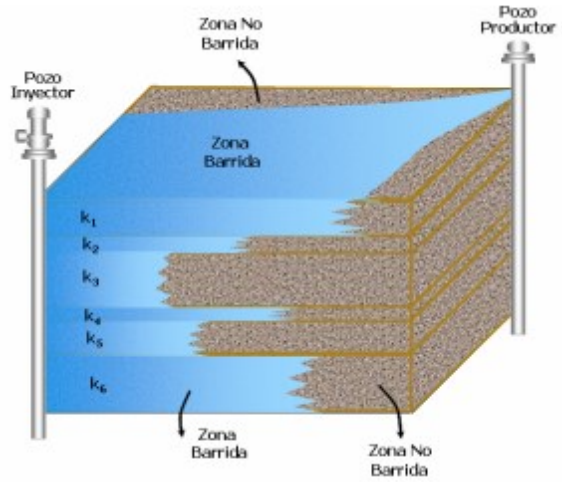
    $$E_D = \frac{S_{wp} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

  - ✓ La eficiencia de barrido volumétrica Evw es una medida de los efectos tridimensionales de las heterogeneidades del yacimiento, por lo tanto, es una

combinación de la eficiencia de barrido areal, EA, y la eficiencia de barrido vertical, Ei, esto se puede expresar matemáticamente con la siguiente ecuación.

$$E_{vw} = E_A * E_i$$

Figura 11. Eficiencia de Barrido Volumétrica



Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos

- Eficiencia de Barrido Areal. Al iniciar la inyección de agua, el fluido inyectado se mueve desde los pozos inyectores hacia los productores barriendo un área de yacimiento entre estos, sin embargo, al momento de la ruptura, existe una fracción de área que no ha sido contactada, la fracción que ha sido contactada dentro del patrón define la eficiencia de barrido areal.

  La eficiencia de barrido areal, depende entonces, de la ubicación de los pozos inyectores y productores, ya sea en forma de patrones o irregularmente; en el proceso de inyección de agua se usan distribuciones de pozos muy diversas y escoger el más adecuado y modificarlo con el tiempo, mejora la eficiencia de barrido areal.

- Eficiencia de Barrido Vertical. Como consecuencia de las variaciones de permeabilidad en la dimensión vertical, ningún fluido inyectado se mueve como un frente regular; en las fracciones de yacimiento más permeables, el agua se mueve más rápidamente y en las menos permeables de una forma más lenta.

La eficiencia de barrido volumétrico involucra una gran cantidad de factores que se encuentran en todo el volumen del yacimiento y por lo tanto, es un parámetro básico para el seguimiento del proceso de inyección y sobre todo, para el establecimiento del potencial del yacimiento y la posible aplicación de métodos alternativos. Algunos factores afectan la eficiencia de barrido volumétrica, debido a que esta incluye los efectos areales y verticales, algunos de estos son las de fuerzas:

- Gravitacionales
- Capilares
- Viscosas

3 METODOLOGÍA

3.1 Fuentes de información

En el Campo Tello se inicia el proyecto de inyección de agua En septiembre de 1997, el desarrollo de la zona norte del campo y la perforación infill, alcanzando una producción máxima de 15.552 barriles por día en el año 2001.

En este proyecto se obtuvo información principalmente de:

-Estados mecánicos e historiales de cada pozo del campo Tello.

-Archivos de Excel que contienen información petrofísica como espesores, topes y bases, permeabilidad y porosidad de las arenas productoras.

-Bases de datos de OFM (Oil Field Manager) que almacena información como producción e inyección, historial de eventos, registros de pozo,etc.

3.2 Consideraciones generales

El campo tiene veintiséis (26) pozos productores de petróleo y doce (12) pozos Inyectores de Agua. El yacimiento se encuentra dividido en tres bloques estructurales, separados entre sí por fallas de cabalgamiento con un anticlinal asociado a cada una de ellas. La Evaluación se dividió por campo, bloque y pozo.

Es necesario aclarar que el campo está dividido en bloques y cada bloque posee cuatro arenas.

Los análisis realizados corresponden a las arenas y pozos de los diferentes bloques del campo, con condiciones de operación que permiten visualizar muy fácilmente distintos aspectos de su comportamiento con la información almacenada en la base de datos de OFM, y archivos Excel.

3.3 Estructura de la evaluación del proceso de inyección de agua

Para la evaluación del proceso de inyección de agua del campo Tello inicialmente se recolectó la información de historiales de pozos, historial de presiones, registros de pozo como el potencial espontaneo, Gamma Ray , registros de resistividad; registros de presencia de Shale y porosidad para determinar las propiedades petrofísicas de las arenas; también, los estados mecánicos de los pozos, pruebas de registros de producción como los PLT (Production Logging Test), pruebas de registros de inyección como los ILT (Injection Logging Test).

Se creó una base de datos en Excel donde se ingresaron los historiales de eventos y presiones de los pozos para luego importarlos al Software OFM.

Después, se tomaron los estados mecánicos de los pozos y se creó un archivo en Excel con los cañoneos de cada pozo con su respectiva profundidad de cañoneo, fecha en que se realizó, los eventos de cada pozo y las arenas que se encuentran abiertas durante ese evento.

El propósito de este proyecto es evaluar el estado del sistema de inyección – producción en el campo Tello, haciendo la distribución de fluidos producidos e inyectados, por lo tanto se elaboró un archivo en Excel para cada pozo inyector y productor con el fin de determinar el porcentaje de aporte de producción de cada una de las arenas involucradas. Cada uno de los archivos creados para cada pozo contenía lo siguiente:

Figura 12. Formato de distribución de flujo para cada pozo.

	INTERVALOS OPEN / CLOSE		MARKER	TOP	BASE	1/12/2001	21/12/2001	22/02/2012	6/04/2015
						DEVELOPMENT	Cañoneo: 8766'-8878', 8892'-8898', 8932'-9106' y 9130'-9150	Bomba desarenadora de 5.6" OD, toco fondo a 9081', no avanzo	Rediseño Sistema levantamiento: Duplico capacidad
						prod	prod	prod	prod
A	TE-57BARZA_A	BARZ_A	BARZA_A	8316	8759.25				
A	TE-57B1_A	B1_A	B1_A	8759	8920.7	o	o	o	o
A	TE-57B2_A	B2_A	B2_A	8921	9107.33	o	o	o	o
A	TE-57B3_A	B3_A	B3_A	9107	9616.55	o	o	o	o
A	TE-57C_A	C_A	C_A	9617	10075.4				
#N/A	TE-57BARZA_BC	BARZ_BC	BARZA_BC	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B1_BC	B1_BC	B1_BC	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B2_BC	B2_BC	B2_BC	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B3_BC	B3_BC	B3_BC	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57C_BC	C_BC	C_BC	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57BARZA_D	BARZ_D	BARZA_D	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B1_D	B1_D	B1_D	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B2_D	B2_D	B2_D	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B3_D	B3_D	B3_D	#N/A	#N/A				

Fuente: Autores

En la parte izquierda se puede observar el bloque o lámina a la que pertenece la arena con su respectivo tope y base (En este caso solo se reportan los correspondientes al pozo), en la parte

superior derecha se encuentra la fecha y evento que afectan la inyección o producción, dependiendo del tipo de pozo que sea, por ultimo debajo de los respectivos eventos está, si la arena se encuentra abierta(o) o cerrada(c).

Figura 13. Petrofísica de cada arena abierta (KH).

	PETROFISICA (KH)		MARKER	TOP	BASE	1-dic.-01	21-dic.-01	22-feb.-12	6-abr.-15
						DEVELOPMENT	Cañoneo: 8766'-8878', 8892'-8898', 8932'-9106' y 9130'-9150	Bomba desarenadora de 5.6" OD, toco fondo a 9081', no avanzo	Rediseño Sistema levantamiento: Duplico capacidad
A	TE-57BARZA_A	BARZ_A	BARZA_A	8315.77	8759.25				
A	TE-57B1_A	B1_A	B1_A	8759.25	8920.7	16609.34	16609.34	16609.34	16609.34
A	TE-57B2_A	B2_A	B2_A	8920.7	9107.33	12937.77	12937.77	12937.77	12937.77
A	TE-57B3_A	B3_A	B3_A	9107.33	9616.55	16384.00	16384.00		
A	TE-57C_A	C_A	C_A	9616.55	10075.4				
#N/A	TE-57BARZA_BC	BARZ_BC	BARZA_BC	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B1_BC	B1_BC	B1_BC	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B2_BC	B2_BC	B2_BC	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B3_BC	B3_BC	B3_BC	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57C_BC	C_BC	C_BC	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57BARZA_D	BARZ_D	BARZA_D	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B1_D	B1_D	B1_D	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B2_D	B2_D	B2_D	#N/A	#N/A				
#N/A	TE-57B3_D	B3_D	B3_D	#N/A	#N/A				

Fuente: Autores

Figura 14. Registros PLT o ILT según el caso en la fecha realizado.

	PLT's / ILT's		MARKER	TOP	BASE	1-dic.-98			1-dic.-98			26-feb.-99		
						DEVELOPMENT			Cañoneo:8586-8616, 8634-8689, 8724-8732, 8755-8770,			ILT 8586-8616 (80%), 8634-8689 (20%)		
						OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT
#N/A	TE-49BARZA_A	BARZ_A	BARZA_A	#N/A	#N/A									
A	TE-49B1_A	B1_A	B1_A	8528.71	8617.72									0.800
A	TE-49B2_A	B2_A	B2_A	8617.72	8692.59									0.200
A	TE-49B3_A	B3_A	B3_A	8692.59	8796.93									0.000
A	TE-49C_A	C_A	C_A	8796.93	8904.21									0.000
#N/A	TE-49BARZA_BC	BARZ_BC	BARZA_BC	#N/A	#N/A									
#N/A	TE-49B1_BC	B1_BC	B1_BC	#N/A	#N/A									
#N/A	TE-49B2_BC	B2_BC	B2_BC	#N/A	#N/A									
#N/A	TE-49B3_BC	B3_BC	B3_BC	#N/A	#N/A									
#N/A	TE-49C_BC	C_BC	C_BC	#N/A	#N/A									
#N/A	TE-49BARZA_D	BARZ_D	BARZA_D	#N/A	#N/A									
#N/A	TE-49B1_D	B1_D	B1_D	#N/A	#N/A									
#N/A	TE-49B2_D	B2_D	B2_D	#N/A	#N/A									
#N/A	TE-49B3_D	B3_D	B3_D	#N/A	#N/A									

Fuente: Autores

Figura 15. Asignación del método de distribución de flujo.

	ASIGNACION DE %. / METODO					PETRO			PETRO			ANALITICO ANTERIOR			PLT		
						OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT
0	TE-59STBARZA_A	BARZ_A	BARZA_A	8610	8694.3							0.253	0.024	0.155	0.254		
A	TE-59STB1_A	B1_A	B1_A	8694.29	8752.04	0.363	0.363	0.363	0.363	0.363	0.363	0.271	0.354	0.307	0.262		
A	TE-59STB2_A	B2_A	B2_A	8752.04	8894.18	0.371	0.371	0.371	0.371	0.371	0.371	0.277	0.362	0.313	0.210		
A	TE-59STB3_A	B3_A	B3_A	8894.18	9111.15	0.266	0.266	0.266	0.266	0.266	0.266	0.199	0.260	0.225	0.274		
A	TE-59STC_A	C_A	C_A	9111.15	9231.01												
#N/A	TE-	BARZ_BC	BARZA_BC	#N/A	#N/A												
#N/A	TE-59STB1_BC	B1_BC	B1_BC	#N/A	#N/A												
#N/A	TE-59STB2_BC	B2_BC	B2_BC	#N/A	#N/A												
#N/A	TE-59STB3_BC	B3_BC	B3_BC	#N/A	#N/A												
#N/A	TE-59STC_BC	C_BC	C_BC	#N/A	#N/A												
#N/A	TE-59STBARZA_D	BARZ_D	BARZA_D	#N/A	#N/A												
#N/A	TE-59STB1_D	B1_D	B1_D	#N/A	#N/A												
#N/A	TE-59STB2_D	B2_D	B2_D	#N/A	#N/A												
#N/A	TE-59STB3_D	B3_D	B3_D	#N/A	#N/A												
			SUMA			BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN		

Fuente: Autores

Figura 16. Distribución acumulada según el porcentaje asignado a cada arena.

	ACUMULADOS DISTRIBUIDOS					1-jul.-04			20-jul.-04			3-mar.-09			5-dic.-10		
						Completamiento			Cañoneo: 8704' - 8750', 8768' - 8808', 8816' - 8838', 8864' -			Cañoneó intervalos 8616' - 8637' ,8638' - 8653'. Fondo a 8916'			WS y Pesca, fondo a 8714 el pescado deja paso de fluido		
						OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT	OIL	GAS	WAT
0	TE-59STBARZA_A	BARZ_A	BARZA_A	8610	8694.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	58.63005	466576.3	405.8188
A	TE-59STB1_A	B1_A	B1_A	8694.29	8752.04	21.23967538	1222461	8.967863	21.23968	1222461	8.967863	569.7679	83197193	1594.609	632.532	83991595	2400.839
A	TE-59STB2_A	B2_A	B2_A	8752.04	8894.18	21.67561373	1247552	9.151926	21.67561	1247552	9.151926	581.4622	84904732	1627.338	645.5146	91838648	2450.116
A	TE-59STB3_A	B3_A	B3_A	8894.18	9111.15	15.58471089	896366.7	6.580211	15.58471	896986.7	6.580211	418.0699	61046328	1170.052	464.1233	66031753	1761.627
A	TE-59STC_A	C_A	C_A	9111.15	9291.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
#N/A	TE-	BARZ_BC	BARZA_BC	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
#N/A	TE-59STB1_BC	B1_BC	B1_BC	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
#N/A	TE-59STB2_BC	B2_BC	B2_BC	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
#N/A	TE-59STB3_BC	B3_BC	B3_BC	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
#N/A	TE-59STC_BC	C_BC	C_BC	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
#N/A	TE-59STBARZA_D	BARZ_D	BARZA_D	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
#N/A	TE-59STB1_D	B1_D	B1_D	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
#N/A	TE-59STB2_D	B2_D	B2_D	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
#N/A	TE-59STB3_D	B3_D	B3_D	#N/A	#N/A	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
			SUMA			BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN	BIEN

Fuente: Autores

3.3.1 Gráfico de producción-inyección

La construcción de curvas de producción permite evaluar el comportamiento de ciertas variables como tasa de inyección, tasa de producción de fluidos, con el tiempo; y así evaluar el desempeño del proceso de inyección de agua. El análisis de las curvas de producción se realiza teniendo en cuenta los eventos ocurridos en el campo, para de esta manera verificar como influenciaron el proceso.

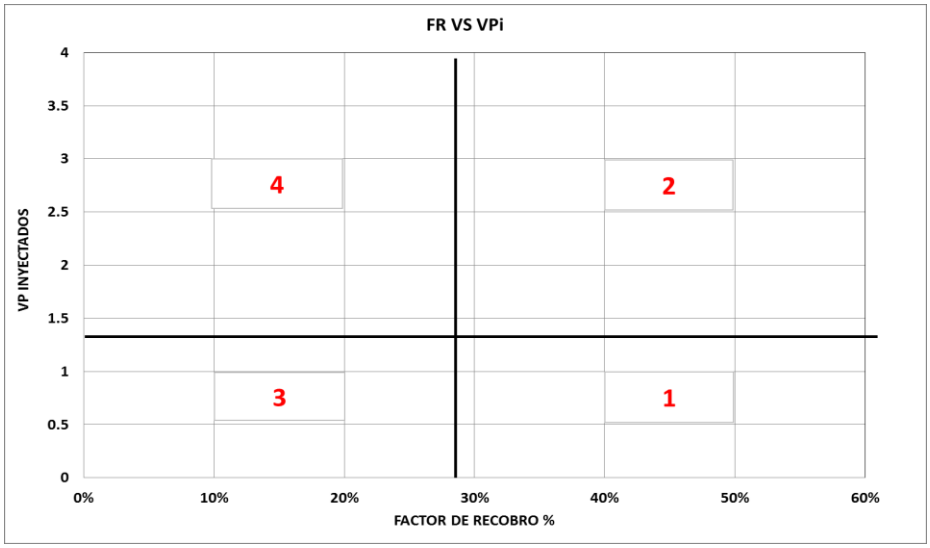
3.3.2 Evaluación de presiones

Esta permite caracterizar el tipo de yacimiento, determinar si la inyección está ejerciendo influencia sobre una determinada zona o pozo además de poder identificar posibles problemas como zonas ladronas.

3.3.3 El cuadrante del factor de recobro y volumen poroso

El factor de recobro (FR) es la relación que existe entre el volumen de Reservas originalmente recuperadas y el volumen original en sitio.

Figura 17. Volumen poroso vs factor de recobro.



Fuente: Autores

Cuadrante 1: Si la arena del bloque definido se encuentra en este cuadrante posee alto factor de recobro y volumen poroso inyectado. Se recomienda disminuir inyección.

Cuadrante 2: Si la arena del bloque definido se encuentra en este cuadrante tiene un factor de recobro alto. Se puede mantener la inyección de agua o si es posible aumentarla.

Cuadrante 3: Si la arena del bloque definido se encuentra en este cuadrante es inmadura. Se recomienda aumentar la inyección de agua para mejorar el recobro.

Cuadrante 4: Si la arena del bloque definido se encuentra en este cuadrante, se ha inyectado una gran cantidad de volúmenes porosos, sin embargo es ineficiente la inyección y puede presentar canalización. Se recomienda cambiar patrón o inyectar geles obturantes.

3.3.4 Arenas abiertas

Tabla 9. Ejemplo bloque BC de arenas abiertas.

Bloque BC										
Arenas	TE-23	TE-26	TE-28	TE-32	TE-37	TE-38	TE-52	TE-5	TE-18A	TE-25
BARZALOSA										
B1										
B2										
B3										
C										

Fuente: Autores

Mediante la revisión del estado mecánico de cada uno de los pozos se determinó cuáles arenas están perforadas y cuales se encuentran abiertas a la inyección, para facilitar el manejo de estos datos e interpretarlos mejor.

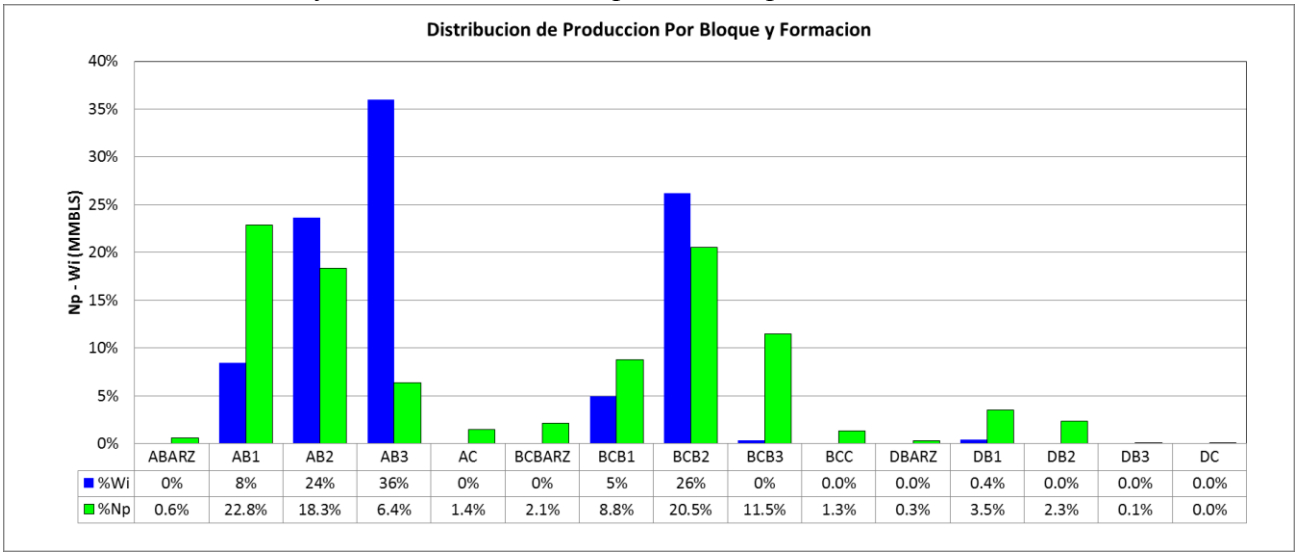
En la tabla 9 se relacionan los pozos productores e inyectores y se muestra el resultado de los datos obtenidos de perfiles mediante registros PLT, ILT, TR (Trazadores Radioactivos) y eventos relevantes que se hicieron en el campo.

Arena abierta por la cual se inyecta

Arena abierta por la cual se produce

3.3.5 Distribución de producción por arenas

Gráfica 3. Distribución de producción por arenas.



	ABARZ	AB1	AB2	AB3	AC	BCBARZ	BCB1	BCB2	BCB3	BCC	DBARZ	DB1	DB2	DB3	DC
%Wi	0%	8%	24%	36%	0%	0%	5%	26%	0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%
%Np	0.6%	22.8%	18.3%	6.4%	1.4%	2.1%	8.8%	20.5%	11.5%	1.3%	0.3%	3.5%	2.3%	0.1%	0.0%

Fuente: Autores

A partir del balance de inyección y producción realizado para cada arena de los diferentes pozos se hace un consolidado en el cual se muestra de manera gráfica el porcentaje que se ha producido o inyectado por una determinada zona. Esta es una herramienta para facilitar el análisis del desempeño del sistema de inyección.

3.3.6 Diagnostico proceso de inyección de agua a nivel de bloque

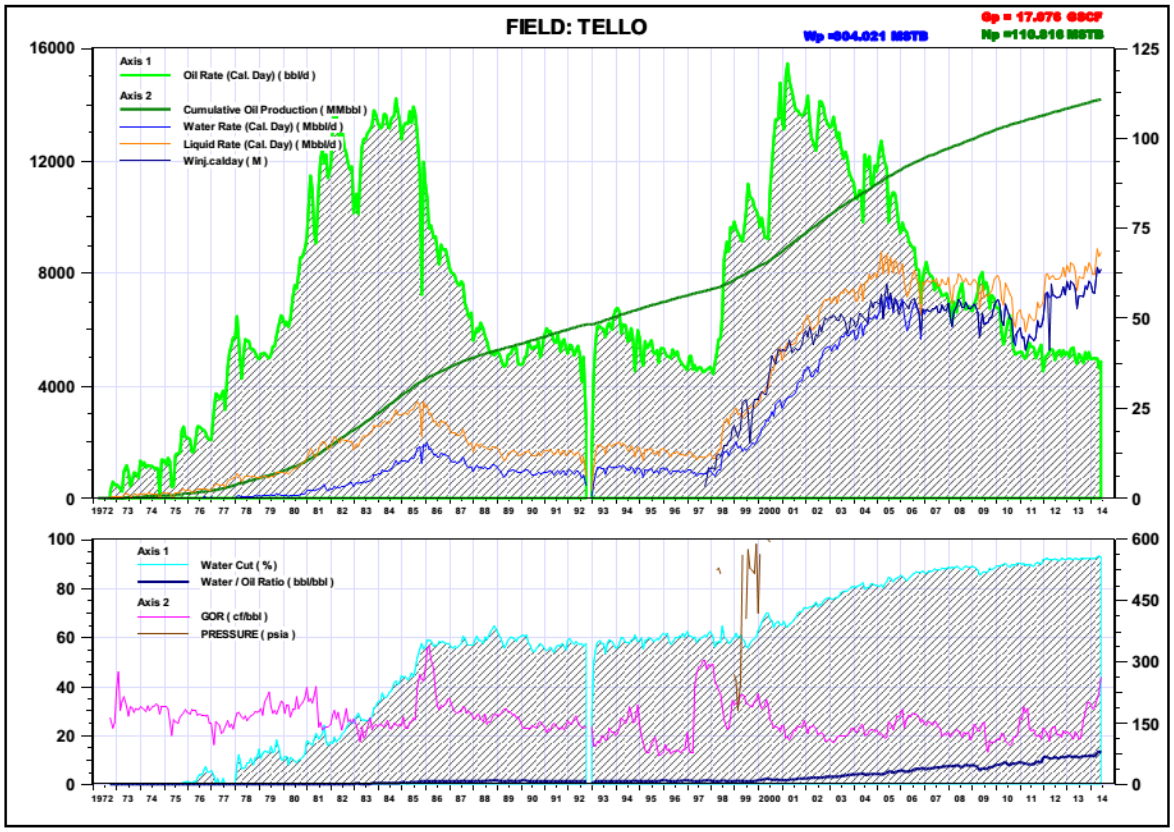
A partir de los resultados y gráficas del proceso previamente realizado se evalúa la eficiencia del sistema de inyección y se presentan las oportunidades de mejora para cada bloque y posteriormente para los pozos productores e inyectores.

4 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO TELLO

4.1 Historia de producción – inyección

En la Gráfica 4 se muestra el comportamiento histórico de producción del campo Tello, incluyendo los fluidos producidos, los caudales de inyección y número de pozos productores e inyectores. La producción promedio diaria de diciembre del 2016 fue de 4683 BOPD, 64,4905 BWPD y 656 KSCFD. La relación gas-petróleo promedio ES 147 SCF/STB y un corte de agua de 94.1%. El volumen de inyección promedio diaria de diciembre de 2016 fue de 70305 BWPD, con 27 pozos productores activos y 12 pozos inyectores.

Gráfica 4. Historia de producción campo Tello.



Fuente: Autores

Luego de que Ecopetrol comienza a operar el campo (febrero 2006) por finalización del contrato de concesión, comenzó a realizar trabajos de cañoneo y re-cañoneo de zonas en

pozos que se identificaron como parcialmente completados (Tello 12, 34 y 44); estos trabajos dieron como resultado la adición de 174 BOPD.

Posteriormente se inició la perforación de pozos de avanzada; en noviembre 2007 finalizó la perforación del Tello-62 al norte del campo, el cual alcanzó la formación Monserrate que presentó alta saturación de agua; por lo tanto se completó en la formación Barzalosa (270 BOPD y 2% de corte de agua). El prospecto Tello-63 fue completado en diciembre de 2007 pero debido a problemas de cementación presentó alto corte de agua (96%). Tello 64 fue perforado con el fin de delimitar el campo al sur; finalizó su perforación en marzo de 2008, encontrando la formación Monserrate 300 pies debajo de lo pronosticado por el modelo, lo cual sugirió la presencia de una falla en la zona; el pozo tuvo que ser abandonado por problemas en su completamiento. En ese mismo año se perforó y completó el Tello-65, encontrando un espesor reducido de la formación Monserrate (60 pies); presentó una producción de 130 BOPD (20% de corte de agua).

En 2009 se inició un estudio para evaluar la implementación de la tecnología de *conformance* químico para la corrección de los perfiles verticales de inyección, mediante la inyección de geles obturantes; se realizaron 3 tratamientos en campo en los pozos inyectores Tello-4, 7 y 49 entre finales de 2010 y comienzos de 2011. Los resultados de estos pilotos fueron muy favorables tanto a nivel de producción de aceite, como en la estabilización de producción de agua en los patrones de los pozos inyectores tratados. Con base en los resultados de los primeros 3 pilotos se decide extender esta tecnología a 4 pozos inyectores adicionales que presentaban la misma problemática; los pozos tratados con geles obturantes en 2013 fueron Tello-23, 37, 38 y 61 los cuales estuvieron en periodo de evaluación hasta abril del 2014; los resultados son mostrados en el Anexo D.

4.2 Evaluación de presiones

El yacimiento estaba inicialmente sub-saturado, con una presión de 3549 psi al datum de 6200 pies TVDSS y una presión en el punto de burbuja de 842 psi. La presión en abril 2014 del yacimiento está entre 600 y 1600 psi según la lámina estructural donde se ubique.

El campo Tello cuenta con información de cuatro tipos principales de datos de presión: Pruebas de ascenso de presión (PBU), presiones estáticas, caída de presión y datos RFT.

Inicialmente en el campo se identifican cinco bloques estructurales de la formación Monserrate las cuales se denominaron A, B, C, D y E. En estos bloques se presentan diferentes presiones iníciales según lo que se encontró en los pozos que las perforaron, al datum de -6300 pies como se observa en la Tabla 9.

