

**EVALUACION DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA
DEL CAMPO TELLO (FORMACION MONSERRATE)**

**MILLER ANDRES SILVA MARTINEZ
JUAN CARLOS MEJIA VIDAL**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
FACULTAD DE INGENIERIA
NEIVA
2009**

**EVALUACION DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA
DEL CAMPO TELLO (FORMACION MONSERRATE)**

**MILLER ANDRES SILVA MARTINEZ
JUAN CARLOS MEJIA VIDAL**

**Trabajo de grado presentado como requisito para
Optar al título de Ingeniero de Petróleos.**

**Director
CESAR AUGUSTO DUARTE PRADA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA.
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
FACULTAD DE INGENIERIA
NEIVA
2009**

NOTA DE ACEPTACION

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

DEDICATORIA

Este documento va dedicado especialmente a:

Mi padre Jaime Arturo Mejía Bonilla quien fue y será la guía que ilumina mi proyecto de vida y que siempre recordare como un gran ejemplo de fortaleza, inteligencia, amor y amistad.

A mi madre Esperanza Vidal Lemus por brindarme su amor y apoyo incondicional, a mis hermanos por brindarme su cariño y amistad, a la Universidad Surcolombiana por brindarme los conocimientos y los pasos para llegar a ser un gran profesional, a mi compañero de tesis Miller Andrés Silva y a los otros tesisistas con los cuales compartimos conocimientos que fueron de suma importancia para el desarrollo de este proyecto, a mis compañeros de carrera con los cuales pase momentos inolvidables y a todas las personas que de una u otra manera contribuyeron para la culminación de este proyecto.

Juan Carlos Mejía Vidal

Este documento es dedicado especialmente a DIOS por brindarme todo lo que me ha ofrecido.

A mi mamá María Dolly Martínez y mi hermano José Irnel Silva Martínez por sus esfuerzos y dedicación para lograr este triunfo en mi vida; esto se logró gracias a ellos. A mi papá José Silva, mis hermanos Juan Silva y Lina Silva por su compañía.

A mis sobrinos María José Y Samuel por ser uno de mis motivos para salir adelante, a mi compañero de tesis Juan Mejía y a su padre Jaime Mejía por su apoyo.

A todas aquellas personas que de una u otra manera me acompañaron durante este periodo de mi vida, a todos y cada uno de ellos Gracias.

Miller Andrés Silva Martínez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

- ✓ ECOPETROL S.A. por permitirnos llevar a cabo este proyecto.
- ✓ La Universidad SURCOLOMBIANA, por la formación impartida durante estos años.
- ✓ Ing. Cesar Augusto Duarte Prada, director del proyecto por su apoyo y dedicación
- ✓ Ing. Darwin Villadiego, por su dedicación y entrega.
- ✓ Ing. Gerson Pérez, asesor del proyecto.
- ✓ Ing. Javier Nevito Gómez, jefe departamento de ingeniería de subsuelo y confiabilidad y SOPM CE.
- ✓ Ing. Henry Chavarro Gasca, por su colaboración.
- ✓ Los departamentos de ingeniería y producción de la Superintendencia de Operaciones Huila –Tolima de ECOPETROL S.A.
- ✓ VARISUR y compañía limitada, especialmente al ingeniero Orlando Sepúlveda por facilitar los medios para llevar a cabo este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	PAG
RESUMEN	
INTRODUCCION	
1. Generalidades del Campo Tello.....	19
1.1 Historia del campo.....	19
1.2 Ubicación geográfica	20
1.3 Propiedades generales del campo.....	21
1.4 