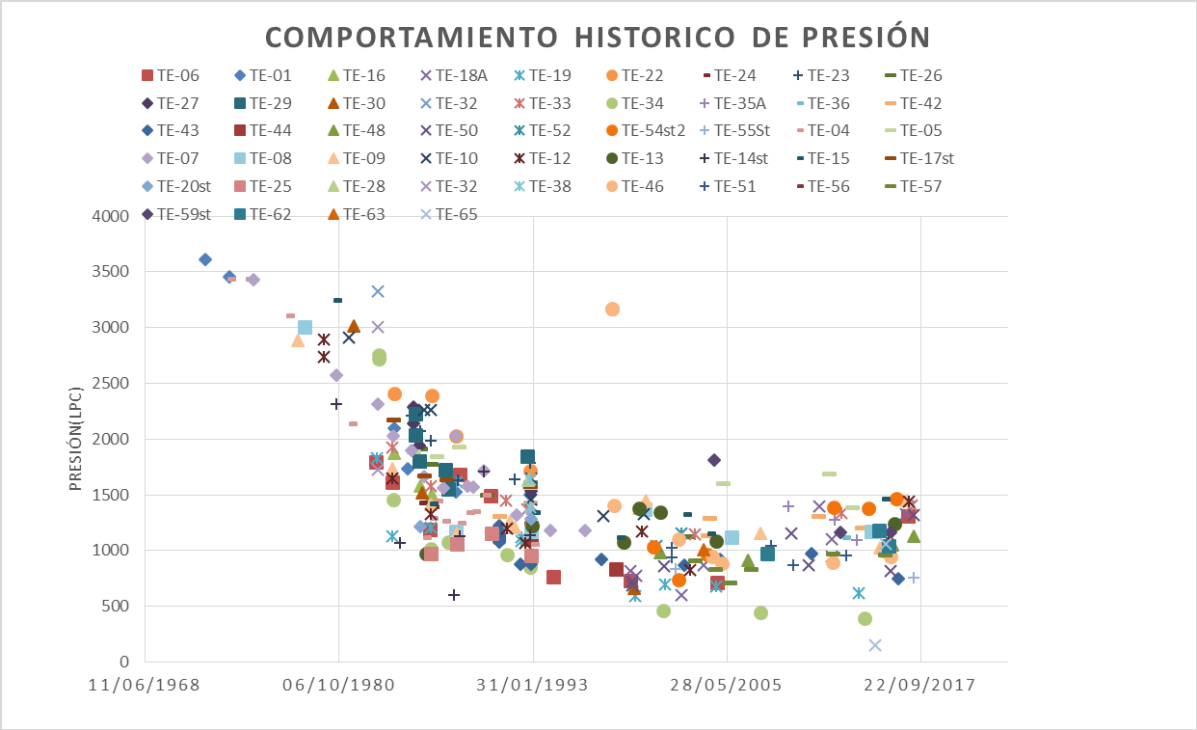
Tabla 10. Presiones iniciales según lámina estructural del campo Tello.

Lámina	Pozo	Fecha	Presión (psi)
C	Tello -1	Abr- 27	3435
D	Tello -5	Sep-73	3464
B	Tello -6	Mar-75	3345
A	Tello -7	May-75	3427
E	Tello -27	Jun-88	2103
Datum: -6300 ft TVDss			

Fuente: Ecopetrol S.A.

Para mantener la presión del yacimiento, en 1997 se inició el proceso de inyección de agua en algunas láminas del campo. En abril, 2014 la presión promedio del yacimiento es aproximadamente de 800 psi @ -6300 pies; sin embargo, en algunos sectores del campo la presión del yacimiento está por debajo del punto de burbuja ya que no hay soporte de presión por inyección. Por otra parte, en cierta área del campo se observan presiones de aproximadamente 1600 psi (Tello-5 y 10), lo cual se le atribuye al mantenimiento de presión de un acuífero activo al oeste del campo.

Gráfica 5. Comportamiento de presiones campo Tello.

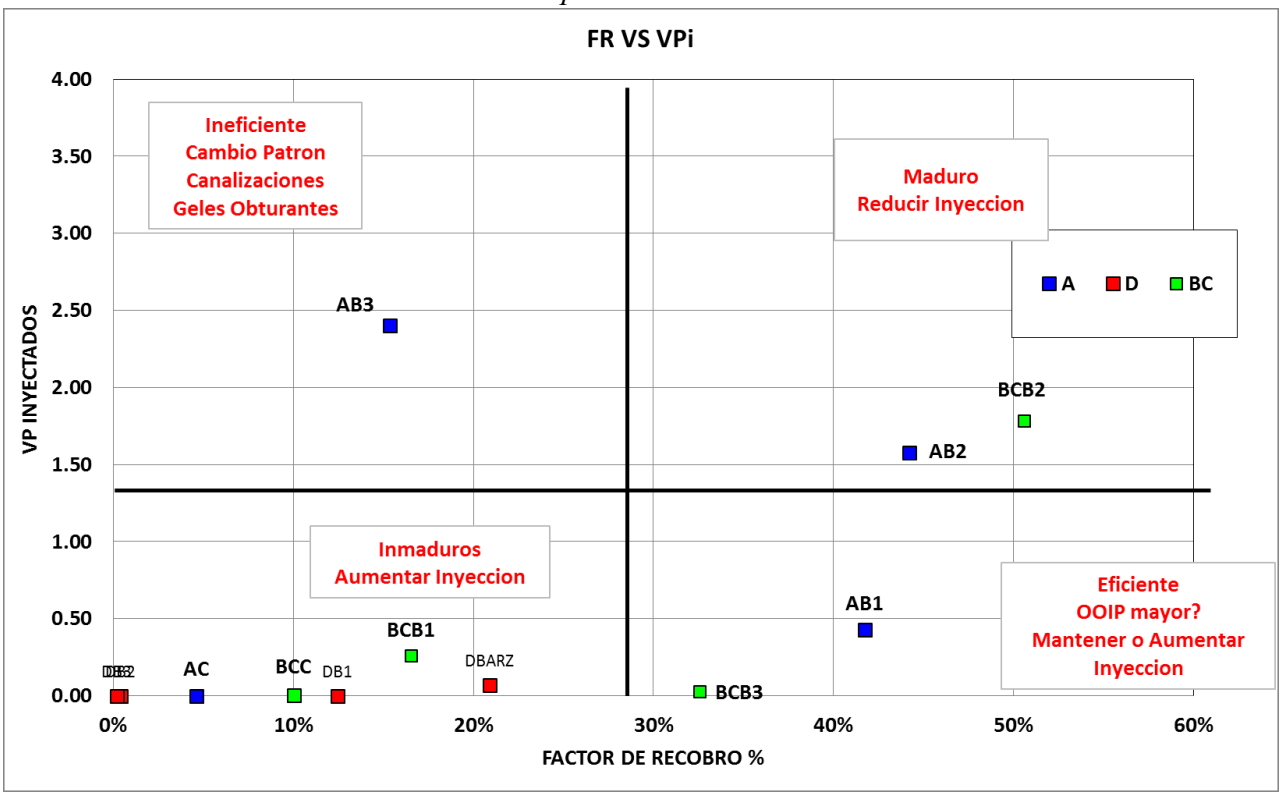


Fuente: Autores

4.3 Evaluación del Factor de Recobro

En la gráfica 6 se pueden identificar las arenas que tienen alguna clase de comportamiento anómalo, es así como evaluando el factor de recobro contra el volumen poroso inyectado podemos encontrar problemas tales como ineficiencia de la inyección, canalizaciones, problemas de comunicación de los pozos inyectores con productores, volúmenes inadecuados de inyección y a partir de esto se pueden recomendar oportunidades de mejoras en el sistema de inyección.

Gráfica 6. Factor de recobro Vs Volúmenes porosos inyectados por bloques y zonas en el campo Tello.



Fuente: Autores

5 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA A NIVEL DE BLOQUES DEL CAMPO TELLO

5.1 BLOQUE A

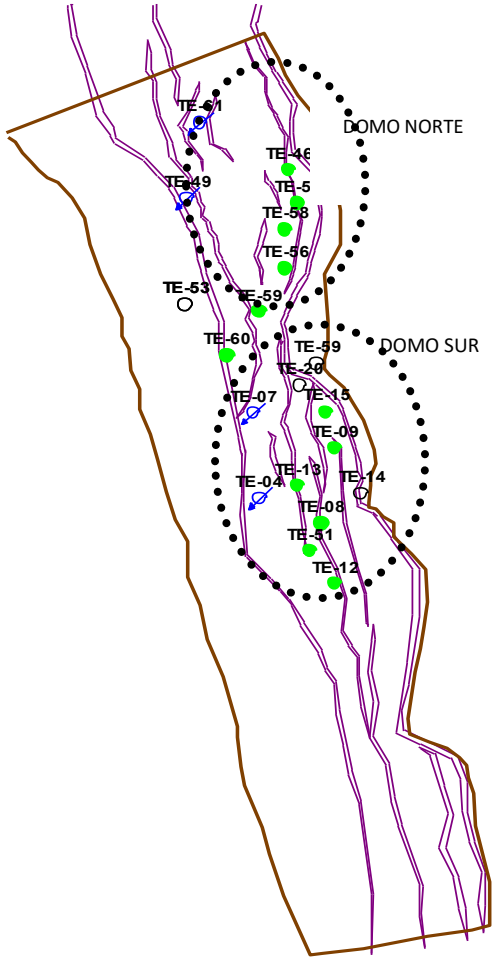
El bloque A del Campo Tello inició su producción en noviembre de 1972 con el pozo Tello-4, el cual en diciembre de 1998 fue convertido a inyector. Todo el bloque tuvo un acumulado primario de agua de 18,06 MMbbl y 20,095 MMbbl de aceite. La relación de agua – petróleo para la fase primaria es en promedio de 1,07, aumentando hasta un valor de 9 en la actualidad.

Para marzo de 1998 se inició en el bloque A la inyección de agua con el pozo Tello -7, el cual era inicialmente productor, con una tasa de 370 BWPD. Progresivamente fueron entrando en inyección los pozos Tello-4 y 49ST para diciembre de 1998, y en septiembre de 2004 entró el Tello-61.

OOIP de 191 MMbbl, correspondiendo al 44 % del campo. Al 31 de diciembre del 2016 se han inyectado 213,4 MMbbl de agua, correspondiente al 68% del total inyectado. Los pozos inyectores han sido Tello-4, 7, 49, 61 y 63.

El bloque A se divide en dos anticlinales los cuales están marcados con óvalos de color amarillo en la figura 18, que para este caso llamaremos domo norte y sur.

Figura 18. Bloque A-Domo Norte y Domo Sur.



Fuente: Ecopetrol S.A.

5.1.1 DOMO NORTE

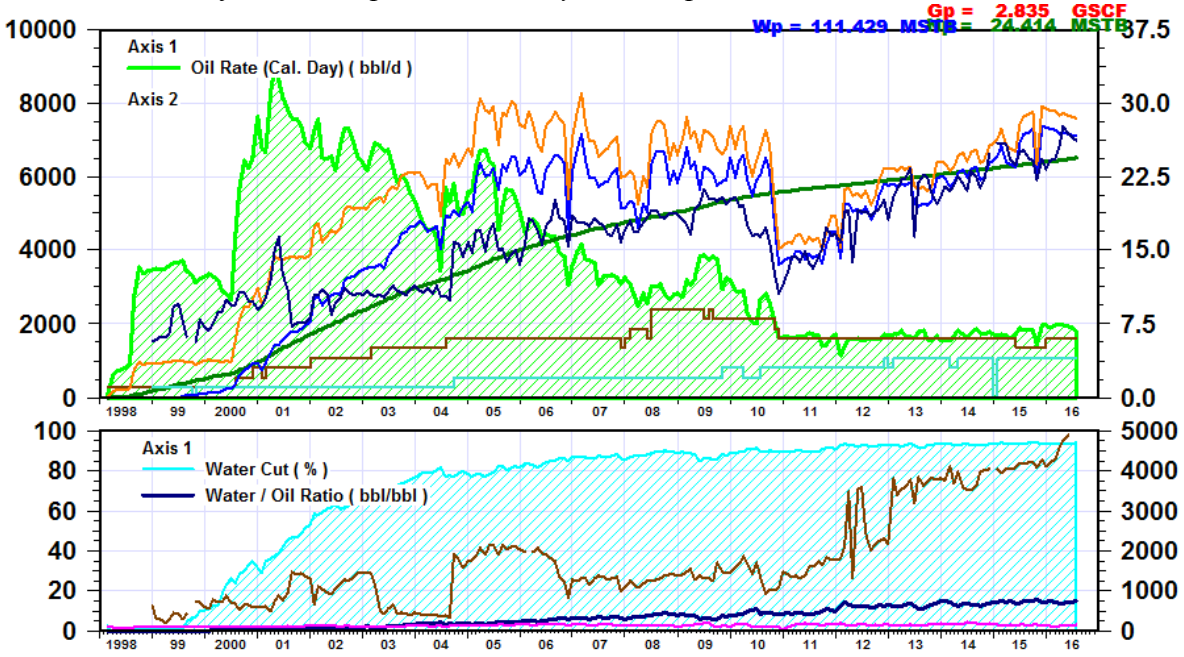
El Domo Norte del bloque A está ubicado en el sector nororiental del campo Tello, está conformado por los siguientes pozos activos:

Pozos productores: T-46, T-56, T-57, T-58, T-59ST, T-62

Pozos inyectores: T-49, T-60, T-61, T-63.

En este sector encontramos que el desarrollo de este bloque fue el último realizado por la anterior operadora, su desarrollo inició con la perforación del pozo Tello 46 (Ene 1998) y en forma simultánea se inició la inyección de agua en el pozo Tello 49 (Dic. 1998).

Gráfica 7. Comportamiento Inyección - producción-Domo Norte.



Fuente: Autores

Como se observa en la gráfica 7 a partir del año 2002 prácticamente toda el agua inyectada está siendo producida con muy poco beneficio asociado a la extracción de los hidrocarburos.

Este comportamiento ha generado un círculo vicioso, por el cual altos volúmenes de inyección de agua incrementan el efecto de alcalinización, propiciando a su vez mayores requerimientos de inyección de agua que posteriormente se traducen en canalización de la inyección para generar nuevamente mayores incrementos en la inyección.

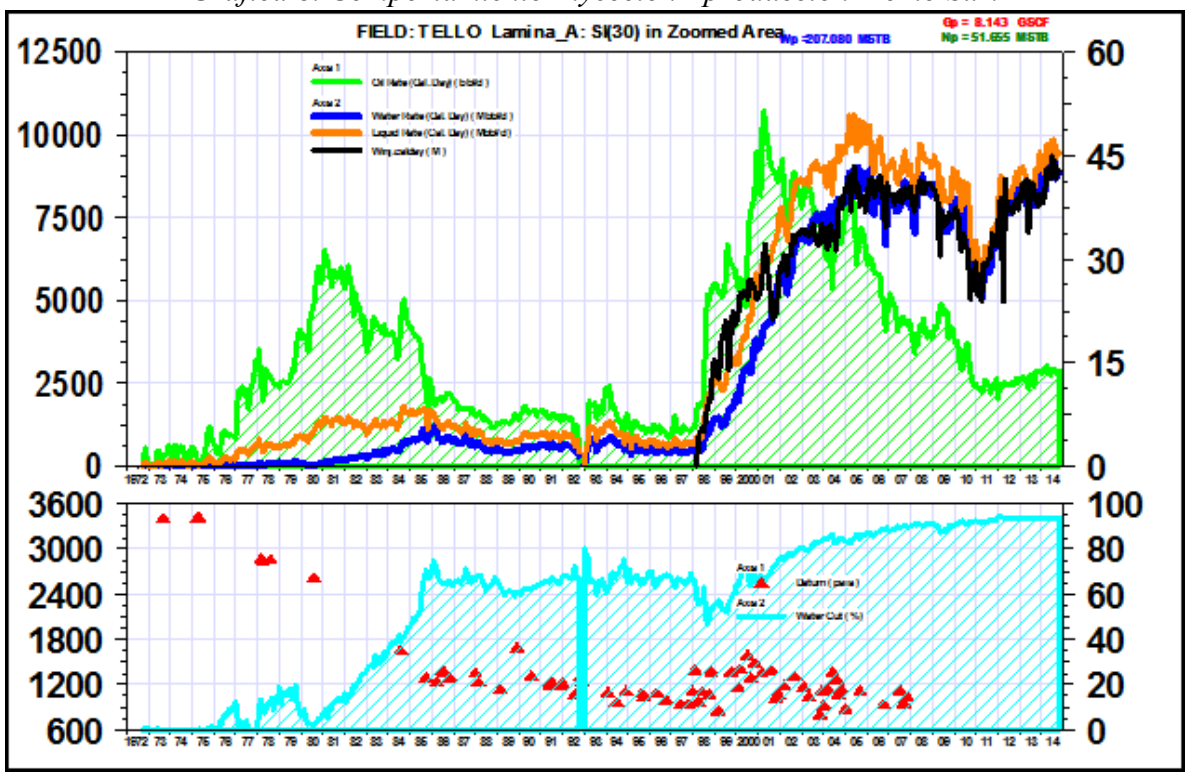
Los pozos perforados en este bloque son en su mayoría altamente desviados (>50°) y tienen alta productividad. Tello 49st tiene influencia sobre Tello 46 y sobre Tello 57 que fue perforado posteriormente, también se puede observar como la inyección del Tello 49st afecta los otros pozos productores perforados. En el año 2006 se perfora el inyector Tello 61, el cual influencia también a todos los productores que ya han estado bajo el efecto de la inyección. En este sector se presenta la mejor respuesta a la inyección de agua debido a las excelentes propiedades petrofísicas.

5.1.2 DOMO SUR

El Domo Sur está ubicado en el sector sur oriental de campo Tello, está conformado por los pozos productores Tello 8, 9, 12, 13, 15, 51; los inyectores Tello 4 y 7 y los pozos inactivos Tello 6, 14 y 20.

El desarrollo del domo inició con la perforación del pozo Tello 4 (Sep. 1972) y la inyección de agua se inició con el pozo Tello 7 (Oct. 1998).

Gráfica 8. Comportamiento Inyección - producción-Domo Sur.



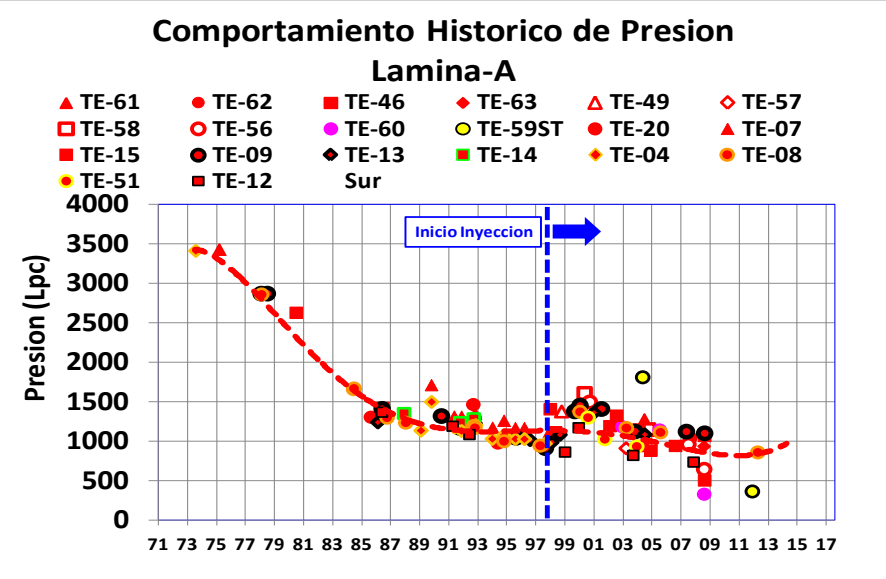
Fuente: Autores

En este sector se presentó irrupción del agua antes del inicio de la inyección. Este bloque presenta conectividad con el acuífero ya sea por extensión del bloque A o por comunicación entre bloques a través de los planos de falla, lo cual explicaría la irrupción de agua en la etapa de producción primaria.

5.1.3 Evaluación de presiones

El comportamiento de presión-producción observado en el bloque "A" del campo Tello, evidencia la existencia de un sistema comunicado lateral y verticalmente (Gráfica 9). Esta característica del sistema ha permitido alcanzar una estabilización del nivel de presión mediante la inyección de agua.

Gráfica 9. Comportamiento histórico de presión Bloque "A". Campo Tello.

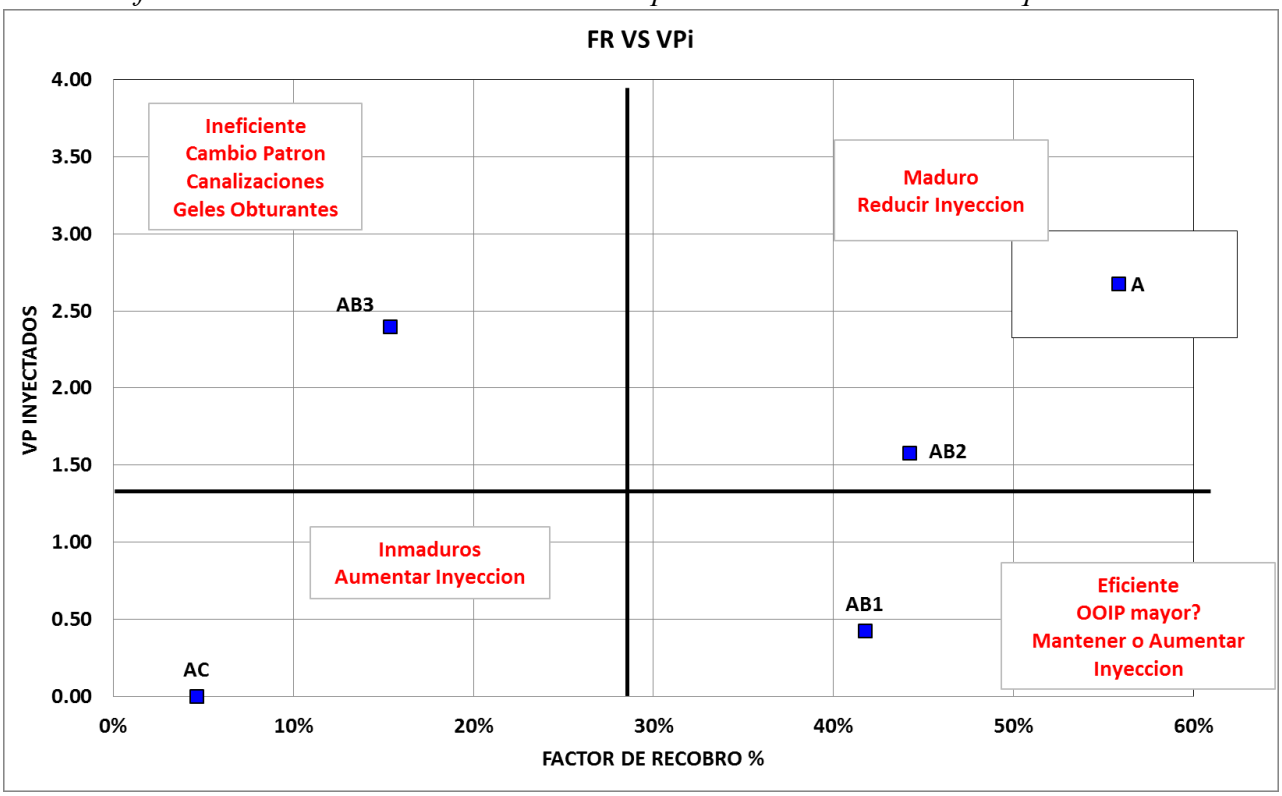


Fuente: Autores

Sin embargo y a pesar de haber logrado la estabilización de la presión, históricamente la inyección de agua en el bloque "A" del campo Tello, ha sido desarrollada a través de un número reducido de pozos inyectores con tasas de inyección de agua que promedian los 10 mil barriles por día. Esto, junto a los altos caudales a los que han sido sometidos los pozos productores, ha generado altos gradientes de presión en el sistema que han propiciado la canalización del agua inyectada, reduciendo así la eficiencia del proceso y ocasionando un alto grado de reciclaje de agua.

5.1.4 Factor de Recobro

Gráfica 10. Factor de Recobro Vs Volumen poroso de las arenas del bloque A.



Fuente: Autores

- La arena B1 del bloque A ha sido el objetivo principal de desarrollo del campo, se han inyectado 0.43 volúmenes porosos de agua por los pozos Tello-4, 7, 49, 61 y 63. El pozo Tello-4 ha inyectado el 67% del agua inyectada en este bloque. Se requiere cambiar el perfil de inyección y reducción de la tasa de inyección por B1 buscando soportar otras arenas y se recomienda adicionar otros pozos inyectores para cambiar patrón de barrido.

- La arena B2 de acuerdo con el balance tiene un factor de recobro de 44%, se han inyectado 1.58 volúmenes porosos por el pozo Tello-7. Se requiere aumentar la tasa de inyección de este pozo por la arena B2 y adicionar otros pozos inyectores para cambiar patrón de barrido.

- La arena B3 Presenta factor de recobro del 6.4% y baja eficiencia del proceso de inyección de agua. Se han inyectado 2.40 volúmenes porosos de agua, del cual el 50%

del volumen corresponde a inyección por Tello-7 y 50% a Tello-61. Se requiere recalculo de reservas y reducción de inyección de tello-7, ya que la inyección es muy ineficiente y puede que se presente canalización.

- La arena C no ha tenido un desarrollo significativo, no se ha inyectado por esta arena y presenta un factor de recobro de 1.4%.

5.1.5 Arenas abiertas

El bloque A posee las arenas abiertas mostradas en la Tabla. 11 según el cañoneo de cada uno de los respectivos pozos. El domo norte posee cuatro pozos inyectores mientras que el domo sur dos pozos inyectores.

Tabla 11. Arenas abiertas para el domo norte del bloque A.

	Domo Norte								
Arenas	TE-49	TE-60	TE-61	TE-63	TE-46	TE-56	TE-57	TE-59ST	TE-62
BARZALOSA									
B1									
B2									
B3									
C									

Fuente: Autores

Tabla 12. Arenas abiertas para el domo sur del bloque A.

	Domo Sur							
Arenas	TE-04	TE-07	TE-08	TE-09	TE-12	TE-13	TE-15	TE-51
B1								
B2								
B3								
C								

Fuente: Autores

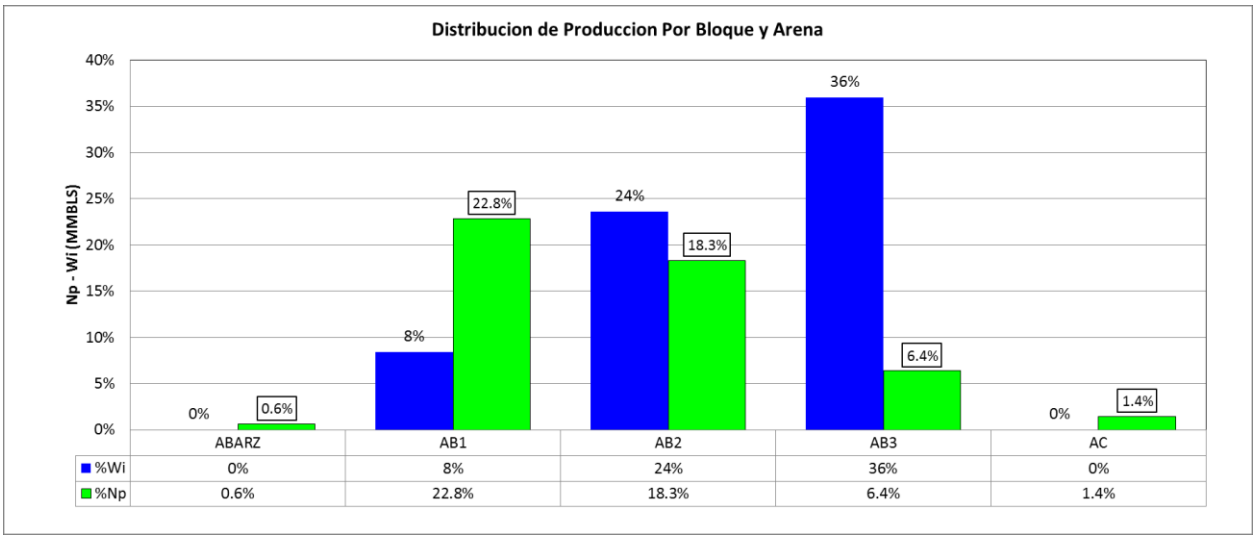
5.1.6 Distribución de producción por arenas

Tabla 13. Cuadro resumen por arenas (millones de barriles).

Arena	OOIP	NP	W.I.
BARZ	0,0	0,7	0,0
B1	62,0	25,9	26,5
B2	47,0	20,8	74,1
B3	47,0	7,2	112,8
C	35,0	1,6	0,0
Sub Total	**191,0**	**56,2**	**213,4**
% Total	44%	50%	68%

Fuente: Autores

Gráfica 11. Distribución de producción por arena en porcentajes.



Fuente: Autores

La arena B1 ha producido el 22.8% de la producción de aceite, se ha inyectado el 8% de la inyección de agua del campo siendo el 29% del volumen de agua estimado y tiene un factor de recobro del 42%.

La arena B2 ha producido el 18.3% de la producción de aceite, se ha inyectado el 18.3% de la inyección de agua del campo excediendo en 5% el volumen de agua estimado y tiene un factor de recobro del 44%.

La arena B3 ha producido el 6.4% de la producción de aceite, se ha inyectado el 36% de la inyección de agua del campo excediendo en un 60% el volumen de agua estimado y tiene un factor de recobro del 6.4%.

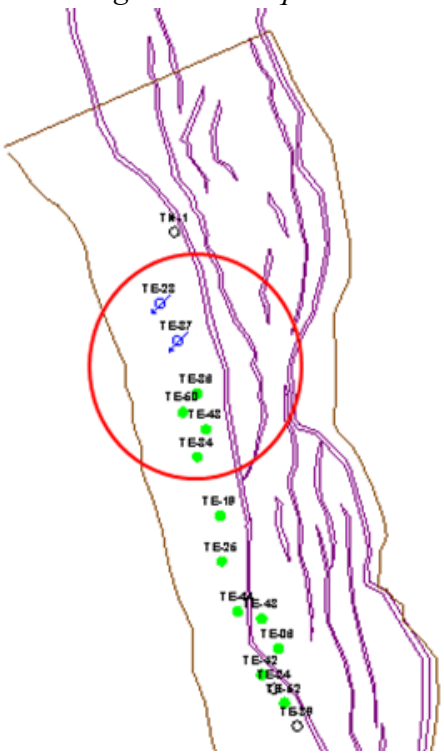
La arena C ha producido el 1.4% de la producción de aceite sin embargo no se ha inyectado en este arena del bloque y tiene un factor de recobro del 5%.

5.2 Bloque B-C

5.2.1 Bloque B

El bloque B empezó a producir en el año de 1975. A finales del año 1997 empezó la inyección de agua con el Tello 23, esta lámina posee 12 pozos productores y 2 inyectores. En este sector hay poco efecto de la inyección y se requiere revisar conectividad entre pozos y definir el trazado de las fallas y compartimientos existentes entre bloques con el fin de mejorar el modelo de inyección producción.

Figura 19. Bloque B



Fuente: Ecopetrol S.A.

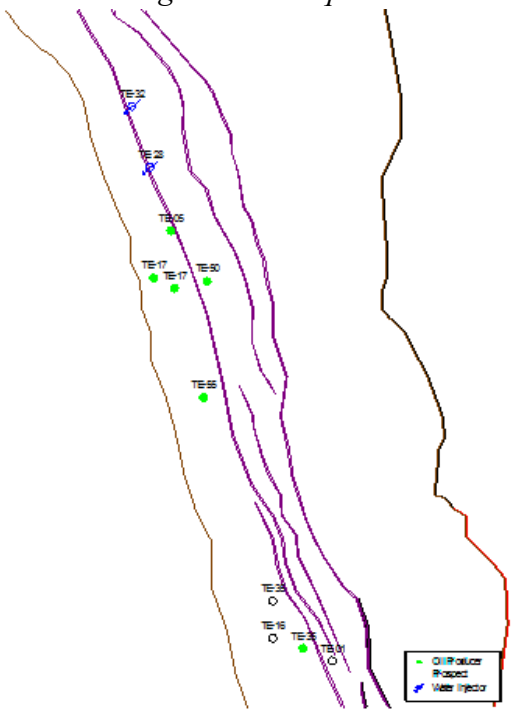
El desarrollo del bloque B empezó en el sur con la perforación del Tello 6, siguiéndole el Tello 25. Para mediados del año 1983 se perforó en el norte el pozo Tello 34, luego 23, 36 y 37, y debido a los cortes de agua altos y otros problemas operacionales los pozos Tello 23 y 37 fueron convertidos a inyectores en 1998. Estos dos inyectores han soportado toda la inyección en este bloque del campo, quedando toda la parte sur sin efecto de la inyección.

El llenado (fillup) para el área se alcanzó en Septiembre de 1998, aproximadamente 7 meses después de haber inyectado 2,5 MMbbls de agua.

5.2.2 Bloque C

El bloque C fue puesto en producción en el año 1972 con el pozo Tello 1, iniciándose el desarrollo del campo con este pozo. Este bloque tiene dos inyectores Tello 28, y 32, cuya inyección inició en octubre de 1999 y noviembre de 2000 respectivamente. La inyección de estos dos pozos se distribuye entre los bloques C y D.

Figura 20. Bloque C



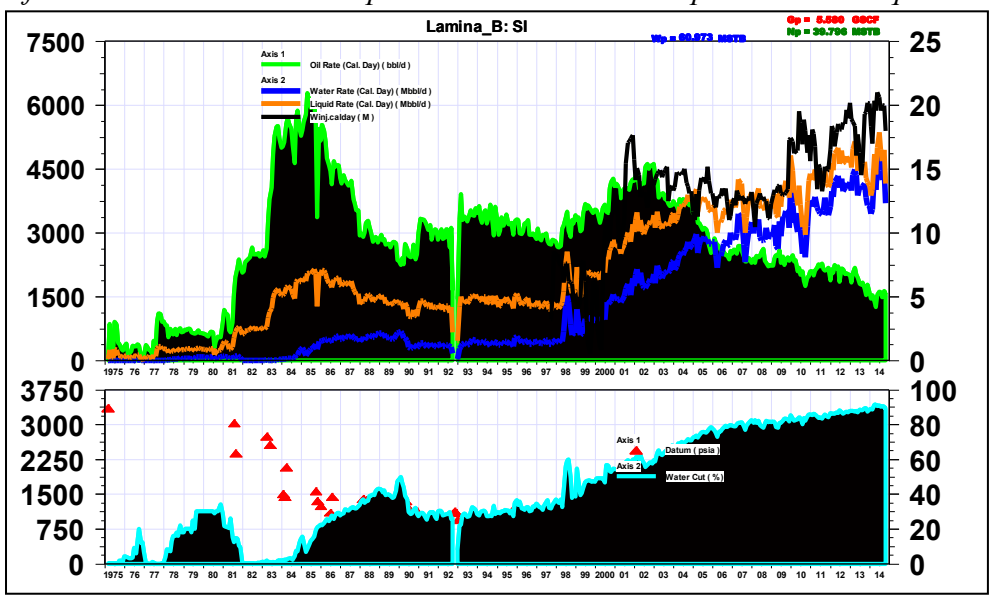
Fuente: Ecopetrol

El bloque C es el bloque que posee la menor relación de GOR y el corte de agua más bajo de todas las láminas, también se puede afirmar que posee las menores reservas remanentes, las cuales están calculadas en 0,923 MMbbls, es también el bloque que ha tenido el menor efecto de la inyección.

El llenado (fillup) para el área se alcanzó aproximadamente 3 meses después de iniciada la inyección, en Enero de 2000, después de haber inyectado 0,29 MMbbl de agua.

5.2.3 Comportamiento histórico de producción bloque BC

Gráfica 12. Evolución del comportamiento histórico de producción bloque "BC"



Fuente: Autores

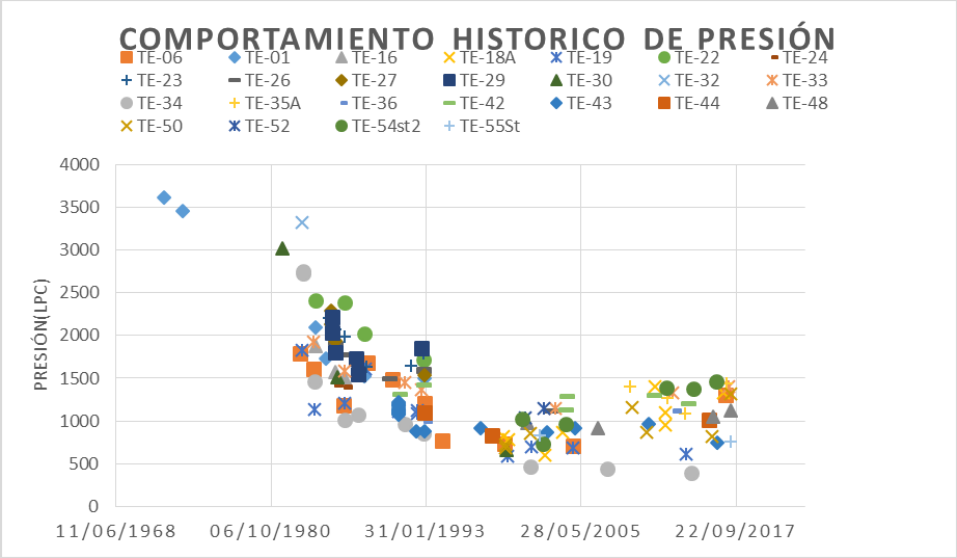
Las tasas de inyección de agua por pozo en el bloque "BC" han sido más moderadas con promedios de 3000 a 4000 BPD. Como consecuencia de esto, se ha observado que el incremento en el corte de agua ha sido menos drástico, generando un volumen menor de agua reciclada y una mayor eficiencia del proceso de inyección de agua

5.2.4 Evaluación de presiones

La revisión del comportamiento histórico de presión-producción del bloque BC del campo Tello permitió: primero, interpretar la posible comunicación en presión entre los bloques A y el BC al menos hacia el sector sur del campo; segundo, efecto de la inyección de agua

entre bloques (norte de bloque BC -Pozo Tello-32 del bloque A) y tercero, la existencia de un contacto original de agua más profundo en el bloque BC.

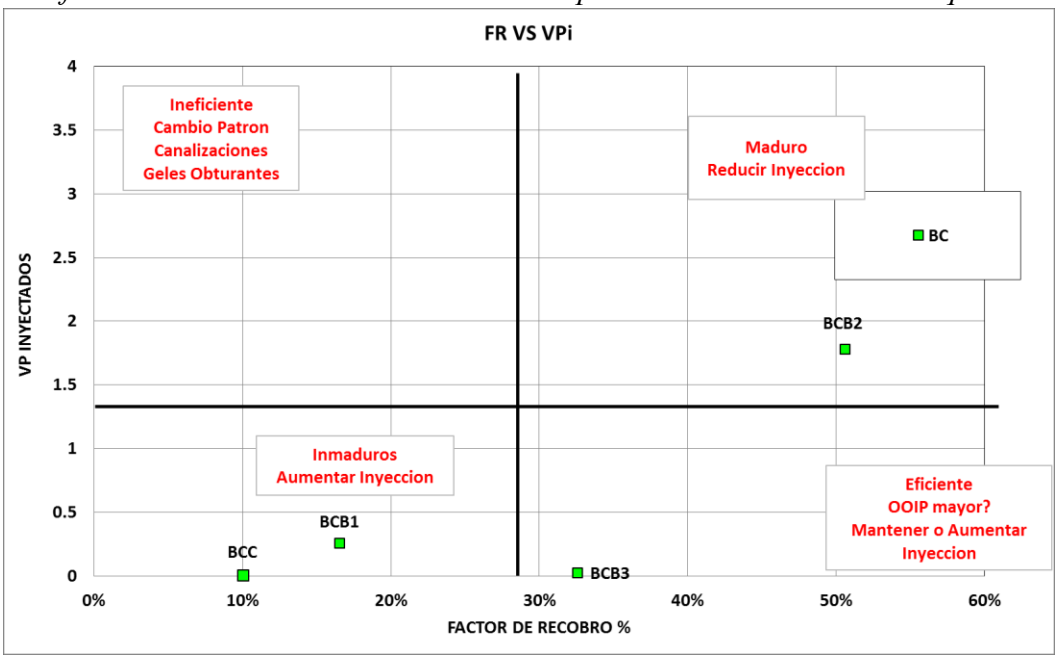
Gráfica 13. Comportamiento histórico de presión Bloque "BC". Campo Tello.



Fuente: Autores

5.2.5 Factor de recobro

Gráfica 14. Factor de Recobro Vs Volumen poroso de las arenas del bloque BC.



Fuente: Autores

- La arena B1 del bloque BC de acuerdo con el balance tiene un factor de recobro de 17%, Se han inyectado 0.26 volúmenes porosos por los pozos Tello 23, 26, 37 y 38. Se requiere aumentar la inyección y cambiar perfiles.
- La arena B2 tiene un factor de recobro de 51%, Se han inyectado 1.78 volúmenes porosos por los pozos Tello 28 y 32. Se requiere reducir la tasa de inyección por esta arena.
- La arena B3 Presenta un factor de recobro de 33% sin embargo solo se han inyectado 0.03 volúmenes porosos se puede decir que el sistema es eficiente o la producción de aceite no se ve influenciada por la inyección.
- La arena C no ha tenido un desarrollo significativo, no se ha inyectado por esta arena y presenta un factor de recobro del 10%.

5.2.6 Arenas abiertas

El bloque BC posee las siguientes arenas abiertas según el cañoneo de cada uno de los respectivos pozos.

Tabla 14. Arenas abiertas para el bloque BC.

Bloque BC																						
Arenas	TE-23	TE-26	TE-28	TE-32	TE-37	TE-38	TE-52	TE-5	TE-18A	TE-25	TE-30	TE-33	TE-34	TE-35A	TE-36	TE-42	TE-43	TE-44	TE-50	TE-54ST	TE-55ST
BARZALOSA																					
B1																					
B2																					
B3																					
C																					

Fuente: Autores

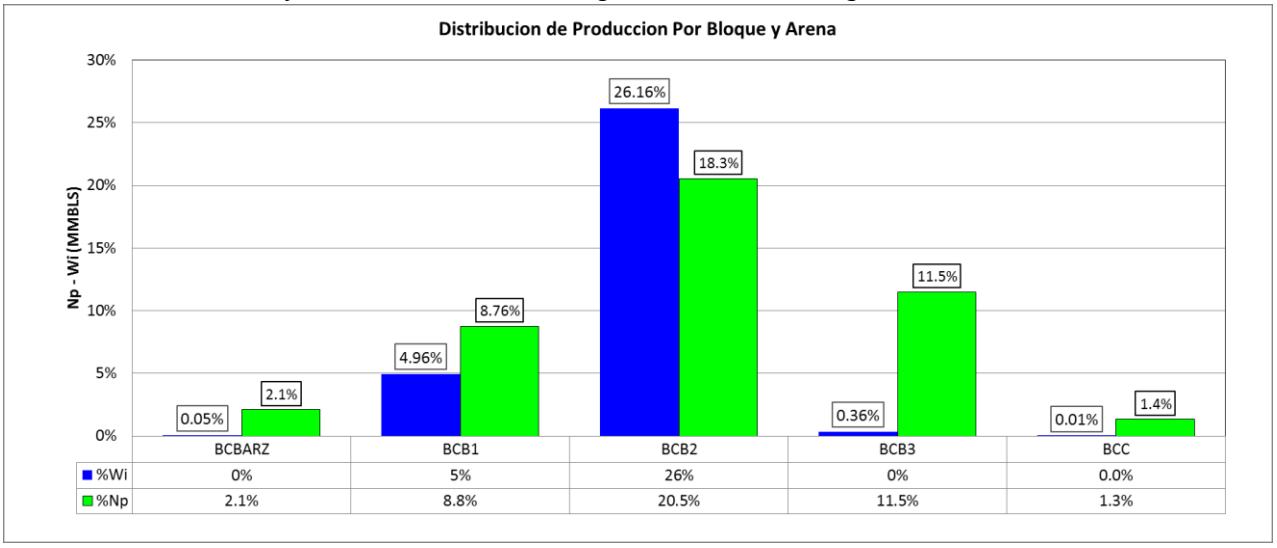
5.2.7 Distribución de producción por arenas

Tabla 15. Cuadro resumen por arenas del bloque BC (millones de barriles).

Arena	OOIP	NP	W.I.
BARZ	0	2,4	0,0
B1	60	9,9	16,7
B2	46	23,3	89,7
B3	40	13,0	1,3
C	15	1,5	0,0
Sub Total:	**161,0**	**50,1**	**107,7**
% Total Campo	37%	44%	32%

Fuente: Autores

Gráfica 15. Distribución de producción del bloque BC.



Fuente: Autores

La arena B1 ha producido el 8.8% de la producción de aceite, se ha inyectado el 4.96% de la inyección de agua del campo siendo el 17% del volumen de agua estimado y tiene un factor de recobro del 17%.

La arena B2 ha producido el 20.5% de la producción de aceite, se ha inyectado el 26.16% de la inyección de agua del campo excediendo en 18% del volumen de agua estimado y tiene un factor de recobro del 51%.

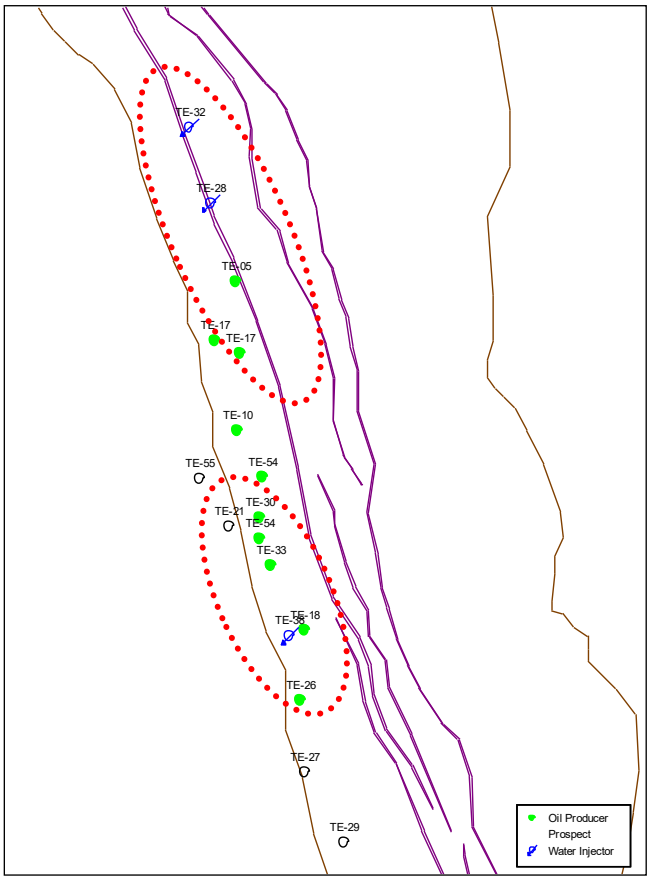
La arena B3 ha producido el 11.5% de la producción de aceite, se ha inyectado el 0.36% de la inyección de agua del campo siendo el 1.17% del volumen de agua estimado y tiene un factor de recobro del 33%.

La arena C ha producido el 1.3% de la producción de aceite sin embargo se ha inyectado 0.01% de la inyección de agua del campo y tiene un factor de recobro del 10%.

5.3 Bloque D

La producción de este bloque inició en el año 1972 con el pozo Tello 5. Este bloque comparte sus inyectores de la parte norte con el bloque C.

Figura 21. Bloque D.

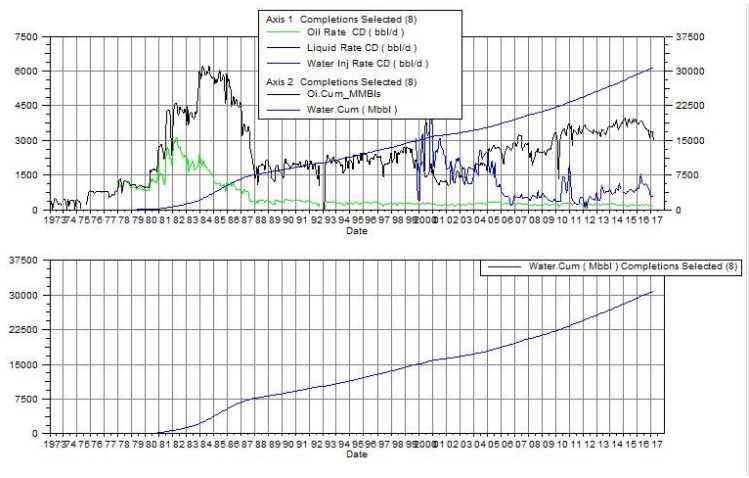


Fuente: Autores

En la parte superior del bloque están los inyectores Tello 28 y 32 y posee 3 pozos productores.

El llenado (fillup) para el área se alcanzó aproximadamente 2 meses después de haber inyectado 0,194 Mbbl de agua en Diciembre de 1999.

Gráfica 16. Comportamiento Inyección – producción del bloque D.

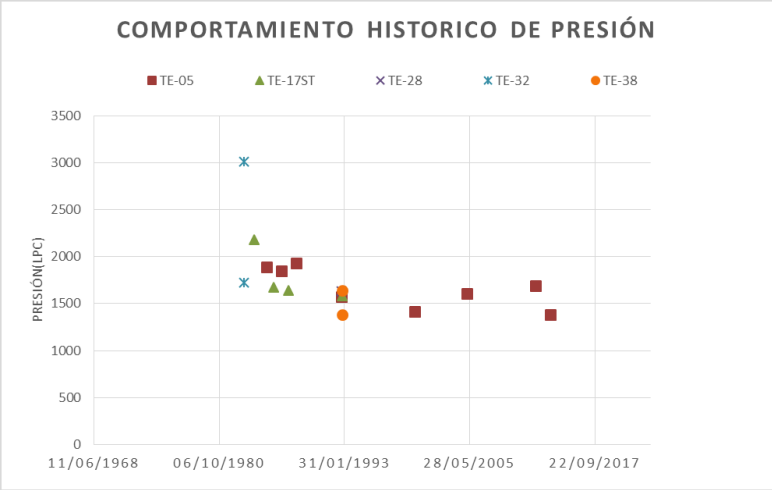


Fuente: Autores

5.3.1 Evaluación de presiones

La presión en este bloque se mantiene en 1600 psi, El soporte de presión dado por la inyección lo realiza el pozo inyector Tello-23 ubicado en la lámina BC.

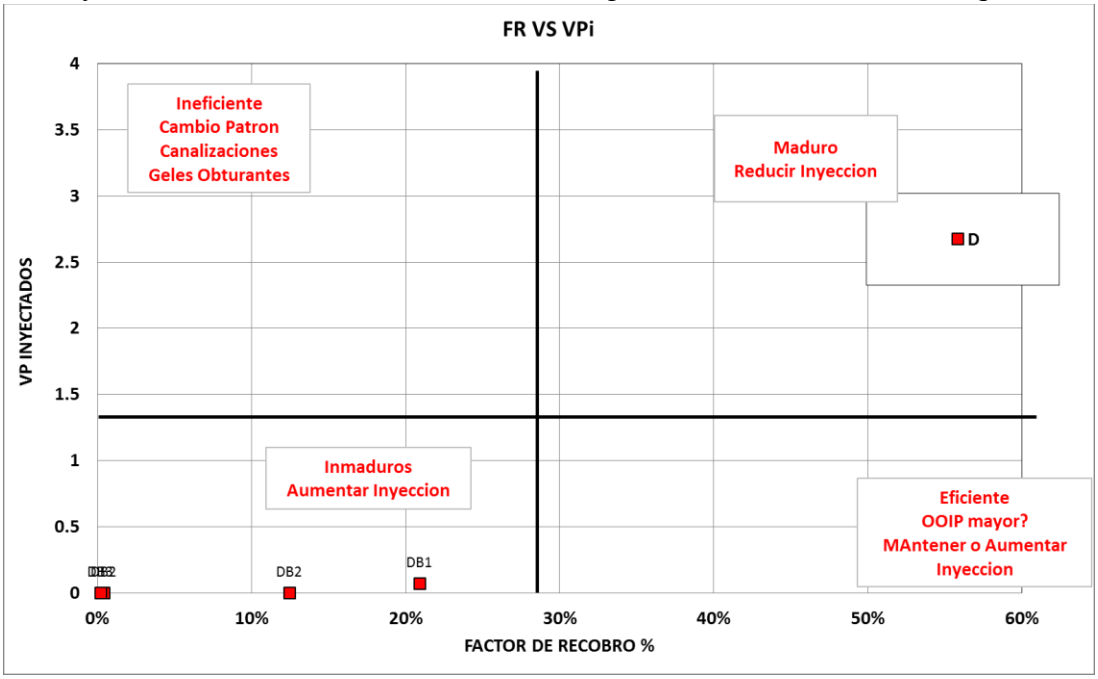
Gráfica 17. Comportamiento histórico de presión Bloque "D". Campo Tello.



Fuente: Autores

5.3.2 Factor de recobro

Gráfica 18. Factor de Recobro Vs Volumen poroso de las arenas del bloque D.



Fuente: Autores

- La arena B1 del bloque D de acuerdo con el balance tiene un factor de recobro de 21%, Se han inyectado 0.07 volúmenes porosos por los pozos Tello 28 y 32. Se requiere aumentar la inyección.
- La arena B2 tiene un factor de recobro de 12%, no se ha inyectado por esta arena.
- La arena B3 no ha producido por este bloque.
- La arena C no ha producido en este bloque.

5.3.3 Arenas abiertas

El bloque BC posee las siguientes arenas abiertas según el cañoneo de cada uno de los respectivos pozos.

Tabla 16. Arenas abiertas para el bloque D.

Bloque D						
Arenas	TE-28	TE-32	TE-05	TE-10	TE-13	TE-17ST
B1						
B2						
B3						
C						

Fuente: Autores

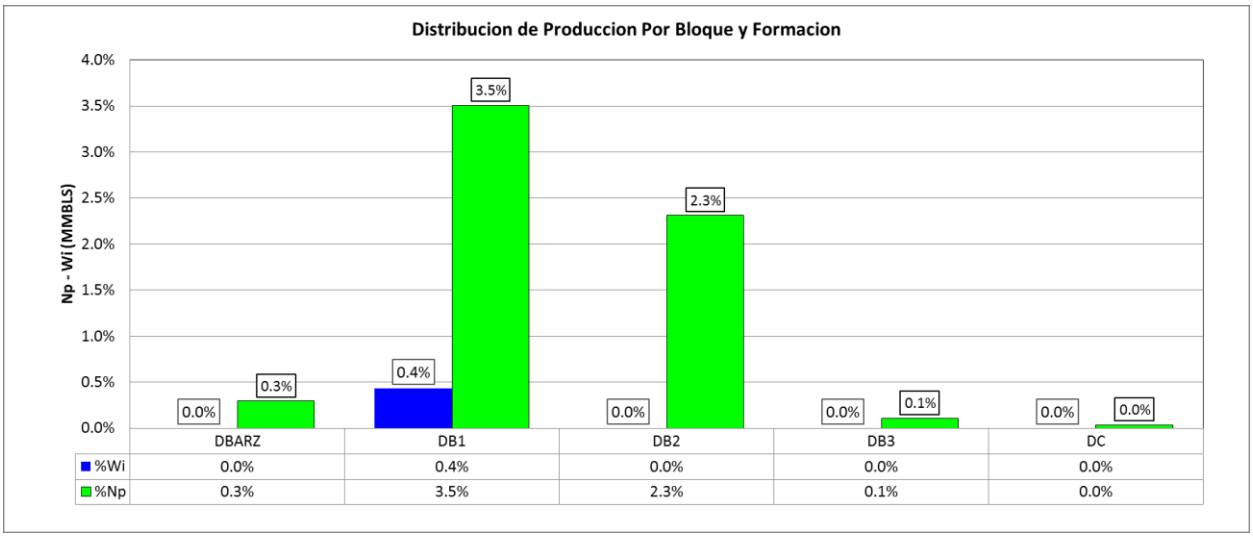
5.3.4 Distribución de producción por arenas

Tabla 17. Cuadro resumen por arenas del bloque D (millones de barriles).

Arena	OOIP	NP	W.I.
BARZ	0	0,3	0,0
B1	19	4,0	1,4
B2	21	2,6	0,0
B3	29	0,1	0,0
C	17	0,0	0,0
Sub Total:	**86,0**	**7,1**	**1,4**
% Total Campo	20%	6%	0,4%

Fuente: Autores

Gráfica 19. Distribución de producción del bloque D.



Fuente: Autores

La arena Barzalosa ha producido el 0.3% de la producción de aceite del campo y no se ha inyectado en esta. Tiene un factor de recobro del 10%.

La arena B1 ha producido el 3.5% de la producción de aceite, se ha inyectado el 0.4% de el volumen de inyección del campo siendo el 5% del volumen de agua estimada y tiene un factor de recobro del 21%.

La arena B2 ha producido el 2.3% de la producción de aceite del campo, no se ha inyectado en esta y tiene un factor de recobro del 12%.

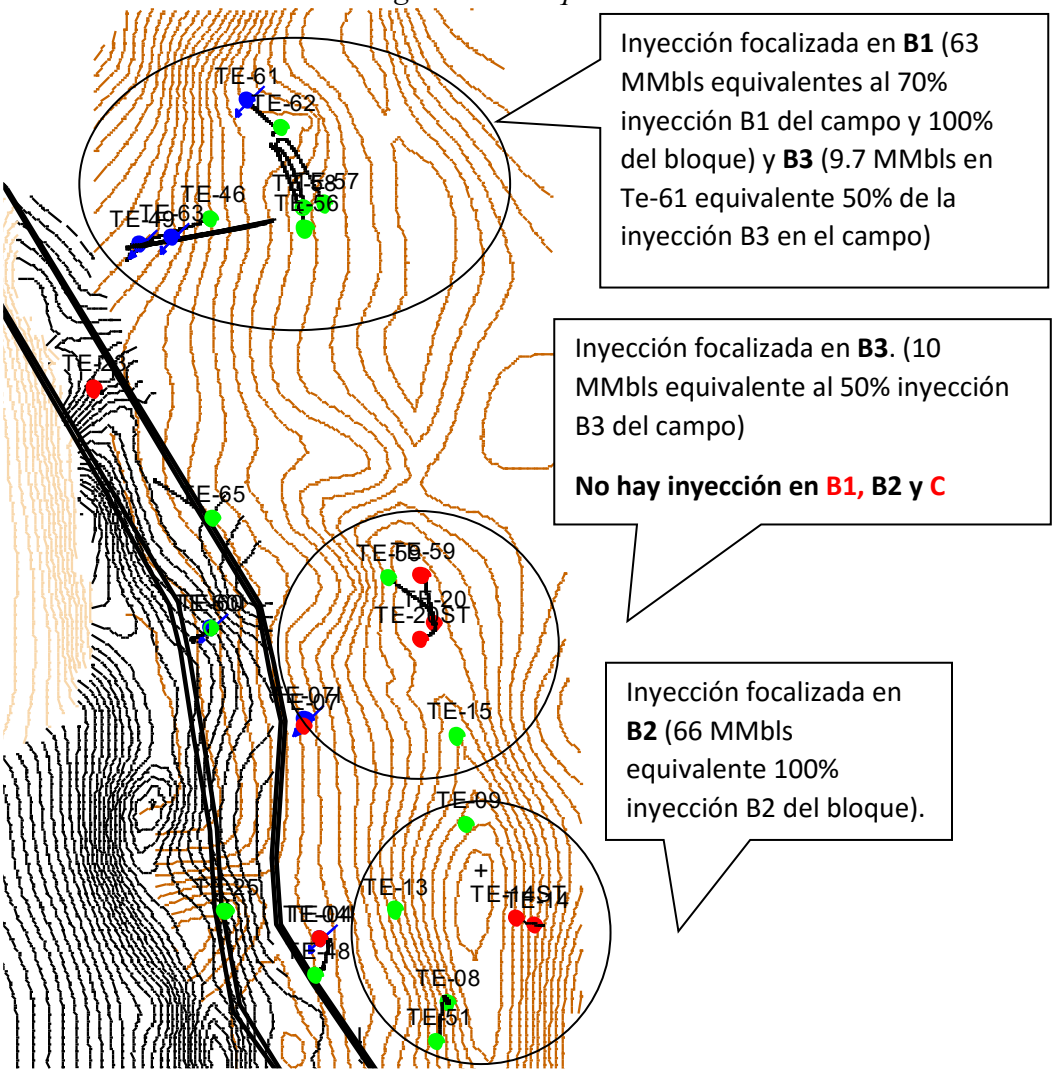
Las arenas B3 y C no han tenido un desarrollo significativo.

6 DIAGNOSTICO PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

6.1 Bloque A

El bloque A es donde se ha inyectado la mayor cantidad del agua del campo. Pero no ha sido distribuida adecuadamente. Por ejemplo solo se ha inyectado en B1 en Tello-61, en la parte norte del campo, con un acumulado de 63 MMbbls. La parte centro y sur no tiene inyección en B1 aunque tiene las mayores reservas del campo. En B2 solo se inyecta en la parte sur en Tello-4 con un acumulado de 66 MMbls y no se inyecta en B2 en el centro y el norte.

Figura 22. Bloque A



Fuente: Autores

Sector Norte: Se han inyectado 63 MMbls en B1 (alto ciclaje). No se ha inyectado en B2. Gran diferencia entre agua producida acumulada y agua inyectada acumulada (acuífero activo), Tello 61 ha inyectado en B3 (100%), y no se tiene abierto B3 en los pozos cercanos.

- Oportunidad: Instalar Sarta de inyección selectiva en Tello-61 buscando inyectar por B1, B2 Y C, restringir inyección de B3; y en Tello-49 buscar inyectar por B2, B3 Y C, chocar inyección de B1 . Estado mecánico apropiado para estos cambios.

Sector Centro: la inyección está dominada por Tello-7 en B3 con efecto directo en Tello-15.

- Oportunidad: Instalar choques regulados para reducir inyección de Tello-7 en B3 ya que se encuentra canalizado por esta zona, y forzar la inyección en B1 donde se encuentran las mayores reservas del campo.

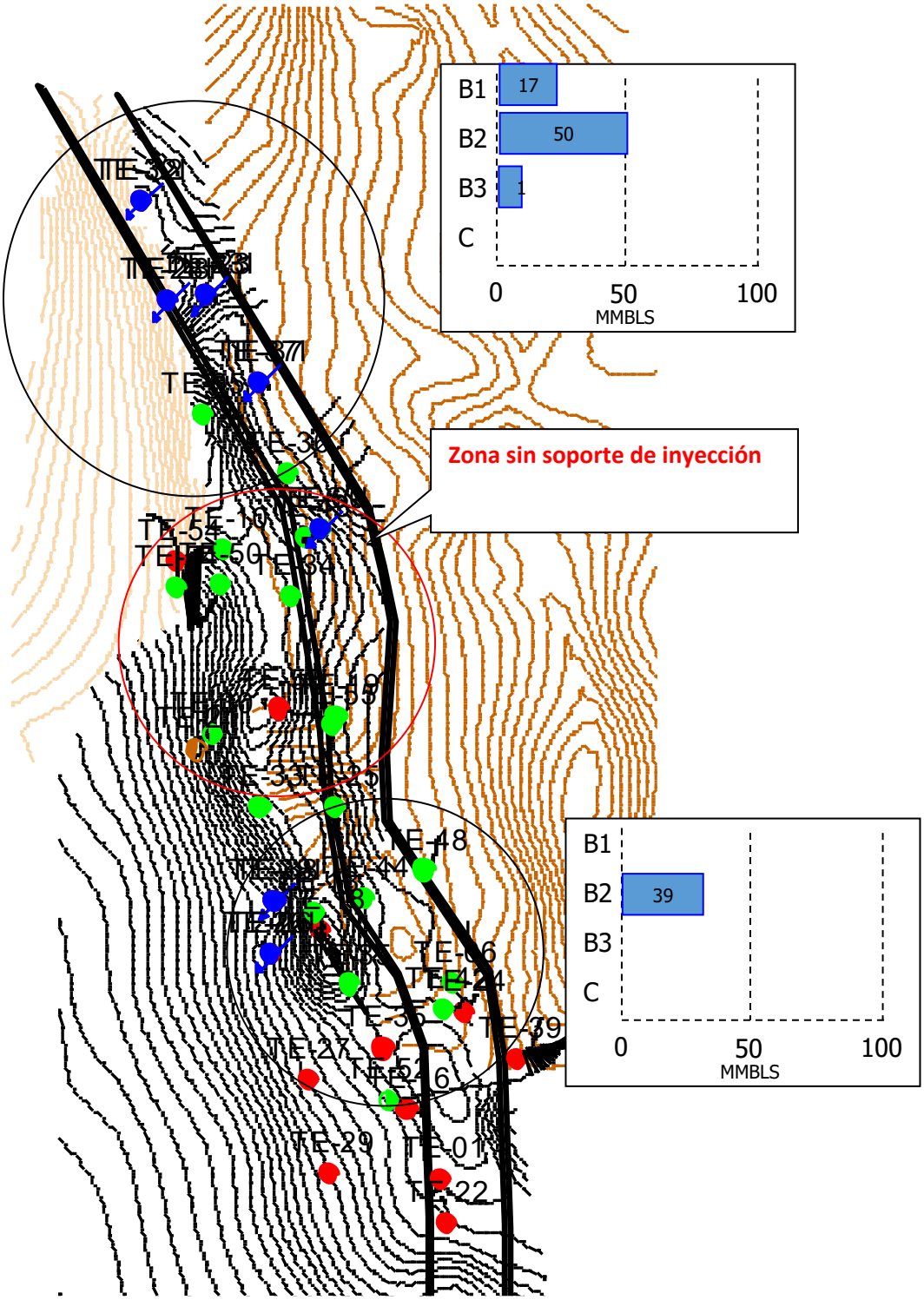
Sector Sur: La inyección está focalizada en Tello 4 por B1 (sin embargo la canalización está entre las arenas B1 y B2). Tello 04 afecta principalmente a Tello 8, 12, 13 y 51. B2 con mayor recobro por propiedades petrofísicas.

Oportunidad: inyectar en las arenas B2 y C, cambiar perfiles de inyección de Tello-4. Los factores de recobro de B2 son altos aparentemente, sin embargo el mayor drenaje ha sido por B1 debido a inyección de Tello 4.

6.2 Bloque BC

El bloque BC tiene un OOIP de 161 millones de barriles, correspondiente al 37% del campo. A diciembre de 2016 se han inyectado 107.7 millones de barriles de agua, equivalente al 32% del total inyectado.

Figura 23. Bloque BC



Fuente: Autores

Sector Norte: Se han inyectado 17 MMbbls en B1 sin embargo el volumen de agua esperado es de 90 MMbbls y se ha alcanzado un factor de recobro del 17%, quedando 20MMbbls de aceite recuperables, 50 MMbbls en B2 y 1 MMbbls en B3 con un factor de recobro del 33%.

Oportunidad: Aumentar la inyección en la arena B1 para producir el aceite recuperable y aumentar el factor de recobro que actualmente es bajo, inyectar en C ya que esta arena tiene 1.6MMBBls de aceite recuperables los cuales pueden ser producidos con la inyección.

Sector Centro: En este sector se tiene una presión de yacimiento baja y presenta bajo aporte de fluidos. No se evidencia la influencia de la inyección de agua en los pozos productores.

Oportunidad: Dar soporte con inyección de agua, conversión de pozos productores a inyectores.

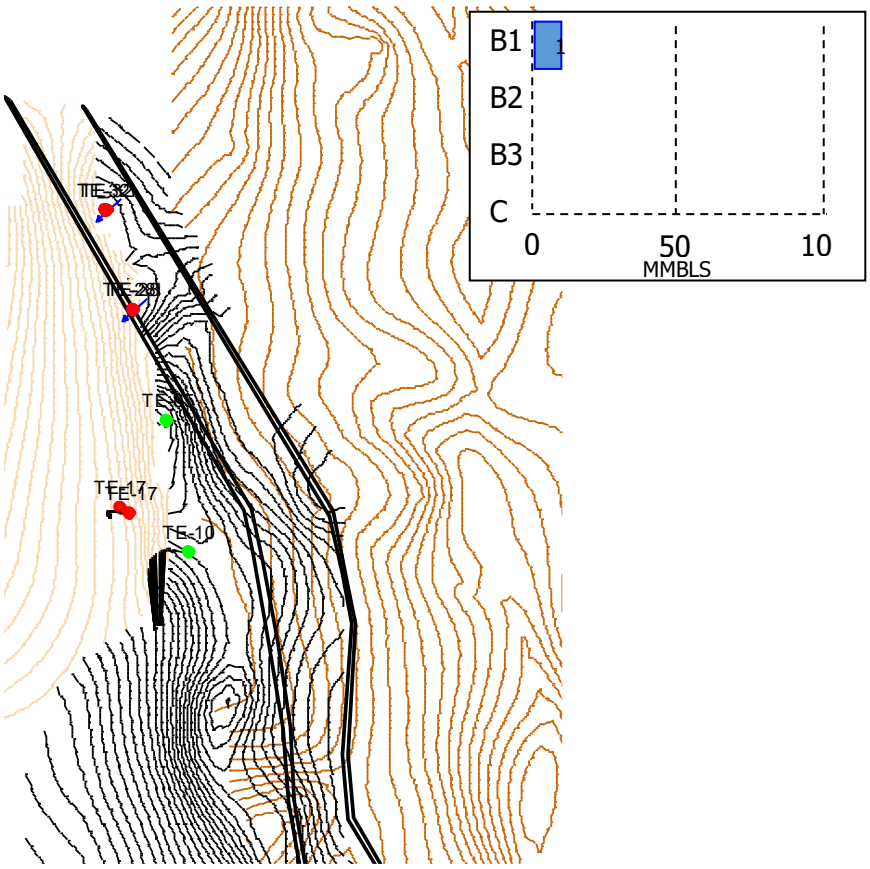
Sector Sur: Se han inyectado 39 MMbbls en B2. Se evidencia buena respuesta de la inyección de Tello 52 en Tello 6, 18A, 35A y 44, mientras que la inyección de Tello 26 y 38 no ejercen influencia marcada sobre los pozos del sector debido a canalización en el intervalo 8050-8070'.

Oportunidad: Mejorar perfiles de inyección mediante sartas selectivas de los pozos Tello 26 y 38 para dar soporte a los productores.

6.3 Bloque D

El bloque D tiene un OOIP de 86 millones de barriles, correspondiente al 37% del campo. A diciembre de 2016 se ha inyectado 1.4 millones de barriles de agua, equivalente al 0.4 % del total inyectado.

Figura 24. Bloque D



Fuente: Autores

Se han inyectado 1.4 MMbls en B1, solo se ha drenado el bloque por Tello 5 y sus reservas remanentes son de 22.45 MMBbls. El soporte de inyección probablemente lo realiza Tello 23 ubicado en el bloque BC.

Oportunidad: Aumentar drenaje con nuevos pozos ya que las reservas remanentes son altas, abrir y estimular la arena B1en el pozo Tello-5 y soportar la inyección en este bloque con nuevos pozos inyectores o convirtiendo pozos productores.

7 POZOS PRODUCTORES

Tabla 18. Consolidado de pozos productores

Análisis pozos productores				
Pozo	Bloque	Arenas expuestas	Influencia	Recomendaciones
TE- 5	D	B1	TE-23	Reapertura y estimulación del intervalo 7518-7546' (buenas propiedades según registros).Reactivar las arenas B2 y B3.
TE- 6	A	B1-B2	TE-26	Reactivar intervalos del bloque A y evaluar apertura de la arena B3 donde inyecta Tello 7.
TE- 8	A	B1-B2	TE-4,7	Reactivar y hacer estimulación en las arenas B1 y B2. Evaluar el desarrollo de la arena B3.
TE- 9	A	B1-B2	TE-4,7	Recañoneo en 7888-7896 por baja penetración 2 tpp y 2 ¼", drenar zonas inferiores de la arena B2, presenta buena resistividad pero no produce.
TE- 10	D	B1		Drenar por las arenas B2 , B3 y soportar la presión con inyección.
TE- 12	A	B1-B2-B3	TE-4,7	Estimulación a las arenas B2 y B3 usando alta divergencia. rediseñar el sistema de levantamiento (ESP) ya que esta subdimensionado.
TE- 13	A	B1	TE-4,7	Reapertura de la arena B2 , verificar conectividad de la arena B1 en Tello 13 y B2 en Tello 4, evaluar si la arena C (aislada) tiene potencial para reactivar y definir potencial de la arena B3 para cañoneo.
TE- 15	A	B1-B2-B3	TE-4,7,60	Definir intervalo en la arena B1 a cañonear, el potencial en la arena B3, y definir si se retira tapón en la arena C. recañonear intervalo 8014-8055', hacer prueba de influencia de los pozos inyectores y reducir inyección en Tello-7.
TE- 17ST	D	B2		Convertir a inyector de agua.
TE- 18A	BC	B1-B2-B3	TE-26,38	Evaluar el aporte de las arenas B3 y C. Hacer estimulación.
TE- 25	A	B1-B2-B3-C	TE-4,7,26,38	Reactivar con estimulación.
TE- 30	BC	B1-B2	TE-37,38	Perforar pozo de reemplazo.
TE- 33	BC	B1-B2-B3	TE- 37,38	Convertir a inyector si no se logra soportar con inyección.
TE- 34	BC	B1-B2-B3	TE-23,37,60	Aumentar la presión con los pozos inyectores Tello 50 y 55.
TE- 35A	BC	B2-B3-C		Evaluar efecto de la inyección de Tello 52 en este pozo.
TE- 36	BC	B1-B2-B3	TE-23,37,60	Desarrollar la arena C.
TE- 42	BC	B1-B2-B3-C	TE-26-38	Inyectar por los intervalos de la arena B3.
TE- 43	BC	B1-B2-B3	TE-23,37,60	Modificar el perfil de inyección de Tello 23 para mejorar la eficiencia de barrido en las arenas B1 y B3.
TE- 44	BC	B1-B2-B3	TE-26	convertir a inyector sino se logra soportar la presión con pozos inyectores.
TE- 46	A	B1-B2	TE-49ST,61,63	Evaluar cañoneo de las arenas B3, C y Barzalosa y confirmar la conectividad que pueda existir con los inyectores
TE- 50	BC	B1-B2-B3	TE-23,28,32,37	Ccnvertir a pozo inyector debido a problemas mecánicos.
TE- 51	A	B1-B2-B3	TE-4,7	Apertura de la arena Barzalosa.
TE- 54ST	BC	Barzalosa	TE-37,38,60	Habilitar arenas B1 y C .
TE- 55ST	BC	B2-B3		Identificar nuevos cañoneos en arena Barzalosa o definir utilidad como pozo inyector.
TE- 56	A	B1-B2	TE-49ST,61,63	Definir intervalos a cañonear en las arenas B3 y C.
TE- 57	A	B1-B2-B3	TE-49ST,61,64	Verificar información permeabilidad en B2; ya qye no corresponde con las condiciones de inyección del sector.
TE- 59ST	A	B1-B2-B3	TE-7,49,60,61	Desarenar el intervalo de la arena C .
TE- 62	A	Barzalosa	TE-49,63	Habilitar la arena B1 moliendo tapón e identificar intervalos a cañonear en B2.
TE- 65	A	B1-B2	TE-60	Estimulación y definir cañoneo en Arenas Barzalosa, B3 y C. Pozo candidato a convertir en inyector si no se logra soportar con pozos inyectores.

Fuente: Autores

7.1 Tello 5

Bloque: D

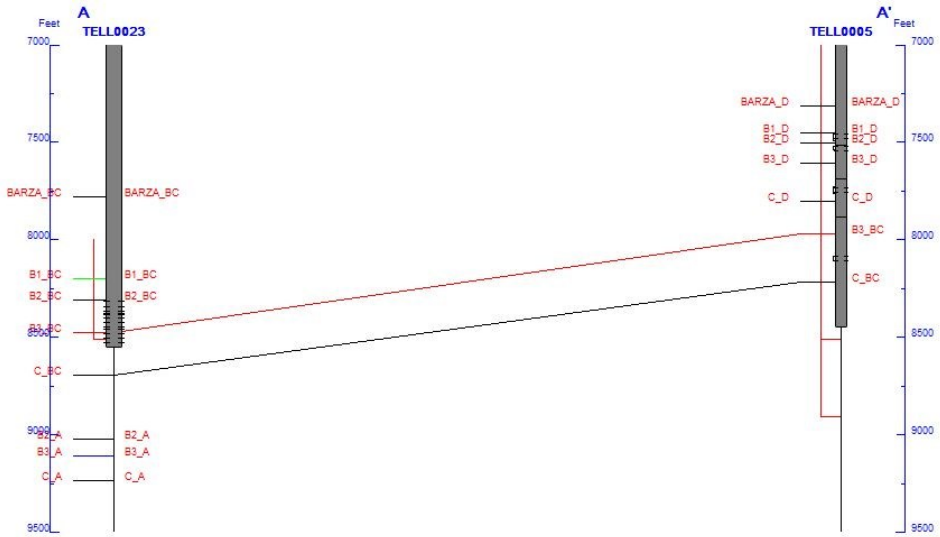
Inicio de producción: 01/1973

Estado: Activo.

Influencias

El pozo Tello 5 se encuentra influenciado por el inyector Tello 23, produce por la arena B1.

Figura 25. Influencias Tello 5



Fuente: Autores

Análisis

Este pozo es afectado por Tello 23, el cual ha inyectado mayormente en la arena B1.Se recomienda reapertura y estimulación del intervalo 7518-7546’ (buenas propiedades según registros).Reactivar las arenas B2 y B3.

7.2 Tello 6

Bloque: A

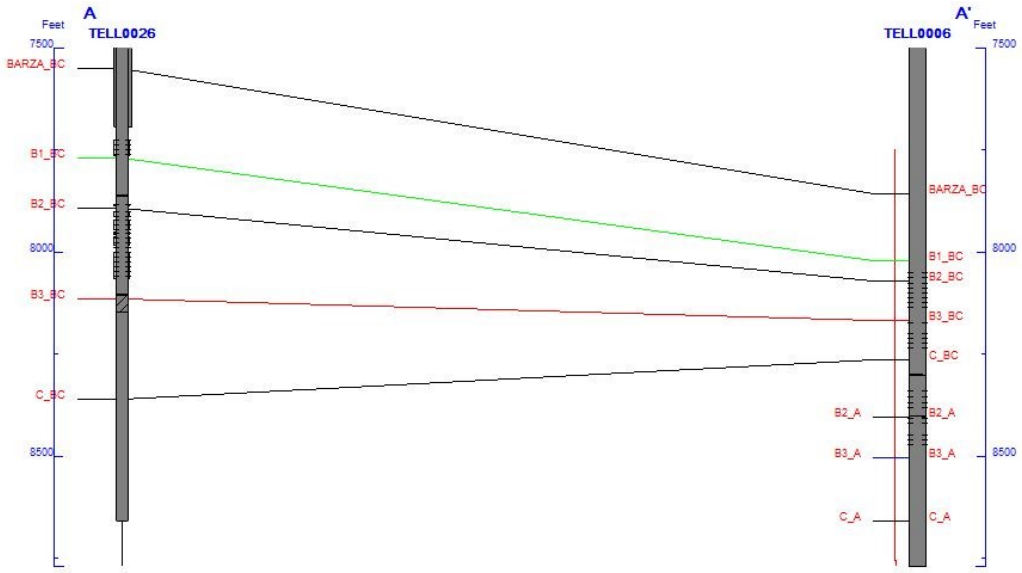
Inicio de producción: 2/1998

Estado: activo

Influencias

El pozo Tello 6 está influenciado por el inyector Tello 26, aislado en las arenas B1 (BSW 20%) y B2 (BSW 12%).

Figura 26. Influencias Tello 6



Fuente: Autores

Análisis

Se recomienda reactivar intervalos del bloque A y evaluar apertura de la arena B3 donde inyecta Tello 7.

7.3 Tello 8

Bloque: A

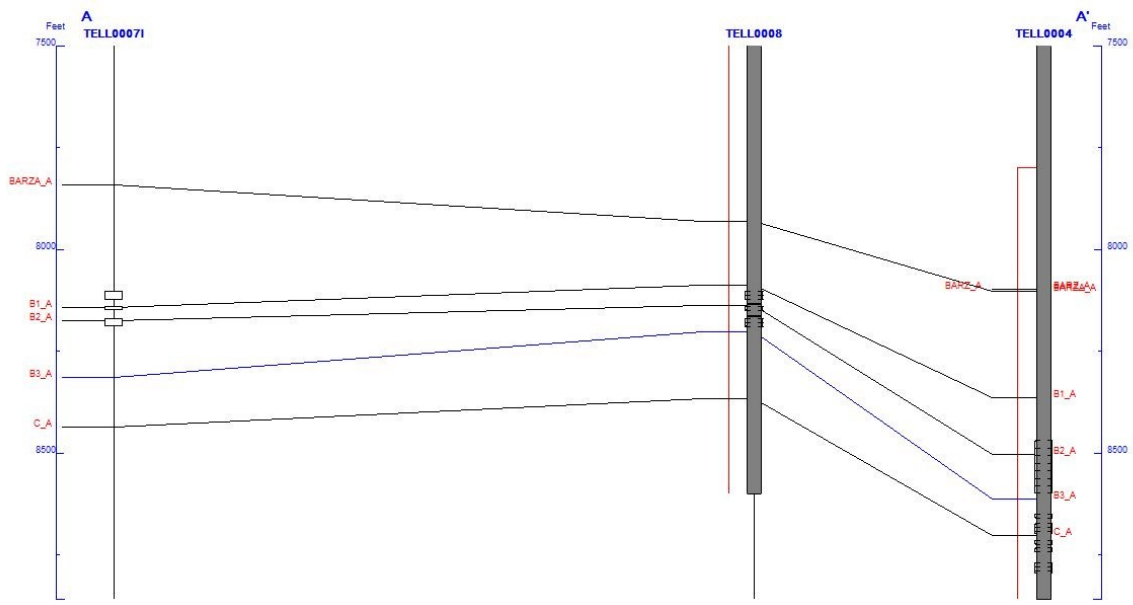
Inicio de producción: 02/1977

Estado: desinstalado

Influencias

El pozo Tello 8 está influenciado por los inyectores Tello 4 y 7 y produce 63% por la arena B1 y 37% por B2.

Figura 27.Influencias Tello 8



Fuente: Autores

Análisis

Es un posible candidato a reactivación y estimulación en las arenas B1 y B2.se recomienda evaluar el desarrollo de la arena B3 debido a que hay una zona en la parte superior de la arena, apropiada para cañonear.

7.4 Tello 9

Bloque: A

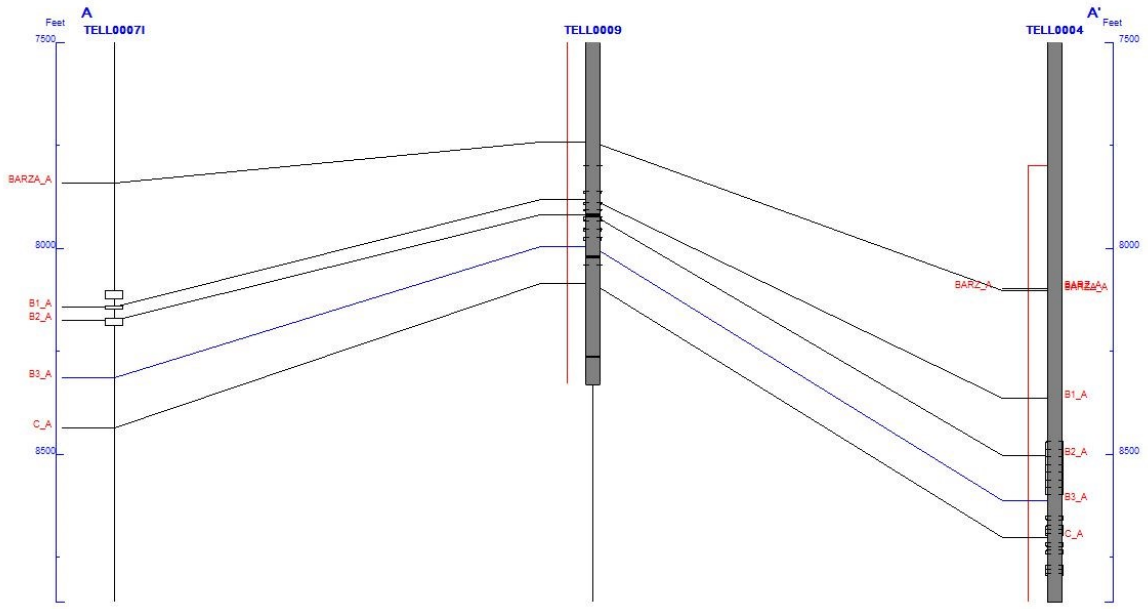
Inicio de producción: 02/1998

Estado: activo

Influencias

El pozo Tello 9 está influenciado por los inyectores Tello 4 y 7 y produce 38% por la arena B1, 52% por B2 y 10% por Barzalosa.

Figura 28. Influencias Tello 9



Fuente: Autores

Análisis

Evaluar recañoneo en 7888-7896 por baja penetración 2 tpp y 2 ¼", drenar zonas inferiores de la arena B2, presenta buena resistividad pero no produce.

7.5 Tello 10

Bloque: D

Inicio de producción: 02/1978

Influencias

El pozo Tello 10 no se encuentra influenciado por el efecto de la inyección, produce por la arena B1.

Análisis

Se recomienda drenar por las arenas B2 y B3 y soportar la presión con inyección, no se presenta gráfico debido que no está influenciado por la inyección.

7.6 Tello 12

Bloque: A

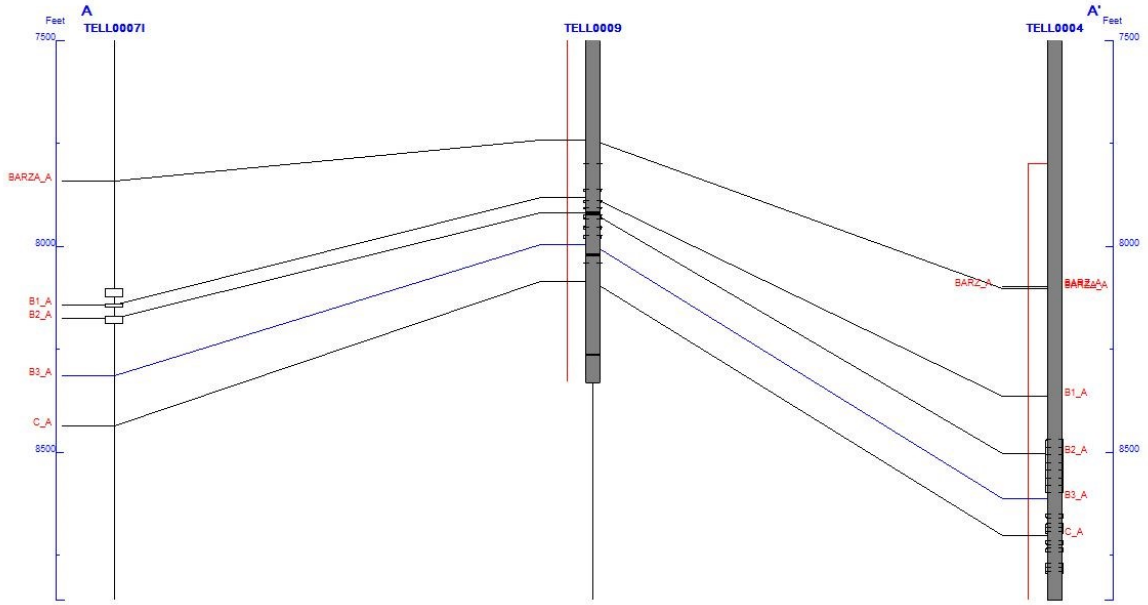
Inicio de producción: 09/1979

Estado: activo

Influencias

El pozo Tello 12 está influenciado por los inyectores Tello 4 y 7 y produce 96% por la arena B1, 1% por B2 y 3% por B3.

Figura 29. Influencias Tello 12



Fuente: Autores

Análisis

Evaluar estimulación a las arenas B2 y B3 usando alta divergencia. Se recomienda rediseñar el sistema de levantamiento (ESP) ya que esta subdimensionado.

7.7 Tello 13

Bloque: A

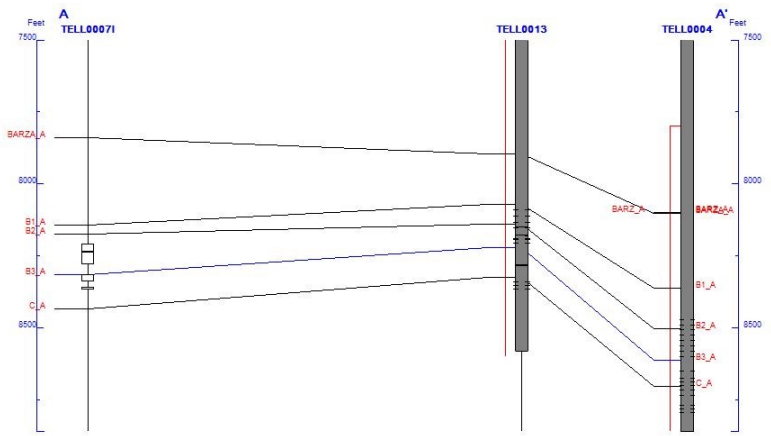
Inicio de producción: 11/1979

Estado: activo

Influencias

El pozo Tello 13 está influenciado por los inyectores Tello 4 y 7 y produce 100% por la arena B1.

Figura 30. Influencias Tello 13



Fuente: Autores

Análisis

Evaluar Reapertura de la arena B2 según respuesta de Tello 9 en esta arena, verificar conectividad de la arena B1 en Tello 13 y B2 en Tello 4, evaluar si la arena C (aislada) tiene potencial para reactivar y definir potencial de la arena B3 para cañoneo.

7.8 Tello 15

Bloque: A

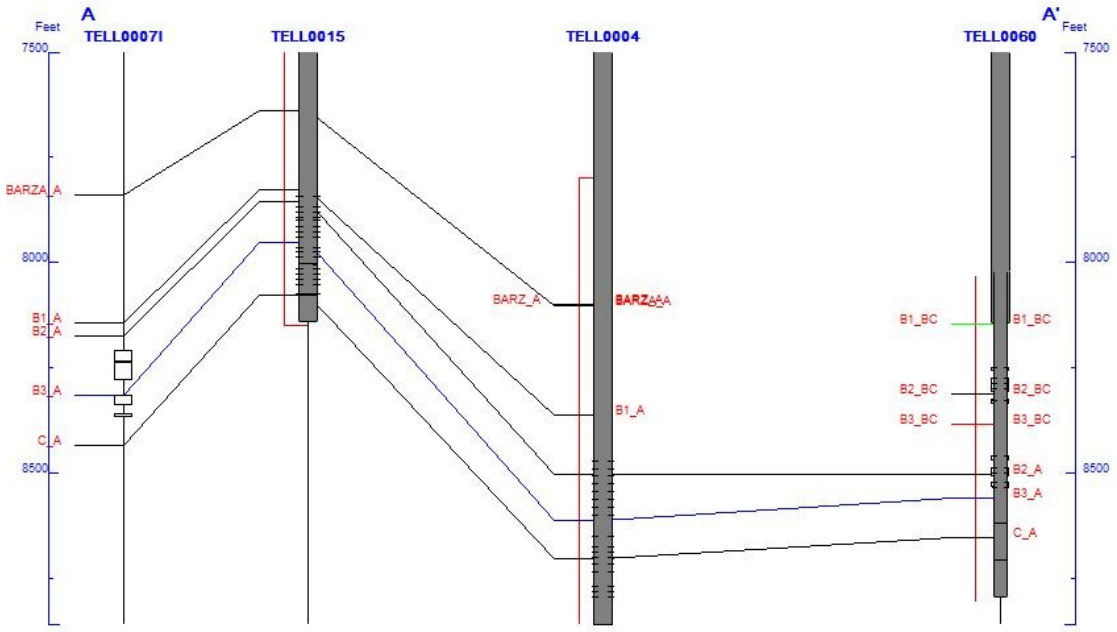
Inicio de producción: 06/1980

Estado: activo

Influencias

El pozo Tello 15 está influenciado por los inyectores Tello 4, 7 y 60; produce 6% por la arena B1, 44% por B2 y 50% por B3.

Figura 31. Influencias Tello 15



Fuente: Autores

Análisis

Definir intervalo en la arena B1 a cañonear, el potencial en la arena B3, y definir si se retira tapón en la arena C. recañonear intervalo 8014-8055', hacer prueba de influencia de los pozos inyectores y reducir inyección en Tello-7.

7.9 Tello 17ST

Bloque: D

Inicio de producción: 02/1998

Estado: abandonado

Influencias

Este pozo no se encuentra influenciado por efecto de la inyección, produce por la arena B2.

Análisis

Abandonado en 2006 por bajo potencial, evaluar como inyector de agua, , no se presenta gráfico debido que no está influenciado por la inyección.

7.10 Tello 18A

Bloque: BC

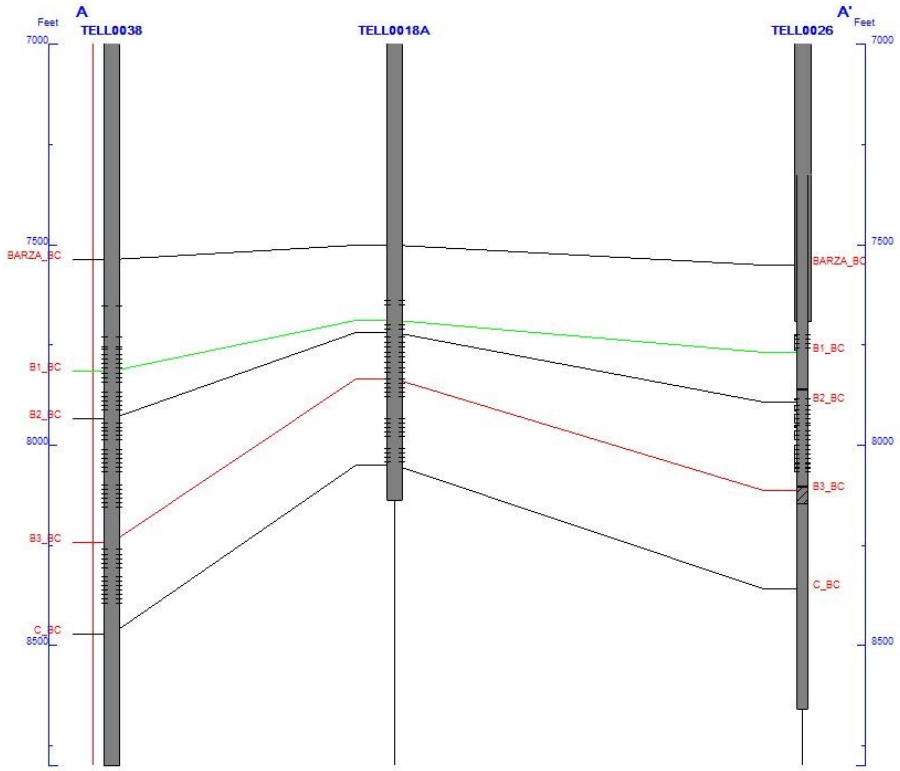
Inicio de producción: 05/1998

Estado: activo

Influencias

El pozo Tello 18A está influenciado por los inyectores Tello 26 y 38, produce por las arenas B1, B2 y B3.

Figura 32. Influencias Tello 18A



Fuente: Autores

Análisis

Se debe evaluar el aporte de las arenas B3 y C. Se recomienda hacer estimulación.

7.11 Tello 25

Bloque: A

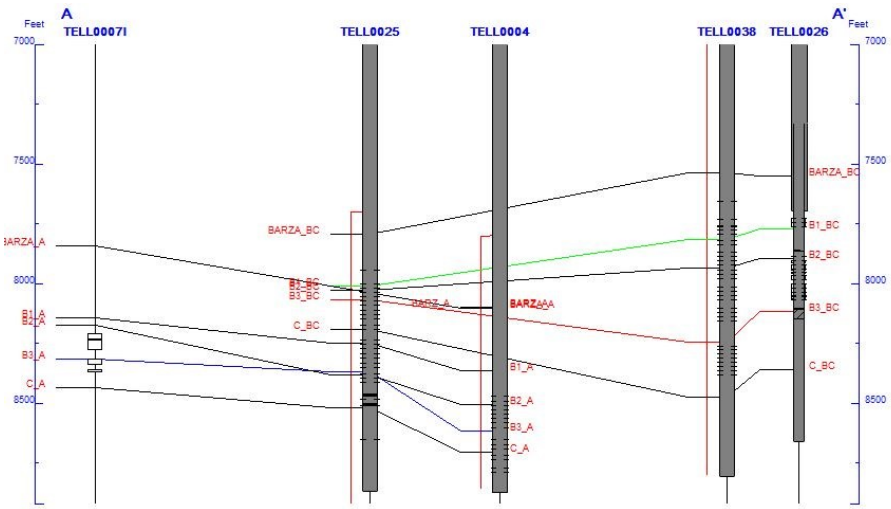
Inicio de producción: 08/1981

Estado: Cerrado temporalmente

Influencias

El pozo Tello 25 está influenciado por los inyectores Tello 4, 7, 26 y 38, aislado en 8480-8388’ (BSW 40%).

Figura 33. Influencia Tello 25



Fuente: Autores

Análisis

Cerrado temporalmente desde agosto del 2015, tiene alta declinación y poca producción de agua. Es un candidato a reactivar con estimulación.

7.12 Tello 30

Bloque: BC

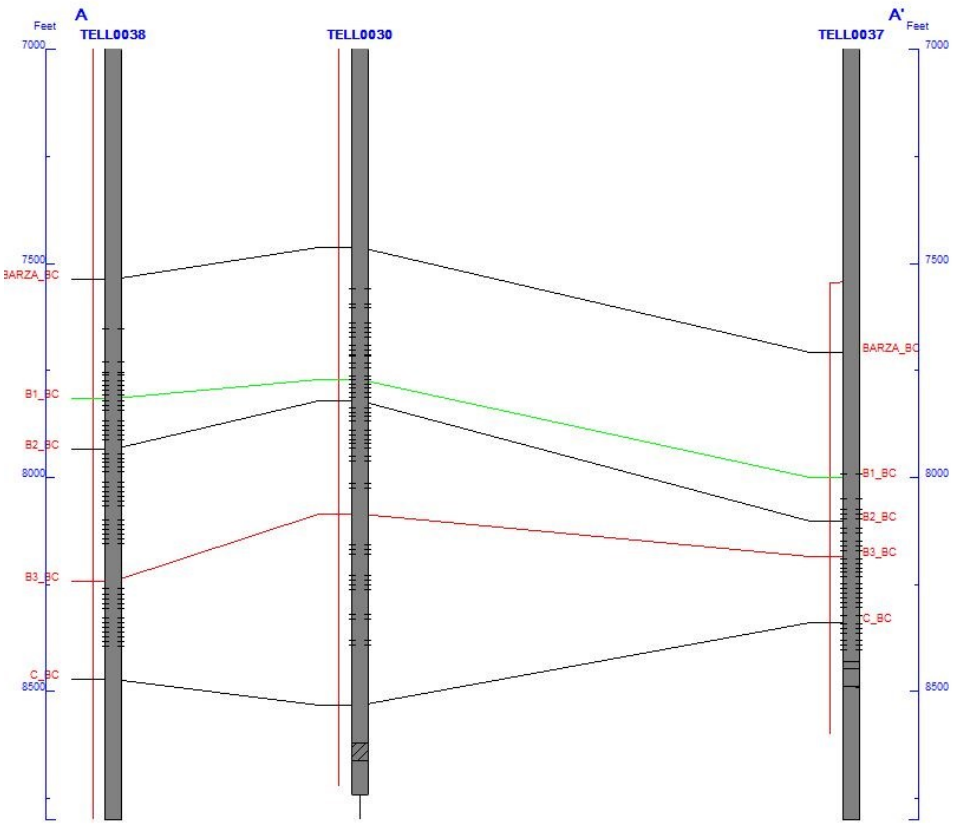
Inicio de producción: 08/1981

Estado: activo

Influencias

El pozo Tello 30 está influenciado por los inyectores Tello 37 y 38, produce por las arenas Barzalosa, B1 y B2.

Figura 34. Influencias Tello 30



Fuente: Autores

Análisis

Pozo con bajo aporte de fluidos, sin soporte de presión y alta declinación. Se recomienda pozo de reemplazo.

7.13 Tello 33

Bloque: BC

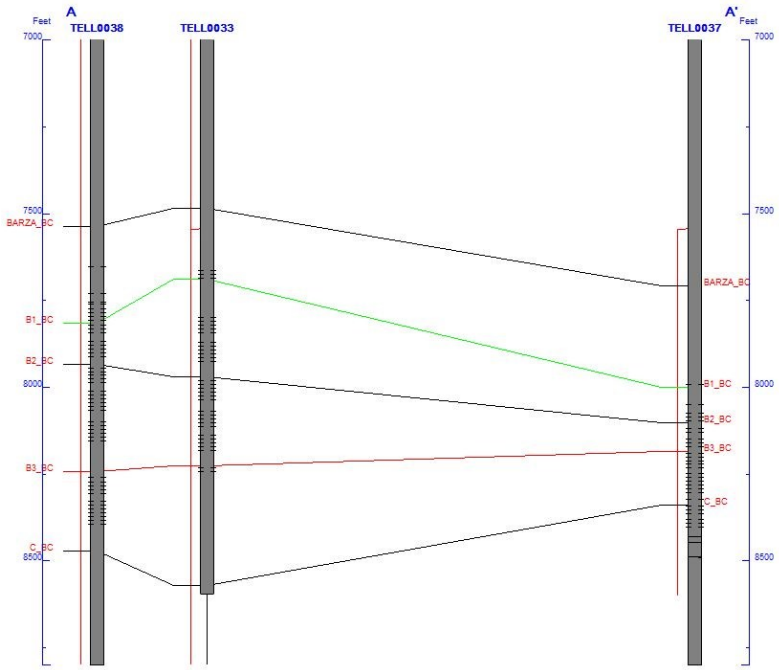
Inicio de producción: 01/1982

Estado: activo

Influencias

El pozo Tello 33 está influenciado por los inyectores Tello 37 y 38, produce por las arenas Barzalosa, B1, B2 y B3.

Figura 35. Influencias Tello 33



Fuente: Autores

Análisis

Posee buenas propiedades petrofísicas en las arenas B1, B2 y B3; sin embargo no se ve soportado por el pozo inyector Tello 38. Evaluar conversión a inyector si no se logra soportar con inyección.

7.14 Tello 34

Bloque: BC

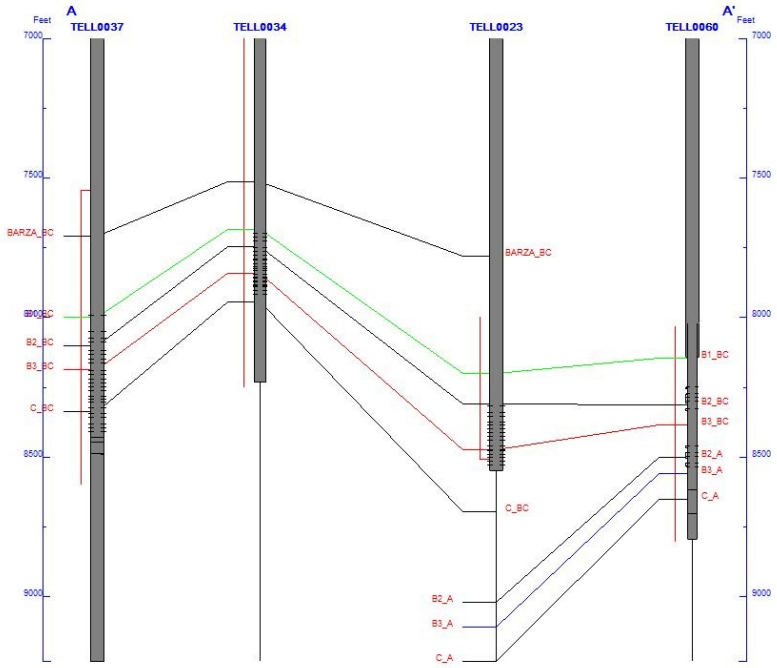
Inicio de producción: 04/1983

Estado: Activo

Influencias

El pozo Tello 34 está influenciado por los inyectores Tello 23, 37 y 60, produce por las arenas Barzalosa, B1, B2 y B3.

Figura 36. Influencias Tello 34



Fuente: Autores

Análisis

No posee soporte de presión. Aumentar la presión con los pozos inyectores Tello 50 y 55.

7.15 Tello 35A

Bloque: BC

Inicio de producción: 04/1983

Estado: Activo

Influencias

Este pozo no se encuentra influenciado por efecto de la inyección, produce por las arenas B2, B3 y C.

Análisis

Posee una alta tasa de declinación. Se recomienda evaluar efecto de la inyección de Tello 52 en este pozo, no se presenta gráfico debido que no está influenciado por la inyección.

7.16 Tello 36

Bloque: BC

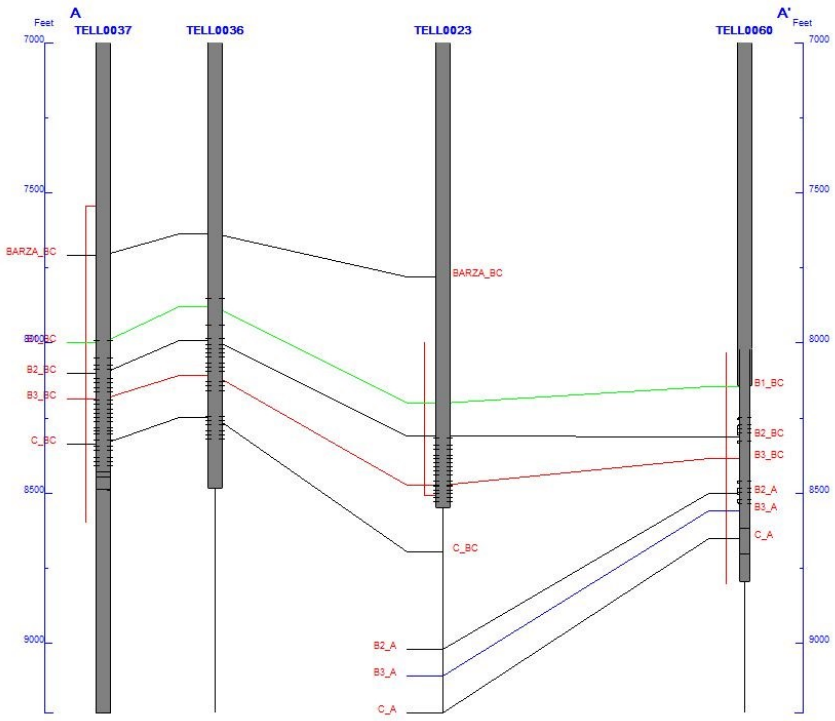
Inicio de producción: 06/1983

Estado: Activo

Influencias

El pozo Tello 36 está influenciado por los inyectores Tello 23, 37 y 60, produce por las arenas Barzalosa, B1, B2 y B3.

Figura 37. Influencias Tello 36



Fuente: Autores

Análisis

Evaluar el desarrollo de C, ya que los pozos inyectores que lo influencian inyectan por esta arena.

7.17 Tello 42

Bloque: BC

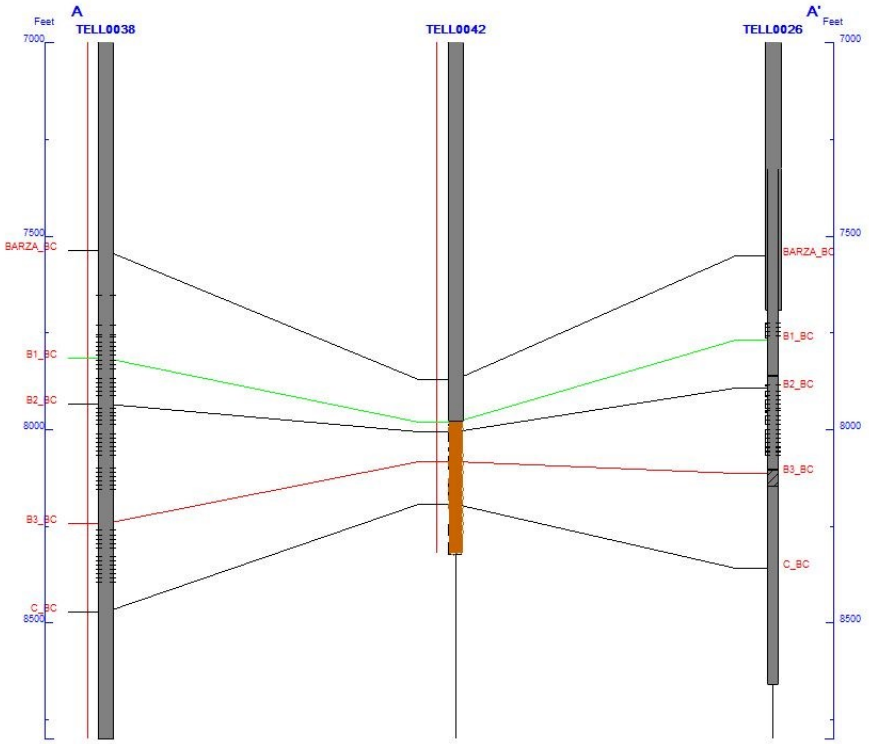
Inicio de producción: 02/1998

Estado: Activo

Influencias

El pozo Tello 42 está influenciado por los inyectores Tello 26 y 36, produce por las arenas B1, B2, B3 y C.

Figura 38. Influencias Tello 42



Fuente: Autores

Análisis

Se observó efecto de la inyección del pozo Tello 52. Y se recomienda inyectar por los intervalos de la arena B3.

7.18 Tello 43

Bloque: BC

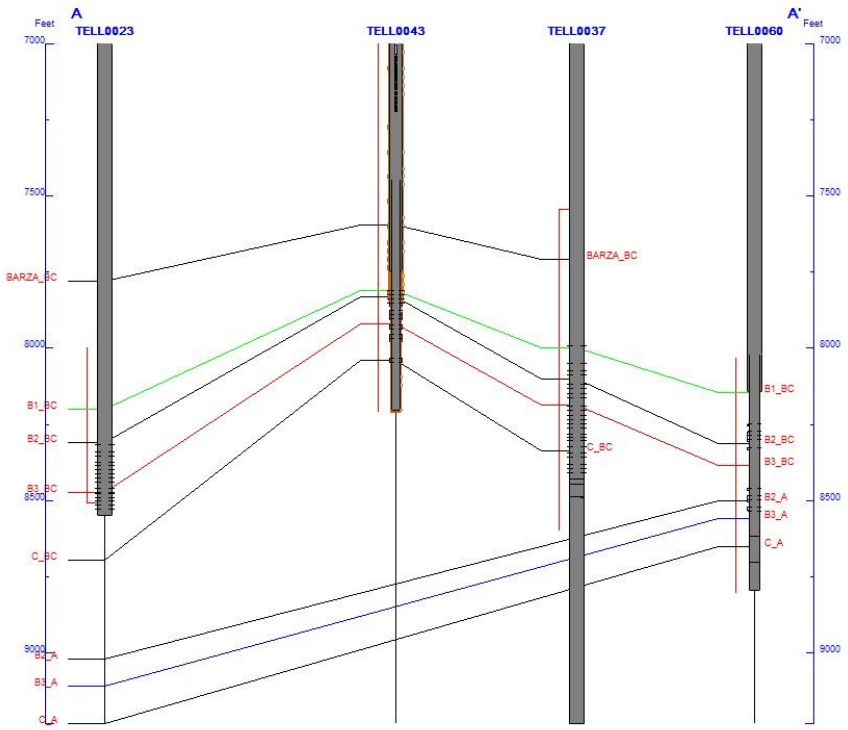
Inicio de producción: 01/1991

Estado: Activo

Influencias

El pozo Tello 43 está influenciado por los inyectores Tello 23, 37 y 60, produce por las arenas B1, B2 y B3.

Figura 39. Influencias Tello 43



Fuente: Autores

Análisis

Se debe modificar el perfil de inyección de Tello 23 para mejorar la eficiencia de barrido en las arenas B1 y B3.

7.19 Tello 44

Bloque: BC

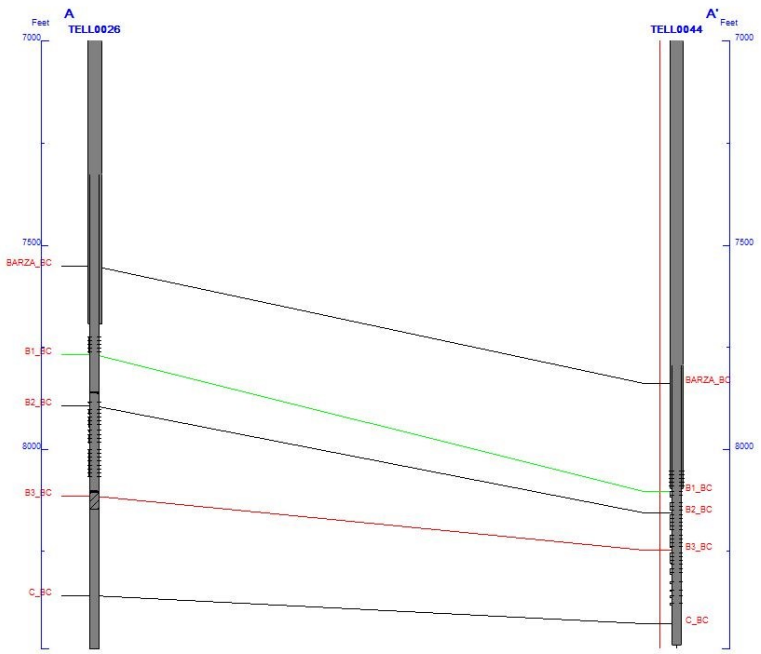
Inicio de producción: 01/1991

Estado: Activo

Influencias

El pozo Tello 44 está influenciado por el inyector Tello 26, produce por las arenas Barzalosa B1, B2 y B3.

Figura 40. Influencias Tello 44



Fuente: Autores

Análisis

En este pozo no es claro el soporte de la inyección y tiene poca producción de agua. Se recomienda evaluar conversión a inyector sino se logra soportar la presión con pozos inyectores.

7.20 Tello 46

Bloque: A

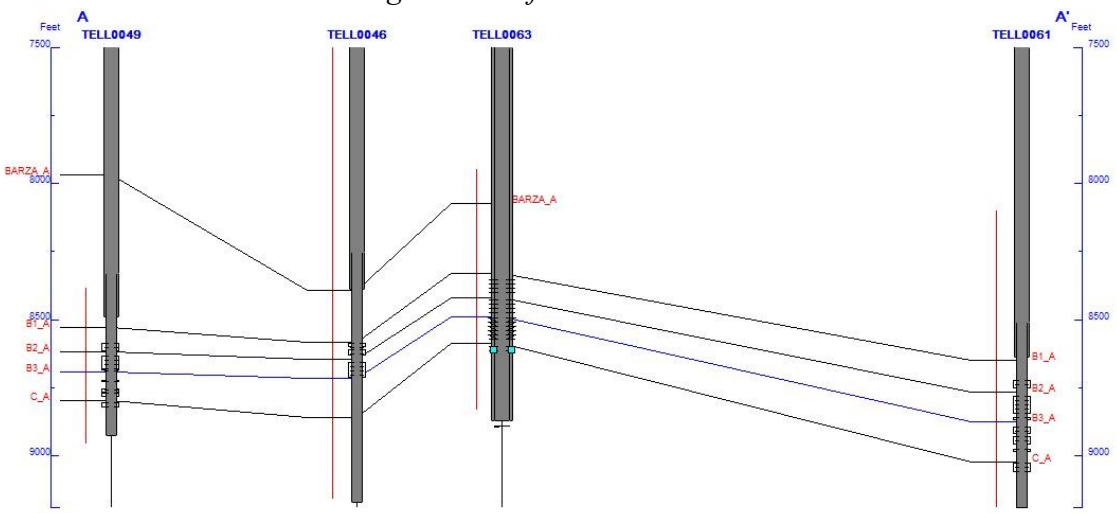
Inicio de producción: 02/1998

Estado: Activo

Influencias

El pozo está influenciado por los inyectores Tello 49ST, 61 y 63; produce el 37% por la arena B1 y 63% B2.

Figura 41. Influencias Tello 46



Fuente: Autores

Análisis

Este pozo posee las arenas B3, C y Barzalosa sin cañonear; estas arenas deben ser evaluadas y confirmar la conectividad que pueda existir con los inyectores

7.21 Tello 50

Bloque: BC

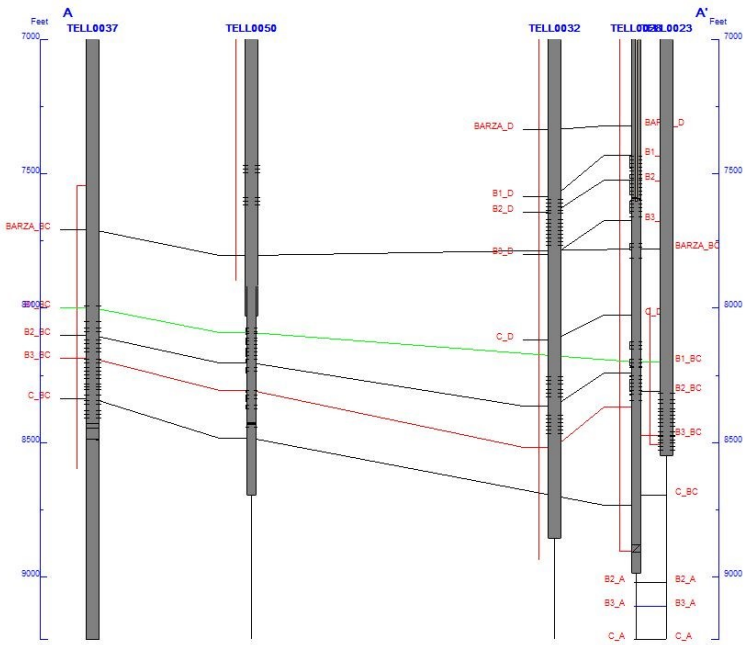
Inicio de producción: 02/1998

Estado: Activo

Influencias

El pozo Tello 50 está influenciado por los inyectores Tello 23, 28, 32 y 37, produce por las arenas Barzalosa, B1, B2 y B3.

Figura 42. Influencias Tello 50



Fuente: Autores

Análisis

La presión de este pozo es soportada por la inyección de Tello 37. Se recomienda evaluar conversión a pozo inyector debido a problemas mecánicos.

7.22 Tello 51

Bloque: A

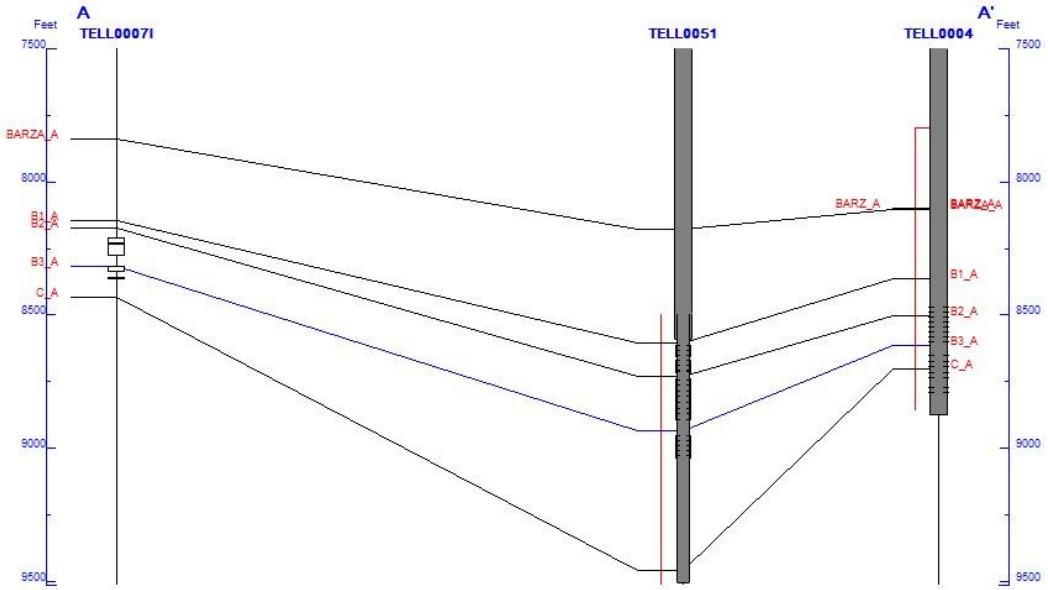
Inicio de producción: 07/1999

Estado: activo

Influencias

El pozo Tello 51 está influenciado por los inyectores Tello 4 y 7, produce 12% por la arena B1, 34% B2 y 54% B3.

Figura 43. Influencias Tello 51



Fuente: Autores

Análisis

El inyector Tello 4 tiene efecto directo sobre este sin embargo no se ve perdida de crudo reduciendo la inyección. Se recomienda evaluar la apertura de la arena Barzalosa.

7.23 Tello 54ST

Bloque: BC

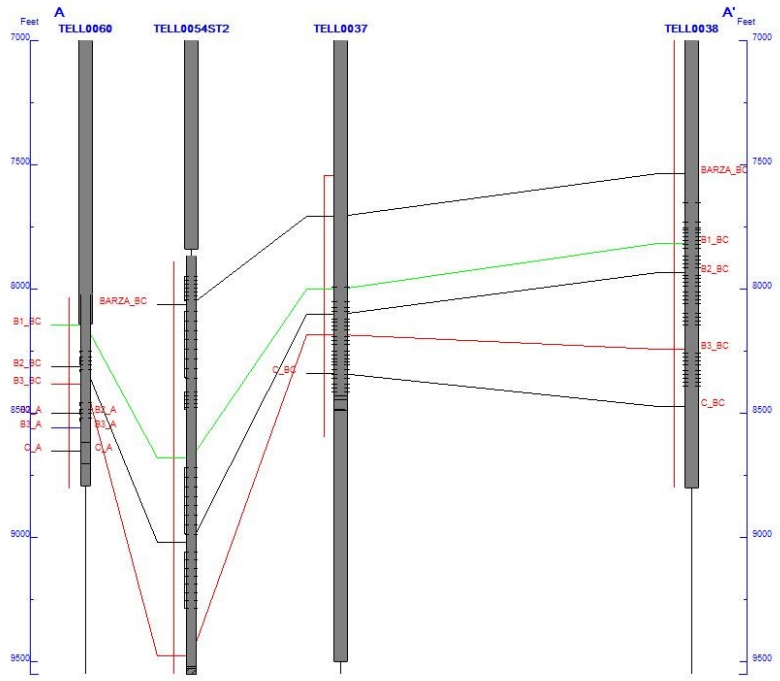
Inicio de producción: 01/2000

Estado: Activo

Influencias

El pozo Tello 54ST está influenciado por los inyectores Tello 37, 38 y 60, produce por la arena Barzalosa.

Figura 44. Influencias Tello 54st



Fuente: Autores

Análisis

Este pozo presenta incremento de producción y presión en la arena barzalosa aunque no haya inyección en esta. Se recomienda habilitar arenas B1 y C ya que se perdió producción cuando se aislaron.

7.24 Tello 55ST

Bloque: BC

Inicio de producción: 02/2002

Estado: Activo

Influencias

El pozo Tello 55ST no está influenciado por efecto de la inyección, produce por las arenas B2 y B3.

Análisis

Es un pozo con bajo aporte de fluidos y soporte de presión de yacimiento. Se recomienda identificar nuevos cañoneos en arena Barzalosa o definir utilidad como pozo inyector, no se presenta gráfico debido que no está influenciado por la inyección.

7.25 Tello 56

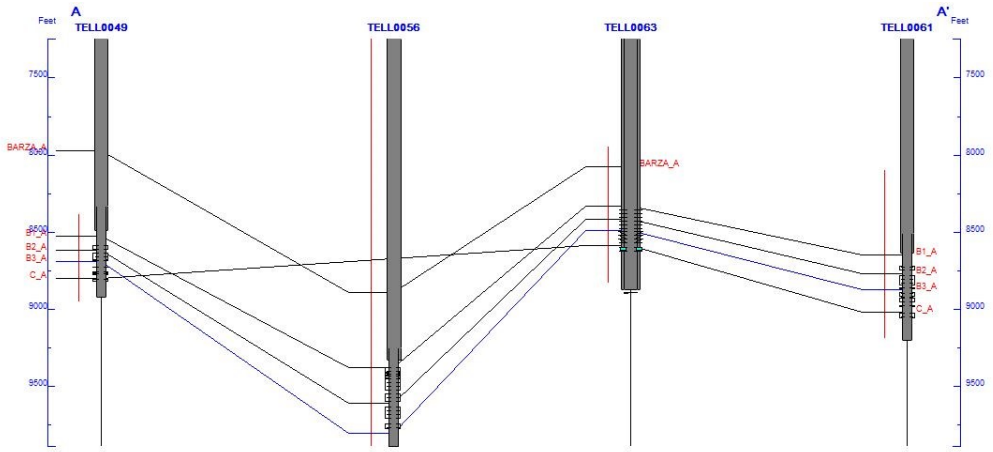
Bloque: A

Inicio de producción: 11/2000

Estado: Activo

El pozo está influenciado por los inyectores Tello 49ST, 61 y 63; produce el 29% por la arena B1 y 71% B2.

Figura 45. Influencias Tello 56



Fuente: Autores

Análisis

Las arenas B1 y B2 se encuentran bien desarrolladas, se recomienda identificar intervalos a cañonear en las arenas B3 y C.

7.26 Tello 57

Bloque: A

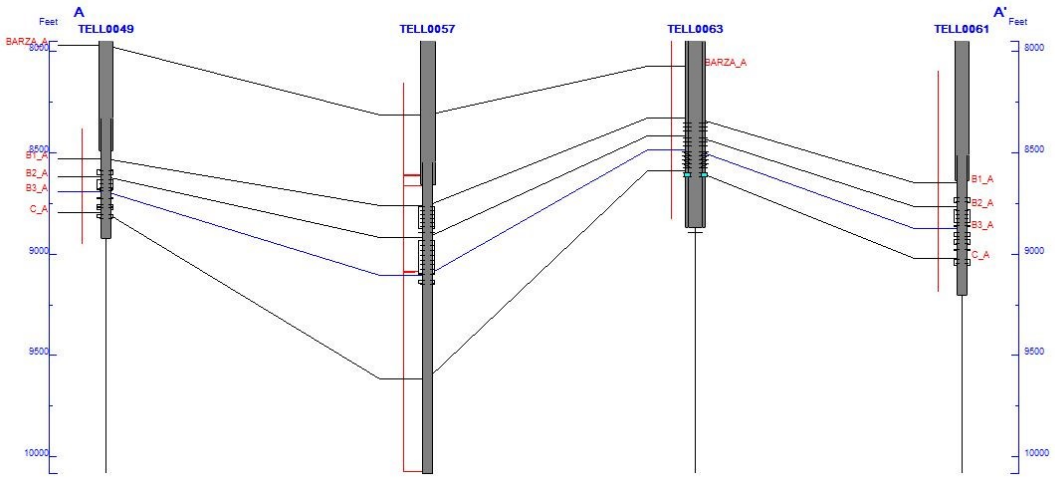
Inicio de producción: 03/2001

Estado: Activo

Influencias

El pozo está influenciado por los inyectores Tello 49ST, 61 y 63; produce el 37% por la arena B1, 20% B2 y 43% B3.

Figura 46. Influencias Tello 57



Fuente: Autores

Análisis

Se encontró valores muy altos de permeabilidad en B2; se concluyó que la información no corresponde con las condiciones de inyección del sector y se recomienda verificarla.

7.27 Tello 59ST

Bloque A

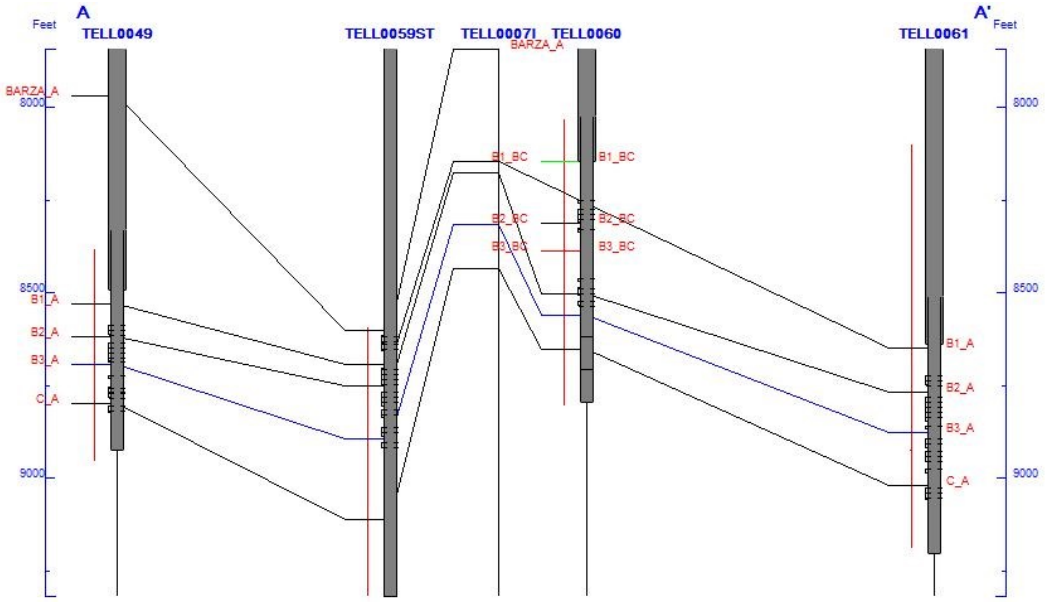
Inicio de producción: 07/2004

Estado: Activo

Influencias

El pozo Tello 59ST está influenciado por los inyectores Tello 7, 49, 60 y 61; produce 10% por la arena B1, 66% por B2 y 24% por B3.

Figura 47. Influencias Tello 59ST



Fuente: Autores

Análisis

El pozo Tello 59ST se ve afectado principalmente por el pozo inyector Tello 60 en la arena B2.Se recomienda desarenar el intervalo de la arena C para poner a producir.

7.28 Tello 62

Bloque: A

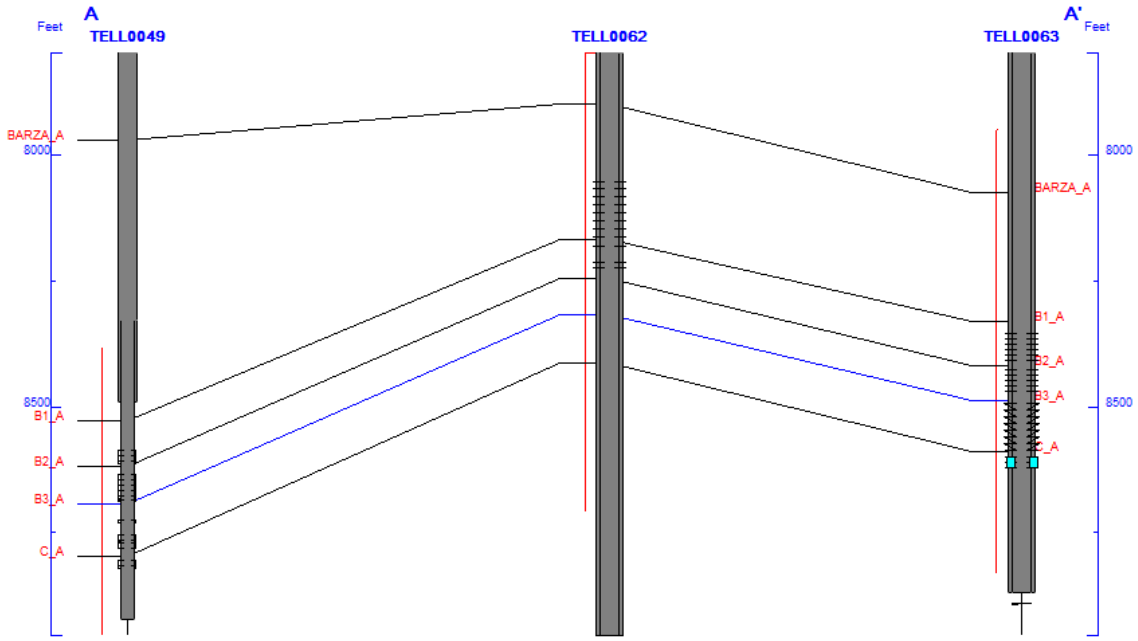
Inicio de producción: 12/2007

Estado: activo

Influencias

El pozo Tello 62 está influenciado por los inyectores Tello 49 y 63, el total de su producción es por la arena Barzalosa.

Figura 48. Influencias Tello 62



Fuente: Autores

Análisis

Se recomienda habilitar la arena B1 moliendo tapón e identificar intervalos a cañonear en B2.

7.29 Tello 65

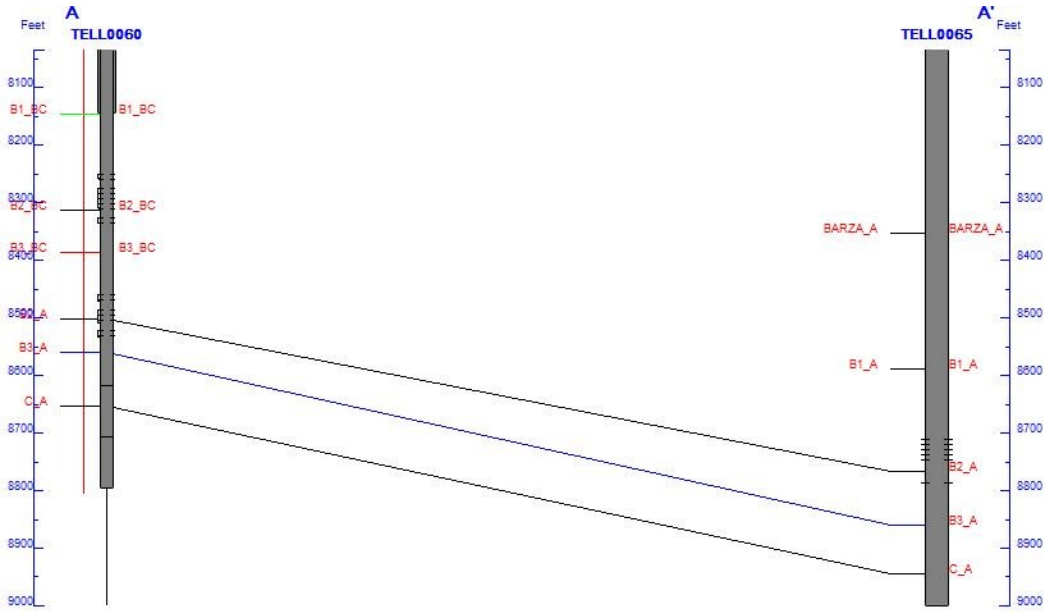
Bloque: A

Inicio de producción: 06/2008

Influencias

El pozo Tello 65 está influenciado por el pozo inyector Tello 60, produce 27% por la arena B1 y 73% B2.

Figura 49. Influencias Tello 65



Fuente: Autores

Análisis

El pozo Tello 65 es muy débilmente soportado por Tello 60. Candidato a estimulación y se recomienda definir cañoneo en Arenas Barzalosa, B3 y C. Pozo candidato a convertir en inyector si no se logra soportar con pozos inyectores.

8 Pozos inyectores

Tabla 19. Consolidado de pozos inyectores

Análisis pozos inyectores				
Pozo	Bloque	Arenas expuestas	Influencia	Recomendaciones
TE- 4	A	B1	TE-8,9,13,15,25,51	Evaluar métodos para reducir inyección en la arena B2 y forzar inyección mediante sarta de inyección selectiva en la arena B1, monitorear los pozos Tello 9, Tello 13, 15 y 51.
TE- 7	A	B1-B2	TE-8,9,12,15,25,51,59	Implementar sarta selectiva para reducir inyección en el intervalo canalizado y forzar inyección en B1 y B2.
TE- 23	BC	B2	TE-34,36,37,43,50	Implementar sarta selectiva buscando forzar inyección en la arena B1 que es por la cual producen los pozos que tienen efecto de la inyección.
TE- 26	BC	B1-B2-B3-C	TE-6,25,35A,42,44,48	Forzar inyección con sarta selectiva en la arena B1.
TE- 28	BC-D	B1-B2	TE-50	Aumentar la inyección e implementar sarta selectiva.
TE- 32	BC	B1-B2	TE-50	Implementar plan para aumentar la inyectividad o establecer plan de monitoreo de presión.
TE- 37	BC	B1-B2-B3-C	TE-19,33,34,36,43,50	Evaluar la baja inyectividad de la arena B1.
TE- 38	BC	B1-B2-B3	TE-18A,19,25,30,33,34,35A	Mejorar la sarta y el perfil de inyección para soportar los pozos Tello 18, 26 y 44.
TE- 49ST	A	B1-B2	TE-46,56,57,58,59ST,62	Instalar sarta selectiva para reducir inyección en la arena B1 y forzar inyección de B2.
TE- 52	BC	B1-B2	TE-35,42	Realizar estimulación orgánica para ganar inyectividad
TE- 60	A	B1-B2	TE-59ST	Reparación de liner y sarta selectiva para regular zona ladrona.
TE- 61	A	B1-B2-B3	TE-46,56,57,59ST	Restringir la inyección en el intervalo 8976-8988’ a 5000 BWPD e implementar sarta selectiva buscando forzar inyección en la arenas B1, B2 y C.
TE- 63	A	B1	TE-46,56,62	En este pozo se desarrolló piloto de inyección CDG en diciembre de 2013 sin embargo no se lograron cambios importantes en el perfil de inyección. Logró incremento aproximadamente de 200 psi en la presión de fondo.

Fuente: Autores

8.1 Tello 4

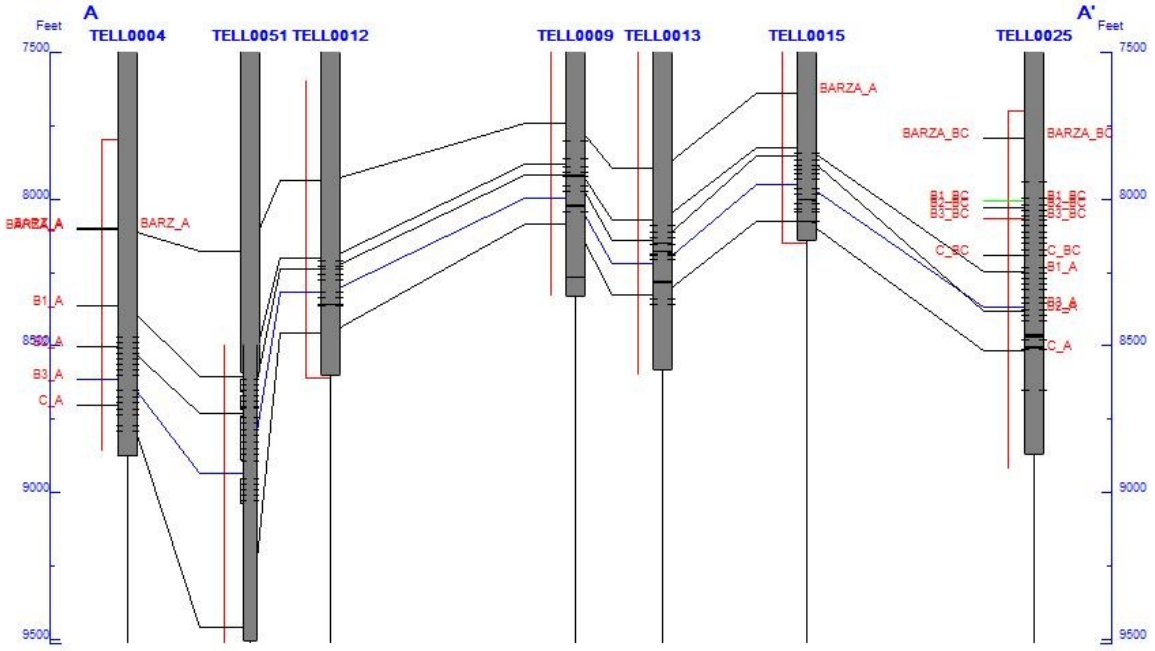
Bloque: A

Este pozo fue inicialmente productor, en el año de 1998 fue convertido en inyector.

Influencia

El pozo Tello 4 se encuentra ubicado en el bloque A, en el domo sur, e influencia a los pozos Tello 8, 9, 12, 13, 15, 25 y 51 e inyecta por la arena B1.

Figura 50. Influencias Tello 4



Fuente: Autores

Análisis

Presenta canal de alta permeabilidad en la arena B2 entre 8500-8510'. Se recomienda evaluar métodos para reducir inyección en la arena B2 y forzar inyección mediante sarta de inyección selectiva en la arena B1, monitorear los pozos Tello 9, Tello 13, 15 y 51.

8.2 Tello 7

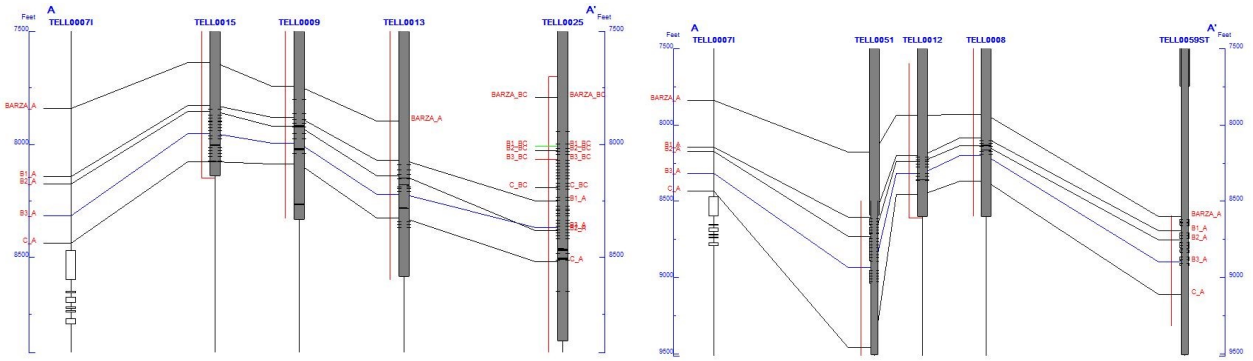
Bloque: A

Este pozo inicialmente fue productor y luego convertido a inyector en marzo de 1998.

Influencia

El pozo Tello 7 se encuentra ubicado en el domo sur del bloque A, influencia a los pozos Tello 8, 9 y 13 en la arena B1, Tello 12, 15, 51 y 59 en las arenas B1 y B2, Tello 25 en la arena B2 e inyecta por la ésta arena.

Figura 51. Influencias Tello 7



Fuente: Autores

Análisis

Presenta canalización de agua en la arena B3 (8340-8360'). Se recomienda implementar sarta selectiva para reducir inyección en el intervalo canalizado y forzar inyección en B1 y B2.

8.3 Tello 23

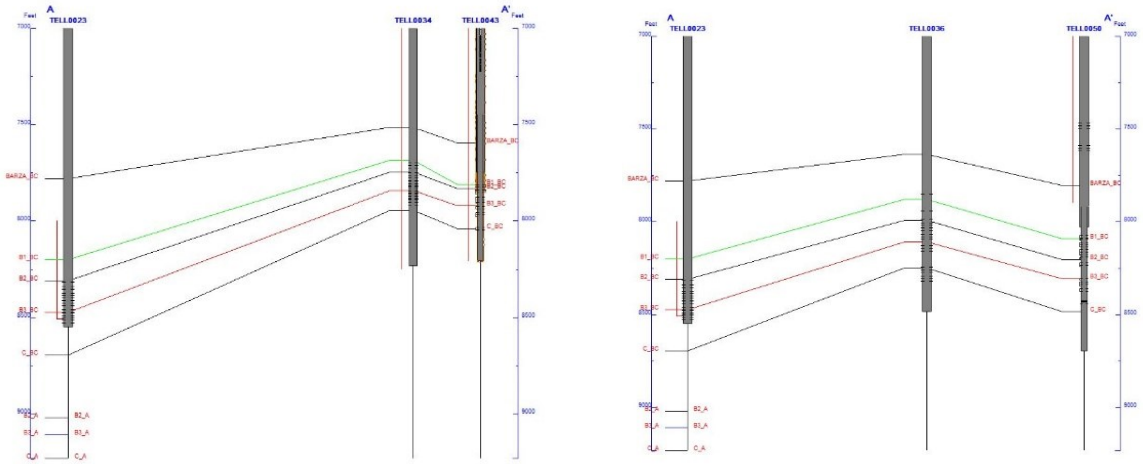
Bloque: BC

El pozo Tello 23 inició su producción en 1986 hasta 1992, luego fue cerrado y en 1993 fue reactivado, su corte de agua aumentó hasta un 99%, por esta razón se abandonó temporalmente y en 1997 se convirtió a inyector.

Influencia

Este inyector pertenece al bloque BC y está ubicado al norte del bloque, influencia a los pozos productores Tello 34, 36, 37, 43 y 50; inyecta por la arena B2.

Figura 52. Influencias Tello 23



Fuente: Autores

Análisis

Toda la inyección se va por la arena B2 8385-8397'. Se recomienda implementar sarta selectiva buscando forzar inyección en la arena B1 que es por la cual producen los pozos que tienen efecto de la inyección.

8.4 Tello 26

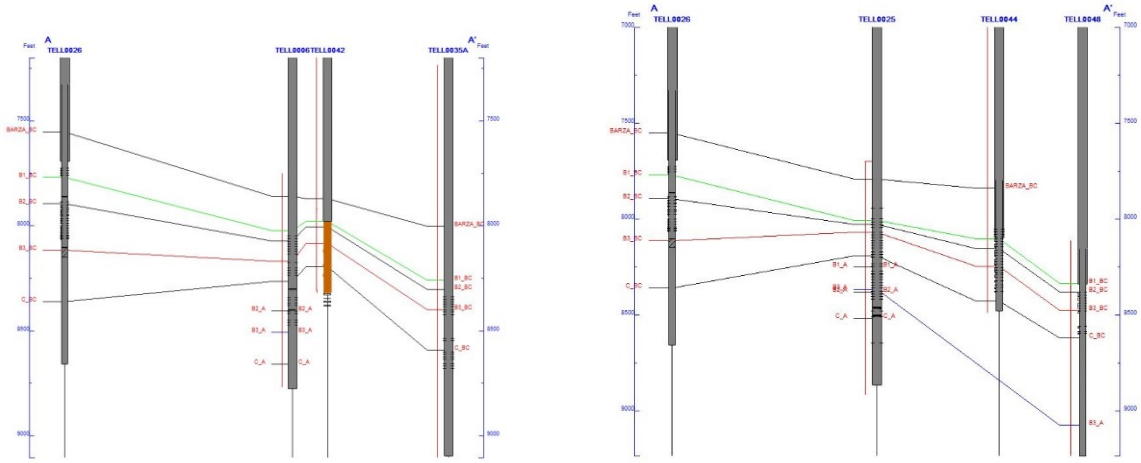
Bloque BC

El pozo Tello 26 inició su producción en 1985 y luego en 2010 se convirtió a inyector.

Influencia

Este inyector pertenece al bloque BC, influencia a los pozos productores Tello 6, 25, 35A, 42, 44 y 48, inyecta por las arenas Barzalosa, B1, B2, B3 y C.

Figura 53. Influencias Tello 26



Fuente: Autores

Análisis

Se canaliza la inyección por la arena B2 8050-8070'. Se recomienda forzar inyección con sarta selectiva en la arena B1.

8.5 Tello 28

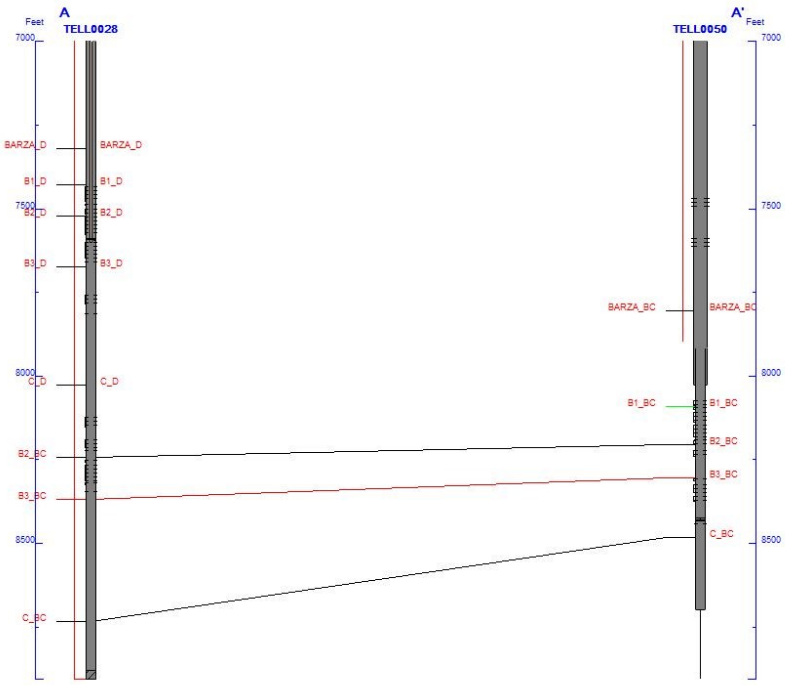
Bloque BC

Este pozo fue productor desde el año 1981 hasta 1999, en donde fue convertido a inyector.

Influencia

Este pozo pertenece a los bloques BC y D, influencia al pozo Tello 50, inyecta 10% por la arena B1 y 90% B2.

Figura 54. Influencias Tello 28



Fuente: Autores

Análisis

Este pozo presenta baja inyectividad, se recomienda aumentar la inyección e implementar sarta selectiva.

8.6 Tello 32

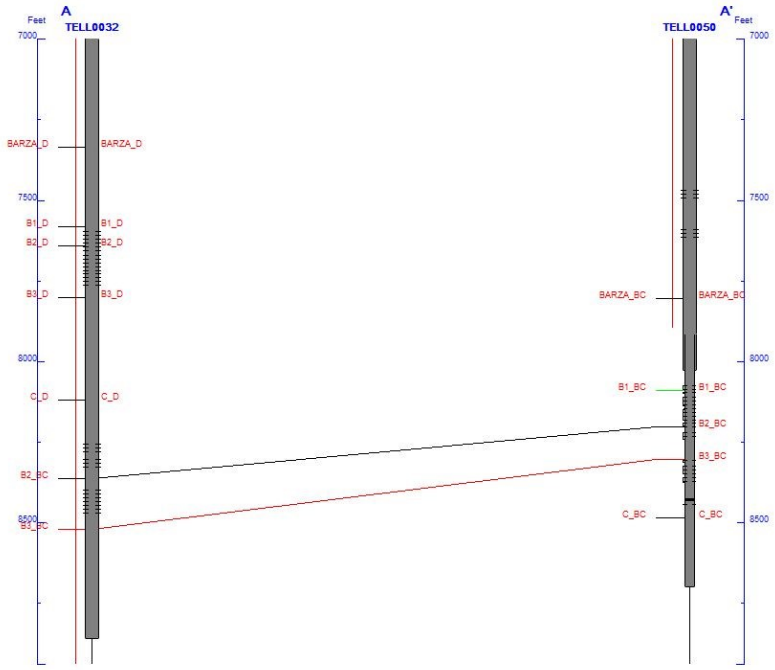
Bloque BC

Este pozo fue productor desde el año 1982 hasta 2000, en donde fue cerrado por su alto corte de agua, luego convertido a inyector con una tasa inicial de inyección de 2826 BWPD, desde el año 2006 su tasa de inyección ha disminuido drásticamente.

Influencia

Este pozo pertenece a los bloques BC y D, influencia al pozo Tello 50, inyecta 90% por la arena B1 y 10% B2.

Figura 55. Influencias Tello 32



Fuente: Autores

Análisis

Se recomienda implementar plan para aumentar la inyectividad o establecer plan de monitoreo de presión.

8.7 Tello 37

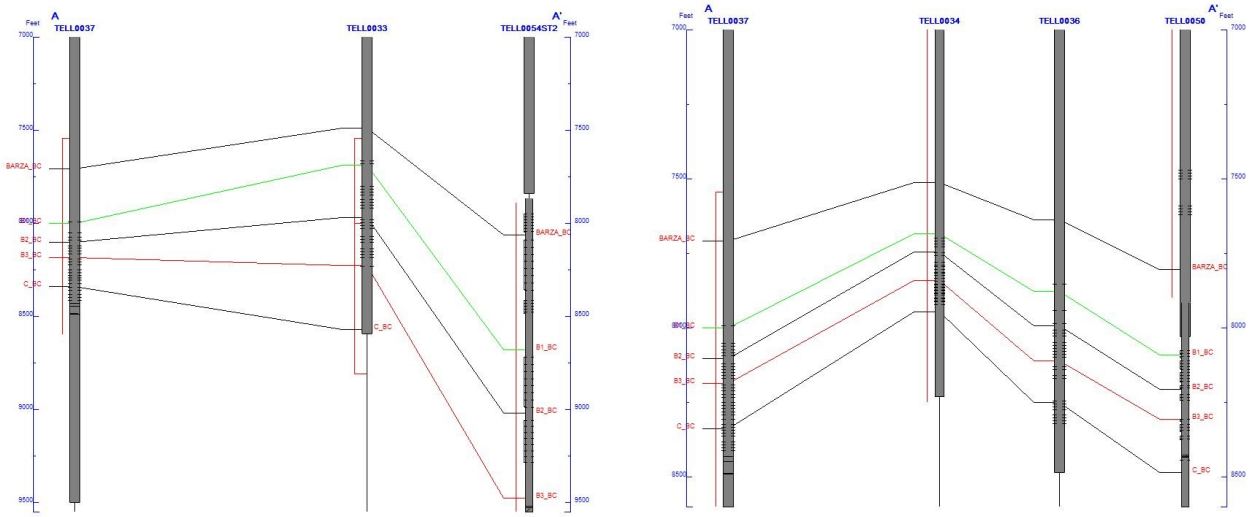
Bloque: BC

Este pozo fue productor desde el año 1984 hasta 1999, donde fue convertido a inyector.

Influencia

Este inyector ubicado al norte de la lámina BC influencia a los pozos productores Tello 19, 33, 34, 36, 43, 50, 54ST, inyecta 8% por la arena B1, 42% B2, 26% B3 y 24% C.

Figura 56. Influencias Tello 37



Fuente: Autores

Análisis

Presenta canalización en las arenas B1 y B2 en lo intervalos 8050-8060’ y 8120-8140’ respectivamente. Se recomienda evaluar la baja inyectividad de la arena B1.

8.8 Tello 38

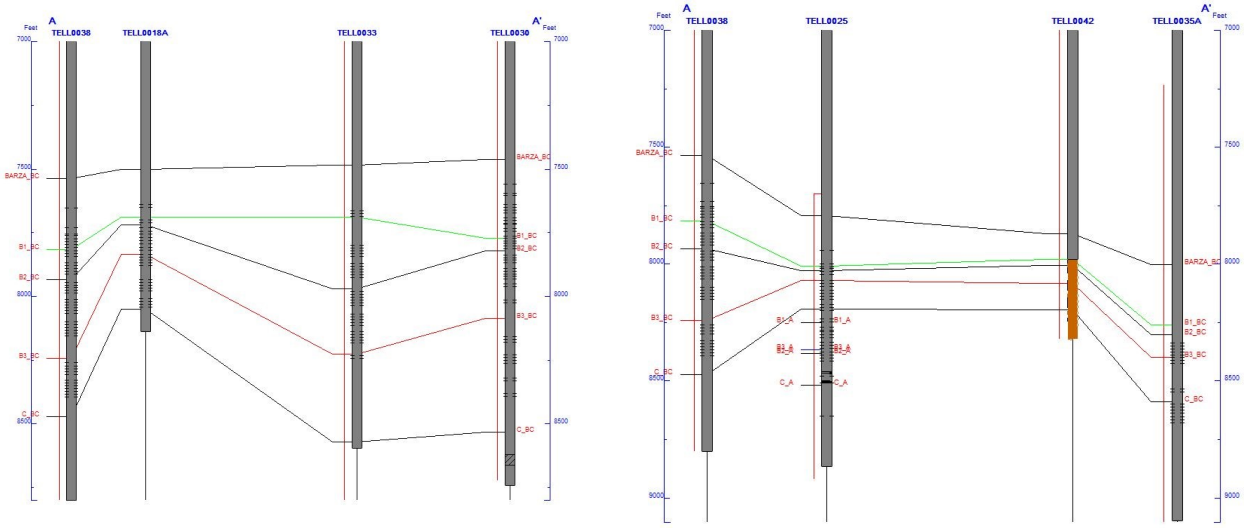
Bloque: BC

Este pozo fue productor desde el año 1984 hasta 1989, fue cerrado temporalmente y en 1993 fue reactivado hasta el año 2000, en donde su corte de agua se incrementó rápidamente, para julio de 2007 este pozo fue convertido a inyector.

Influencia

Este inyector ubicado al sur del Bloque BC influencia a los pozos productores Tello 18A, 19, 25, 30, 33, 34, 35A, 42 y 54ST, inyecta 24% por la arena B1, 44% B2 y 32% B3.

Figura 57. Influencias Tello 38



Fuente: Autores

Análisis

Este pozo esta canalizado por el intervalo 8060-8068'. Se recomienda mejorar la sarta y el perfil de inyección para soportar los pozos Tello 18, 26 y 44.

8.9 Tello 49ST

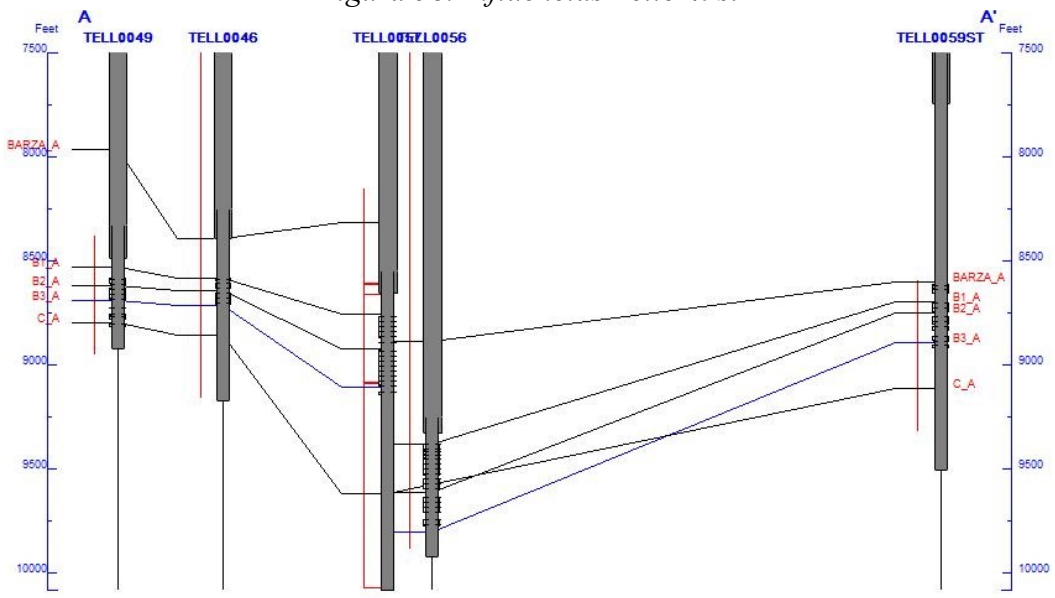
Bloque: A

Este inyector presenta un cambio de estrategia de inyección en el año 1999, donde inyecta selectivamente por tubería y anular.

Influencia

Este pozo pertenece a la lámina A, influencia a los pozos Tello 46, 56, 57, 58, 59ST y 62; inyecta 80% por la arena B1 y 20% B2.

Figura 58. Influencias Tello 49st



Fuente: Autores

Análisis

Este pozo presenta canalización en el intervalo 8586-8616’ de la arena B1; se recomienda instalar sarta selectiva para reducir inyección en la arena B1 y forzar inyección de B2.

8.10 Tello 52

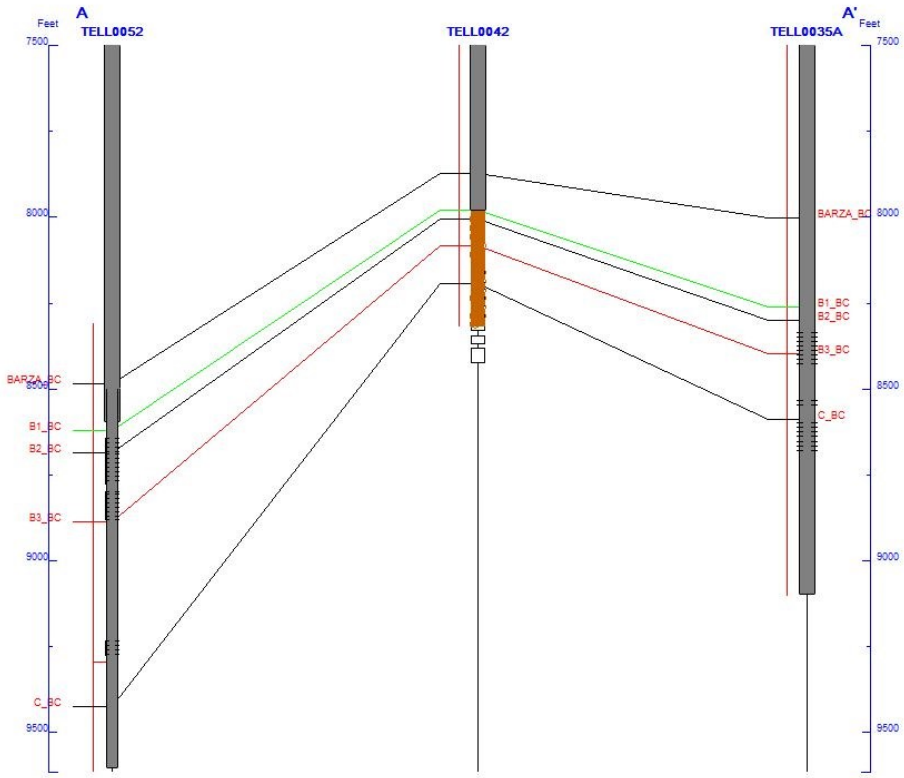
Bloque: BC

Este pozo fue productor desde el año 1999 hasta 2016, para Diciembre de 2016 este pozo fue convertido a inyector.

- Influencia

Este inyector ubicado al sur del Bloque BC influencia a los pozos productores Tello 35 y 42, inyecta 15% por la arena B1 y 85% B2.

Figura 59. Influencias Tello 52



Fuente: Autores

Análisis

Se evidencia incremento en la PIP de Tello 35 y 42, cinco meses después de comenzar la inyección. Se realiza estimulación orgánica y gana inyectividad pero se pierde aproximadamente a los siete meses.

8.11 Tello 60

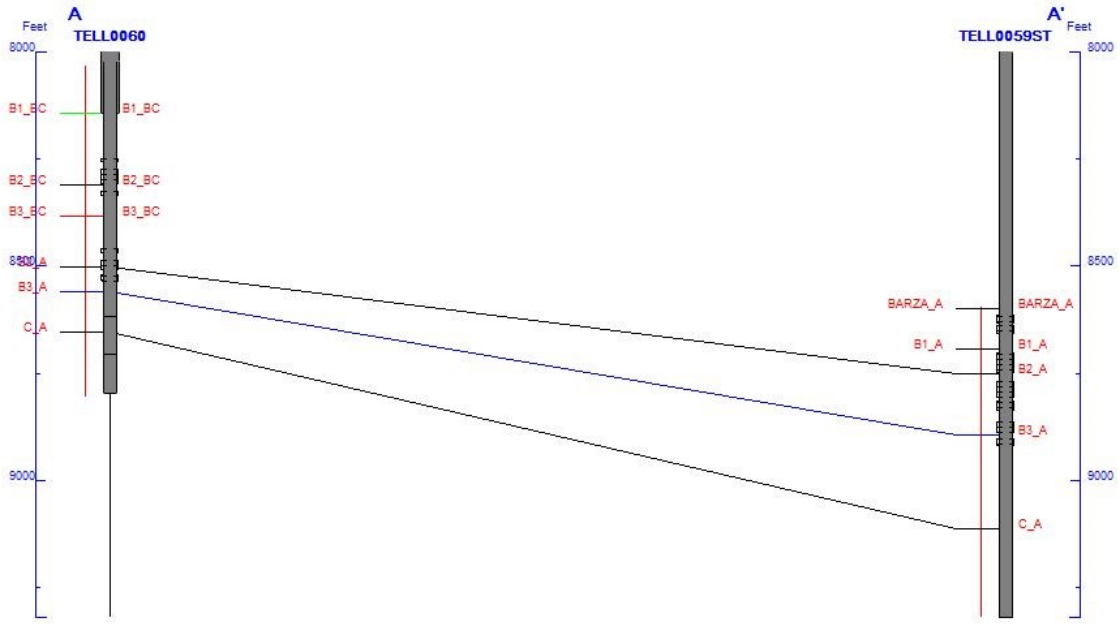
Bloque: A

Este pozo inicialmente fue productor y luego convertido a inyector en Julio de 2009.

Influencia

El pozo Tello 60 se encuentra ubicado en el bloque A, influencia el pozo Tello 59ST en la arena B1 e inyecta por las arenas B1 y B2.

Figura 60. Influencias Tello 60



Fuente: Autores

Análisis

Presenta canalización debajo de la restricción (8233'). Se recomienda reparación de liner y sarta selectiva para regular zona ladrona.

8.12 Tello 61

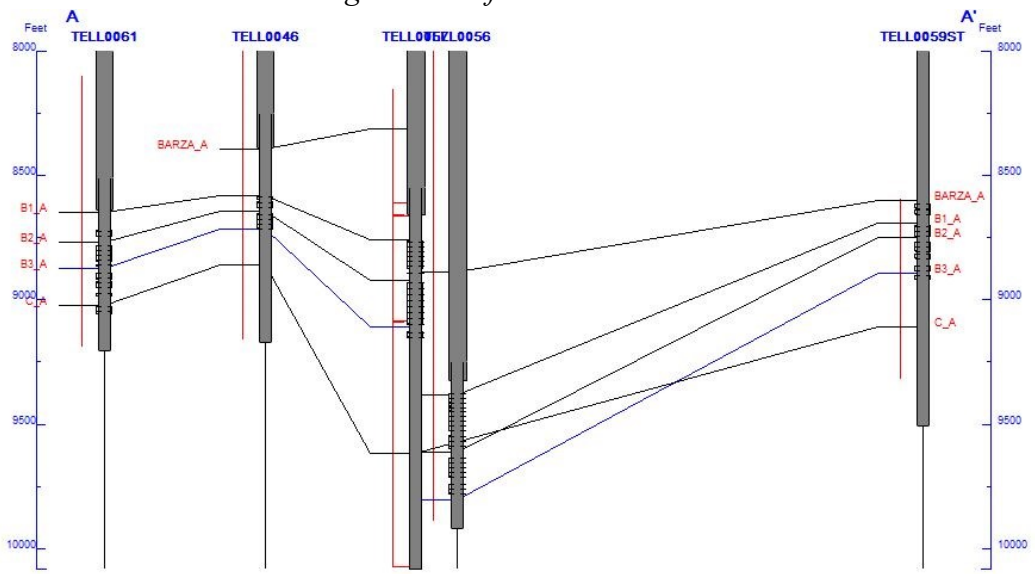
Bloque: A

Empieza su historia de inyección en el 2004.

Influencia

El pozo Tello 61 se encuentra ubicado en el bloque A, influencia a los pozos Tello 46, 56 y 57 en la arena B1 y Tello 59ST en las arenas B1 y B2, e inyecta por la arena B3 actualmente.

Figura 61. Influencias Tello 61



Fuente: Autores

Análisis

Se recomienda restringir la inyección en el intervalo 8976-8988' a 5000 BWPD e implementar sarta selectiva buscando forzar inyección en la arenas B1, B2 y C.

8.13 Tello 63

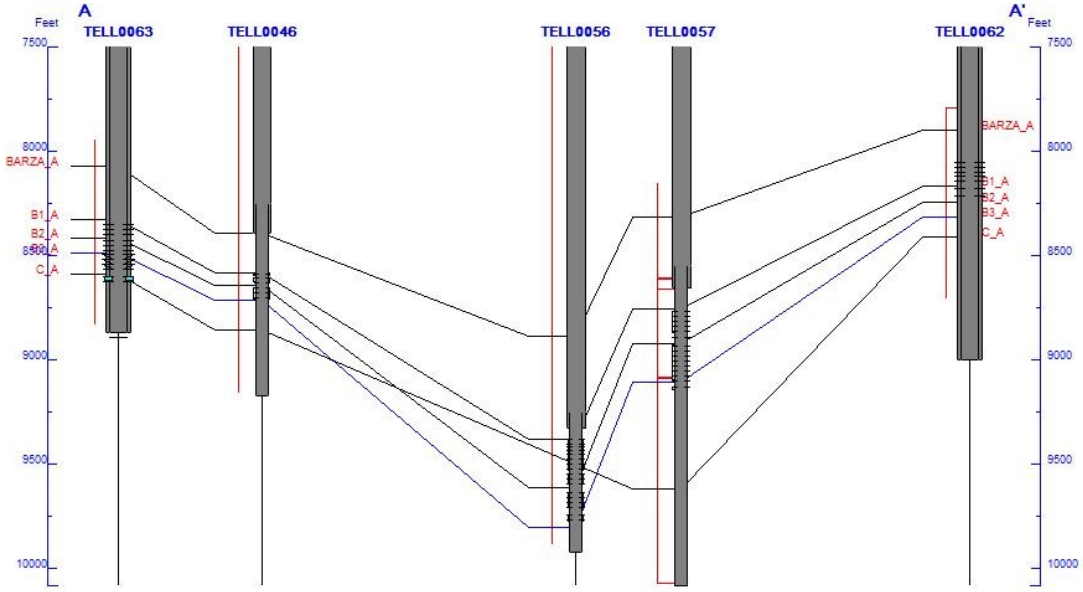
Bloque: A

Este pozo inicialmente fue productor y luego convertido a inyector en Noviembre de 2011.

Influencia

El pozo Tello 63 se encuentra ubicado en el bloque A, influencia el pozo Tello 46, 56 y 62 en la arena B1 e inyecta por la arena B1.

Figura 62. Influencias Tello 63



Fuente: Autores

Análisis

En este pozo se desarrolló piloto de inyección CDG en diciembre de 2013 sin embargo no se lograron cambios importantes en el perfil de inyección. Logró incremento aproximadamente de 200 psi en la presión de fondo.

CONCLUSIONES

El campo Tello se estima contiene un OOIP total de 442 MMBbl (definido a partir de un modelo determinístico) y presenta un recobro actual del 26%. Considerando estos números, se reconoce que existe oportunidad para identificar actividad adicional que permita alcanzar un óptimo factor de recobro, lo cual conlleva a una definición y progresión de reservas y recursos del orden de 26 MMBbls.

A pesar del programa de inyección implementado desde los noventas, la distribución de presión no es uniforme en el campo, presentando áreas en donde la presión se encuentra por debajo del punto de burbuja (< 800 psia) y otras áreas en donde la presión es aproximadamente 1600 psia. Se requiere analizar y entender la conectividad de las arenas para optimizar, enfocar la inyección y realizar trabajos de recobro.

Según los resultados obtenidos el campo está perdiendo presión en sus bloques superiores A y B.

Se identifica alta recirculación del agua inyectada, particularmente en el bloque A, para lo cual se recomienda reducir la inyección en el intervalo 8050-8070’ donde se encuentran las zonas de canales preferenciales y de reciclaje de agua.

El campo presenta un alto grado de canalización de la inyección de agua, dado que la inyección de agua se realiza solo por un bajo porcentaje de los intervalos expuestos. Del total de agua inyectada el 70% se realiza en 5 pozos. Lo anterior abre posibilidades de selectividad de pozos inyectores actuales y buscar nuevos pozos para inyectar en nuevas áreas.

Los pozos inyectores evidencian pérdida de inyectividad asociada a depositación de orgánicos, posiblemente por contenido de grasas y aceites presentes en el agua de inyección de manera recurrente, favoreciendo la canalización.

La explotación del domo sur del bloque A se ha llevado a cabo en forma eficiente con los pozos perforados actualmente. Esta zona del campo es la más madura en el proceso de recobro secundario.

Se identificó el perfil de flujo actual del proceso de inyección de agua de los pozos inyectores hacia los pozos productores mostrando que la arena B2 fue la que mejor comportamiento mostró debido a sus buenas propiedades petrofísicas.

Se observa la posible comunicación en presión entre los bloques A y BC debido a evidencias de respuesta a la inyección de agua entre bloques a través del pozo inyector Tello 32.

RECOMENDACIONES

Adelantar actividades de intervención de pozos existentes (estimulaciones, cañoneos, actividades de conformance y CDG)

Desarrollo de la formación Barzalosa, probar potencial en Tello-19 y 55.

Reactivar pozos Tello-8, 13 y 25.

Perforar pozos de remplazo de 3 pozos productores, buscando optimización de costos, y en lo posible realizando sidetrack de pozos desde pozos a reemplazar

Controlar la recirculación de agua de los pozos Tello- 4 y 7 instalando sarta selectiva y cambiando las tasas de inyección.

Definir y seguir las tasas de inyección en cada pozo de acuerdo a las necesidades de barrido del yacimiento para mejorar el barrido de las arenas B1, B2, B3 y C de los bloques A y BC.

Aumentar pozos inyectores con el fin de mejorar el recobro en los bloque A, BC, D y poder aumentar la extracción de los pozos productores.

Instalar Sarta de inyección selectiva en Tello-49 y 61 buscando inyectar por B1, B2, C y restringir inyección de B3.

Convertir los pozos Tello 33, 44, 50 y 65 a inyectores si no se logra soportar la presión con la inyección.

Se recomienda la toma de registros ILT a los pozos inyectores con más frecuencia para hacer seguimiento de la distribución de flujo de las arenas.

BIBLIOGRAFÍA

Abdulraheem, B. A., Alnaqi, M. A. A., Rajan, S., Ameen, A. A., Oyemakinde, S., Al-zadjali Marwan Ali, Ali, Z. (2012, January 1). An Integrated Solution to Effective Waterflood Surveillance and Pressure Maintenance: A KOC Pilot Project of Greater Burgan Field, Kuwait. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/154009-MS

Abdus Satter y Ganesh Thakur (1988) Integrated Waterflood Asset Management. PennWell Books.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, ECOPETROL S.A. Reporte Campo Tello.

Cabrera, J., Cabrera, F., & Delgado, J. (2012). Análisis y propuestas de mejora de proyectos de inyección de agua ejecutados en reservorios de diversas características. Escuela Superior Politécnica del Litoral.

Cobb, William y Marek, f (1997). Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Mature Waterflood Using Production Data. SPE 38902.

Craig, F. Jr (1971). The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. SPE of AIME.

ECOPETROL S.A, INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO (2008). Estrategias de optimización para el sistema de inyección –producción en el campo Tello.

ECOPETROL S.A. (2010). Informe Técnico Anual de Geología, Geofísica, Ingeniería de Petróleos y Contractual. Concesión Tello No. 1161.

ECOPETROL S.A.(2016), Base de datos Oil Field Manager del campo Tello.

ECOPETROL S.A., ANH (2006).Proyecto de producción incremental de los campo Tello y La Jagua. Documento soporte para la aplicación de la ley 756 de 2002 al proyecto de producción incremental.

Escobar, Freddy H., Ph.D. METODOS DE RECOBRO, unidades 1 CONCEPTOS BASICOS, 2 Eficiencia de desplazamiento macroscópico de una inyección lineal de agua, 3.Eficiencia de barrido areal, 4 Heterogeneidades y métodos de predicción del comportamiento de inyección de agua.

INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO (2010). Modelo de Flujo Red de inyección para el campo Tello.

Jimenez, Edith y Villamizar, Marcela (2015). Waterflood Management in OFM.

Mc Fadden, S. et al.(1994) Tello Field Review and Development Opportunities. HOCOL Colombia S.A.

Paris de Ferrer, Magdalena. (2001) Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Astro Data S.A Segunda Edición.

Schlumberger (1973). Production Log Interpretation.

Schlumberger (2002). OFM Manual Advanced Training Course.

ABREVIATURAS

Bbls= Barriles

BES= Bomba Electro Sumergible

BM= Bombeo Mecánico

BOPD= Barriles de petróleo por día

BWPD= Barriles de agua por día

Cp=Centipoise

FR= Factor de Recobro

ILT= Registro de Inyección

MBbls= Miles de barriles

Md= Milidarcy

MMBbls= Millones de barriles

Nil= ninguno

Np= Petróleo producido

OOIP= Petróleo Original In-Situ

PLT= Registro de Producción

Ppm= Partes por millón

PSI= Libras por pulgada cuadrada

SCF= Pies cúbicos estándar

Tpp= Tiros por pie

TR= Trazadores Reactivos

Wi= Agua Inyectada

ANEXOS

Anexo A. Ficha técnica del campo.

Datos Técnicos del Campo			
Gerencia	Gerencia Regional Sur	Año de descubrimiento	1972
Nombre del campo	Tello	Area Producción (Acres)	1164.46 A, 415.6 B, 273.7 C, 416.1 D, 884E
Nombre de Formación	Formacion Monserrate K4b1, K4b2 y K4b3	Participación ECOPETROL	50%
YACIMIENTO		**PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS**	
Tipo de Trampa	Combinación de trampas estructurales y estratigráficas.	Porosidad promedio %	20
Angulo de Buzamiento	20°-80°	Rango de porosidad, %	18-22
Edad Geologica	Cretácico Superior	Permeabilidad Promedio (mD)	200
Ambiente de Depositación	Shoreface Medio-superior	Rango permeabilidad, mD	80-360
Litologia	Areniscas	Relación Kv/Kh	0.2-0.5
Profundidad Promedio (pies)	-6300' TVDss	Reservorio Naturalmente Fracturado	No
Espesor neto petrolífero (Prom. pies TVT)	240	Gravedad API del Aceite	19.5
		GE del gas	0.742
Espesor total (prom pies TVT)	375	Viscosidad Aceite/gas (cp) @ 842 psi (T-1)	14.2
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	20%	Presión Punto de Burbuja (psi) @ (T-46, T-1)	842
Saturación de Aceite Residual (%)	25%	Relación Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	142
Temperatura del Yacimiento (F)	160°	Factor Volumétrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS) @ 842 psi (T-1)	1.114
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	3484 @ -6300' TVDss	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	7000-10000
Presión actual (psi)	A:1000 B /C:600, D:820		
Mecanismo primario de producción	Acuífero Débil		
CONTACTO DE LOS FLUIDOS		**ESTADO ACTUAL DEL CAMPO**	
Contacto gas-aceite o LKG(pies)	N/A	Pozos totales perforados	65
Contacto aceite-agua (pies)	-6750 A, -6520 B / C, -6200 D	Pozos productores activos(petróleo, Gas)	**26**
Contacto gas-agua o LKG (pies)		Pozos inyectores activos(agua y gas)	**12**
		Pozos Inactivos y Abandonados	5 inactivos y 22 abandonados
		Producción actual y acumulada:	**@ Agosto 2015**
VOLUMENES DE FLUIDOS Y FR		Petróleo (bpd y Mbls)	**4683 / 112.8**
OOIP (MBPE)	442	Gas (pcd, GPC)	**656 kcf y 17.4**
OGIP (GPC)	N/A	Agua (bpd y Mbls)	**70305y 332**
FR actual (petróleo, gas), %	25.5%	Inyección actual y acumulada:	
FR esperado escenario 3P(petróleo, gas), %	30.6%	Gas (pcd, GPC)	
FR Esperado 3P + Recursos (Petróleo, gas), %	35.90%	Agua (bpd y Mbls)	72331 **y 305**

Fuente: Ecopetrol S.A

Anexo B. Cálculos volumétricos generados con software PRETEL.

Petrel					
Zones	Segments	Bulk volume[*10^6 bbl]	Net volume[*10^6 bbl]	Pore volume[*10^6 bbl]	STOIIP (in oil)[*10^6 bbl]
B1	BLOQUE A	556	513	101	62
B2	BLOQUE A	448	418	81	47
B3	BLOQUE A	476	464	94	47
C	BLOQUE A	427	396	73	35
					191
B1	BLOQUE BC	581	512	96	60
B2	BLOQUE BC	432	385	72	46
B3	BLOQUE BC	425	380	73	40
C	BLOQUE BC	298	258	46	15
					161
B1	BLOQUE D	172	154	28	19
B2	BLOQUE D	181	162	29	21
B3	BLOQUE D	267	249	51	29
C	BLOQUE D	144	142	30	17
					86
					438

Fuente: Ecopetrol S.A

Anexo C. Volumetría del campo por bloques.

Bloque	Fm	Bloq_Fm	Pore volume[*10^6 RB]	OOIP	FR TEORICO	Recoverable oil[*10^6 STB]	Np	%Np	FR	Wi	%Wi	Vpi	Vpideal	Wi Ideal
A	BARZ	ABARZ	0.00	0.00	10%	-0.69	0.69	0.6%		0.00	0%		1.50	0.00
A	B1	AB1	101.00	62.00	50%	5.11	25.89	22.8%	42%	26.45	8%	0.43	1.50	93.00
A	B2	AB2	81.00	47.00	50%	2.72	20.78	18.3%	44%	74.13	24%	1.58	1.50	70.50
A	B3	AB3	94.00	47.00	20%	2.18	7.22	6.4%	15%	112.77	36%	2.40	1.50	70.50
A	C	AC	73.00	35.00	20%	5.38	1.62	1.4%	5%	0.00	0%	0.00	1.50	52.50
BC	BARZ	BCBARZ	0.00	0.00	10%	-2.37	2.37	2.1%		0.15	0%		1.50	0.00
BC	B1	BCB1	96.00	60.00	50%	20.07	9.93	8.8%	17%	15.57	5%	0.26	1.50	90.00
BC	B2	BCB2	72.00	46.00	50%	-0.26	23.26	20.5%	51%	82.05	26%	1.78	1.50	69.00
BC	B3	BCB3	73.00	40.00	20%	-5.02	13.02	11.5%	33%	1.12	0%	0.03	1.50	60.00
BC	C	BCC	46.00	15.00	20%	1.49	1.51	1.3%	10%	0.04	0.0%	0.00	1.50	22.50
D	BARZ	DBARZ	0.00	0.00	10%	-0.33	0.33	0.3%		0.00	0.0%		1.50	0.00
D	B1	DB1	28.00	19.00	50%	5.53	3.97	3.5%	21%	1.35	0.4%	0.07	1.50	28.50
D	B2	DB2	29.00	21.00	50%	7.88	2.62	2.3%	12%	0.00	0.0%	0.00	1.50	31.50
D	B3	DB3	51.00	29.00	20%	5.68	0.12	0.1%	0%	0.00	0.0%	0.00	1.50	43.50
D	C	DC	30.00	17.00	20%	3.36	0.04	0.0%	0%	0.00	0.0%	0.00	1.50	25.50

Fuente: Ecopetrol S.A

Anexo D. Tecnologías claves del campo Tello

El campo Tello históricamente ha presentado retos, que requieren ser tratados de manera especial con el fin de lograr el mayor aprovechamiento de las reservas del campo y control de costos operacionales. Los retos a superar son los siguientes:

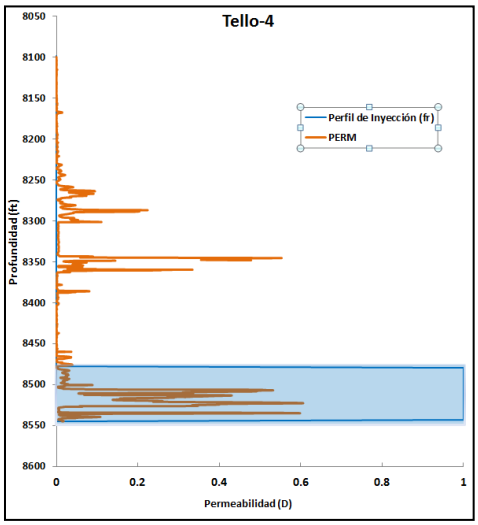
Canalización en pozos inyectores de agua.

De acuerdo al levantamiento histórico de perfiles de inyección de 11 de los 12 pozos inyectores actuales, se evidencia que el proceso de inyección presenta baja eficiencia de barrido vertical. Siendo contactado solo el 10% de los pies productivos expuestos.

Pozo Inyector	Pies Expuestos	Pies efectivos en inyeccion	Eficiencia pies abiertos
Tello-004	166	20	12,0%
Tello-007	215	17	7,9%
Tello-023	171	12	7,0%
Tello-026	371	35	9,4%
Tello-028	337	50	14,8%
Tello-032	277	42	15,2%
Tello-037	232	30	12,9%
Tello-038	288	20	6,9%
Tello-049	144	3	2,1%
Tello-061	176	20	11,4%
Tello-063	236	15	6,4%
	2613	264	10,1%

Fuente: Ecopetrol S.A

El análisis de corazones de los pozos Tello-4 y 62, muestran zonas en la cuales se evidencia contraste de permeabilidad de 0.3 mD a 5000 mD. En aproximadamente 10 ft. Además de acuerdo a trabajos previos en pozos inyectores (Tello-32, 52, 62), se puede inferir que el contenido de grasas y aceites del agua ha sido responsable de la pérdida de inyectividad de algunos intervalos, lo que ha llevado a incrementar la presión de inyección y posiblemente favorecer la canalización.



Fuente: Ecopetrol S.A

Respecto al comportamiento anterior en el campo se han probado las siguientes tecnologías con el fin de mejorar los perfiles de inyección vertical:

Sartas selectivas:

En 2009 se instaló una sarta selectiva con tres selectividades en el pozo Tello-7 y se retiró en el 2011. Aparentemente se presentó taponamiento de las válvulas de 2 de 3 selectividades asociado al contenido de grasas y al contenido de solidos del agua de inyección. Sin embargo la perdida de inyectividad puedo asociarse a taponamiento de la formación, antes que al taponamiento de las válvulas. Por lo tanto es una tecnología aún no descartada, pero que su implementación requiere especial cuidado debido al alto índice de afectaciones de los revestimientos.

En el 2016 se probó un sistema de selectividad mediante uso de camisas porta chokes (TPL y BPL) en los pozos Tello-7 y 38, logrando dar selectividad en dos intervalos. Los cambios de choques se realizó en varias ocasiones sin ninguna dificultad, en especial en Tello-38 se logró modificar el perfil de inyección pero por falta de capacidad para manejo de agua de producción, no se permitió dejar regulado por más de tres meses. Queda pendiente instalar regulación de acuerdo a la aprobación de Coordinador de producción

Conformance químico (gel Marcit)

Entre 2010 y 2013 se realizaron 7 trabajos de conformance químico en pozos inyectores, en los pozos Tello-7 y 61 se tomaron registros de inyección posteriores. No se evidencia cambio significativo en los perfiles de inyección pero si incremento en BHP.

Well	Date	Channel MPV	Treatment Volumen	Gel Volumen	Inc. Oil @ 5 yrs	Inc. Oil
	DD/MM/AA	Bbl	Bbl	% MPV	MMbls	% Gel Vol.
Tello-07	02/04/2011	150000	13721	9.15%	0.069	503%
Tello-49	30/10/2010	322517	43398	13.46%	0.252	581%
Tello-04	20/04/2013	189883	29032	15%	0.161	555%
Tello-37	13/05/2013	172705.25	20543	12%	0.155	755%
Tello-23	28/06/2013	172875.1	26004	15%	0.058	224%
Tello-61	01/06/2013	190000	24420	13%	0.349	1430%
Tello-38	04/08/2013	136618	20502	15%	0.045	217%

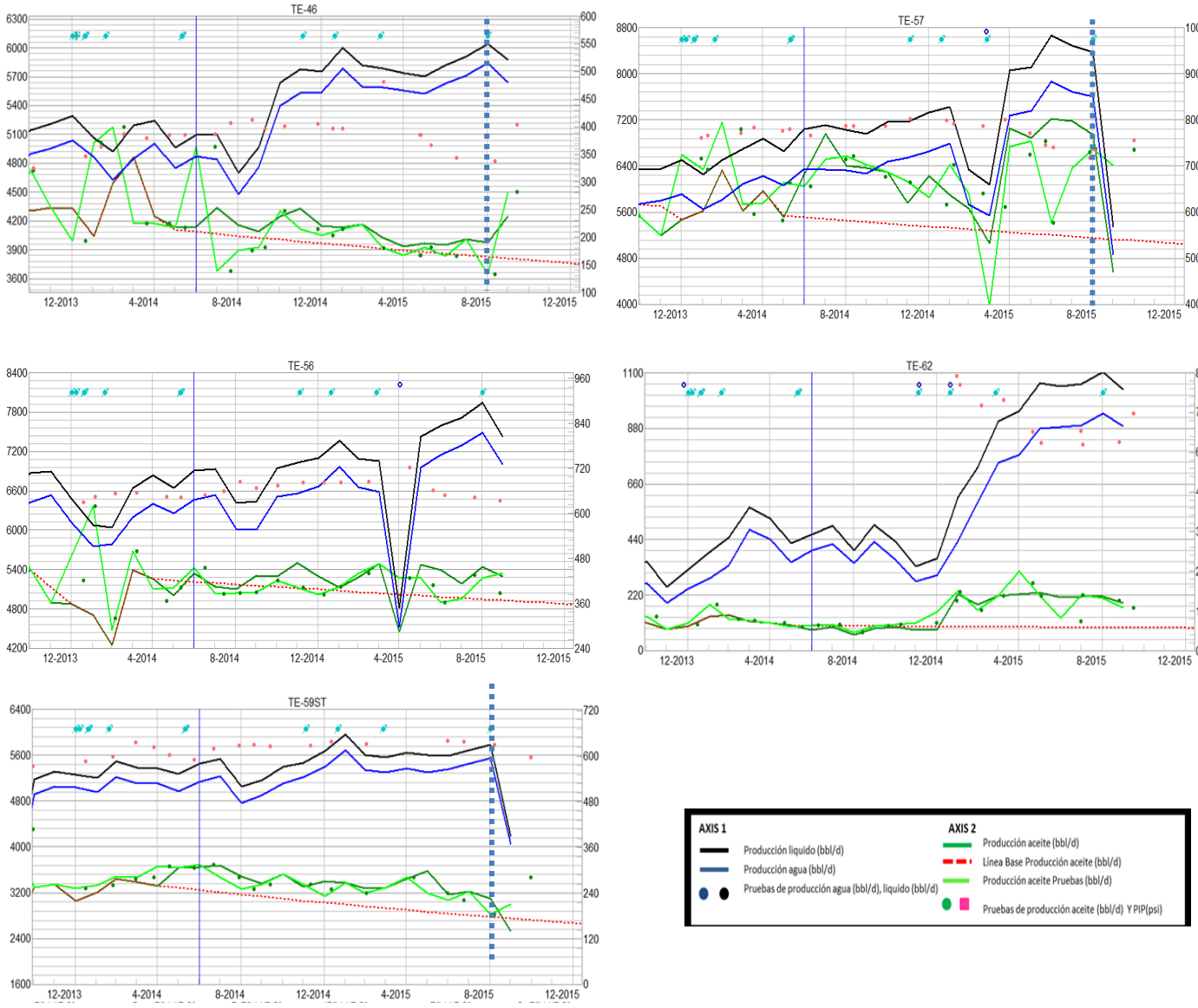
Fuente: Ecopetrol S.A

El efecto percibido en pozos productores es notorio en el incremento de PIP, en algunos pozos se ha podido incrementar la capacidad de extracción logrando un incremento en producción, los pozos más notorios son: Tello-9 (+350 BOPD) y Tello 62 (+70 BOPD). Esta tecnología ha demostrado su aplicación en el campo y presenta la ventaja que se puede aplicar en pozos con problemas mecánicos. Sin embargo requiere revalidar como mejorar el efecto sobre el perfil de inyección de los pozos inyectores.

Piloto CDG Tello-063

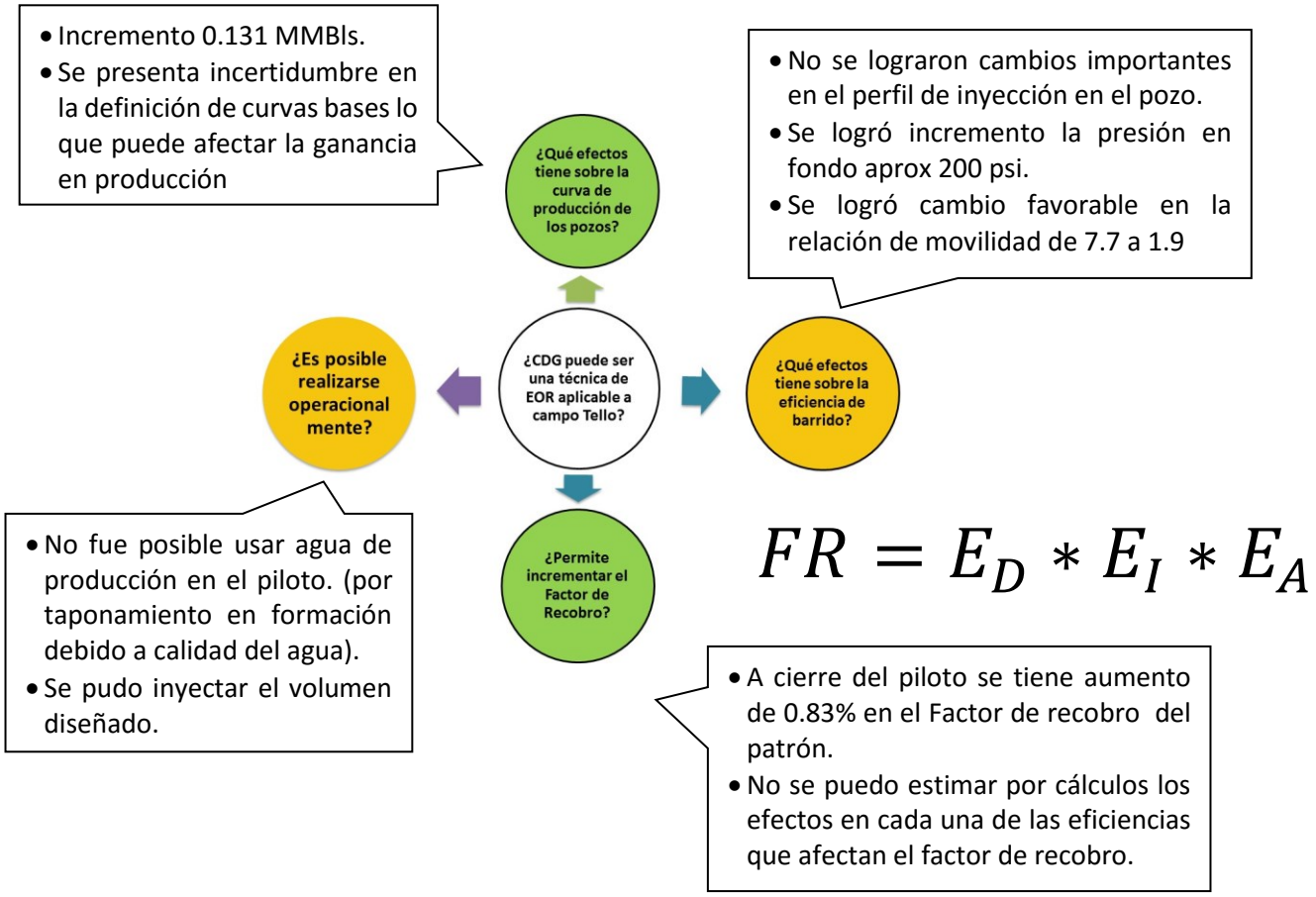
Se realizó piloto de recobro mejorado, con inyección de geles coloidales, correspondiente al 5% del volumen poroso del patrón. El piloto inició inyección de polímero con agua fresca desde 15 de julio del 2015 y terminó el 28 de noviembre del 2015. Buscaba mejorar el control de movilidad y aumentar la eficiencia areal y vertical.

A noviembre del 2015 se han inyectado un volumen acumulado de 0.908 Millones de barriles de mezcla de agua fresca y polímero. A nivel de variación de perfiles verticales de inyección en Tello-63, se ve un leve cambio de los pies contactados e incremento de 200 psi en BHP.A continuación el comportamiento de los pozos productores del patrón (en general se evidencia incremento en PIP y ganancia de 190 BOPD).



El piloto contempló usar el agua de producción para preparación de polímero. Sin embargo fue necesario usar agua fresca.

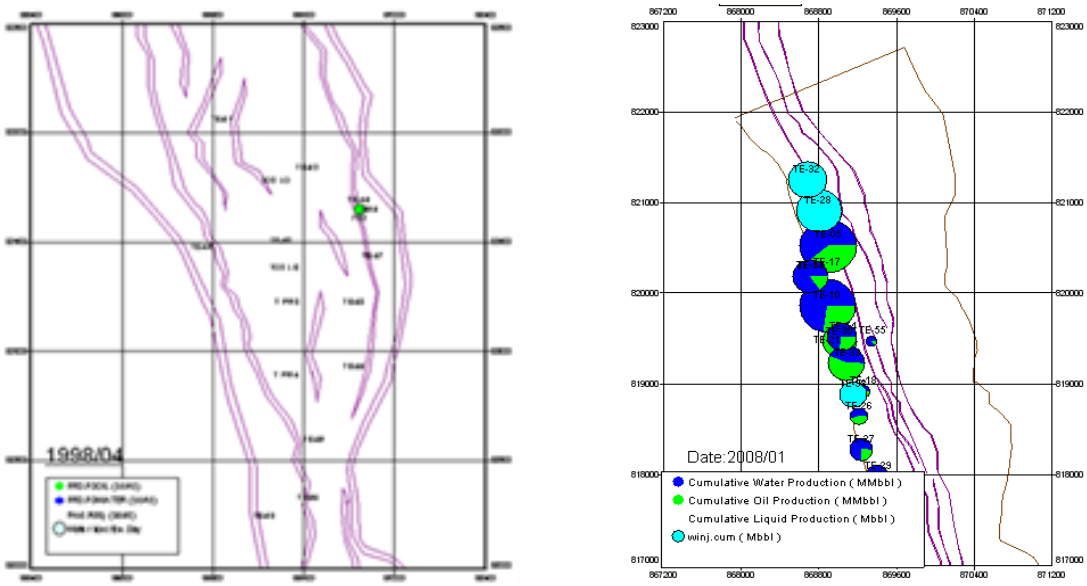
De acuerdo al cierre técnico del piloto se tienen las siguientes conclusiones:



Fuente: Ecopetrol S.A

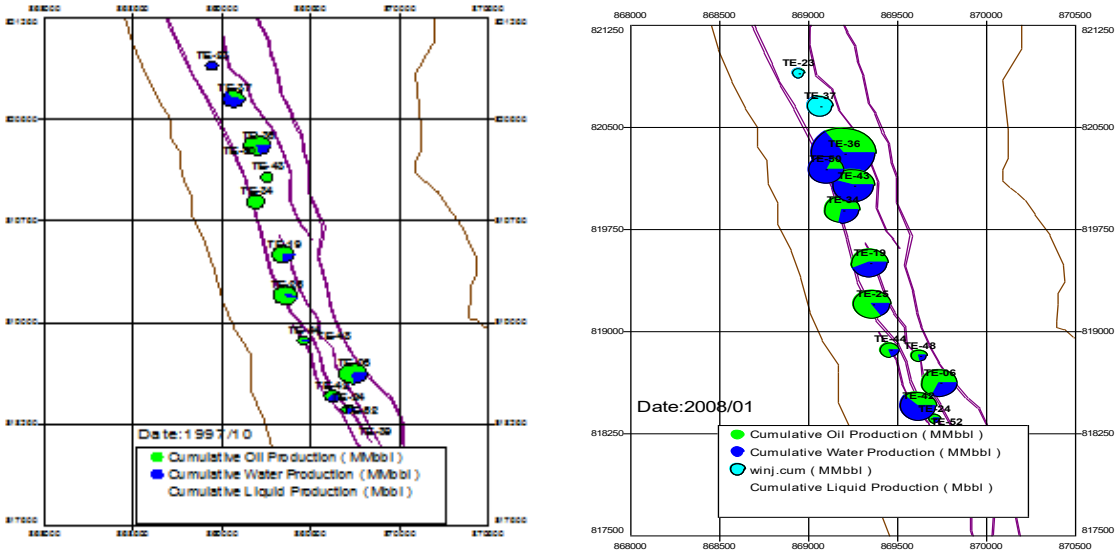
Anexo D. Mapa de burbuja del comportamiento Inyección-producción del campo Tello

Figura. Mapas de burbuja del bloque A



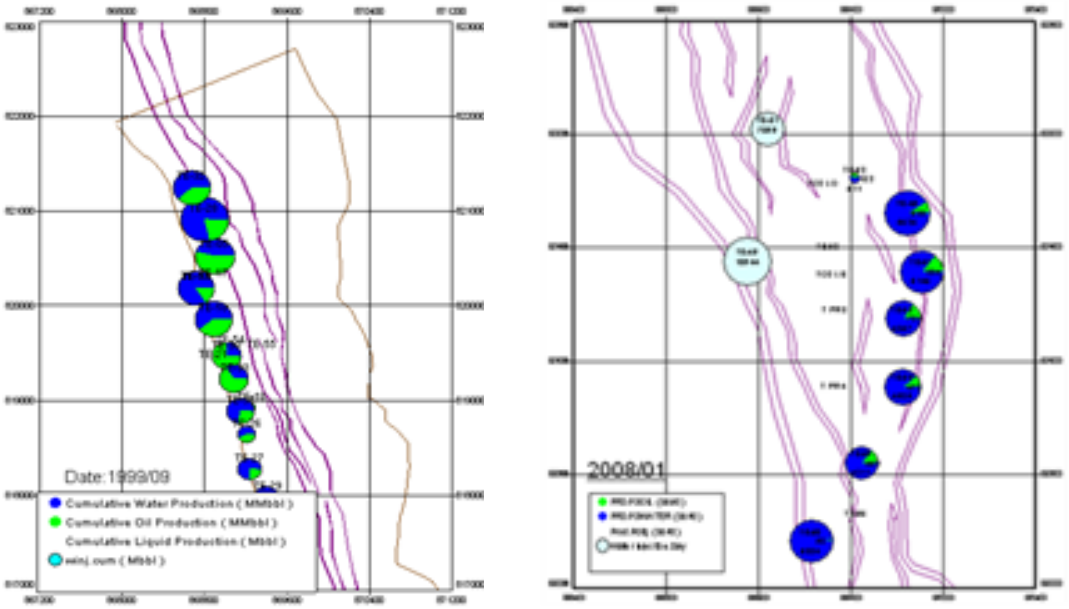
Fuente: Ecopetrol S.A

Figura. Mapas de burbuja del bloque BC



Fuente: Ecopetrol S.A

Figura. Mapas de burbuja del bloque D



Fuente: Ecopetrol S.A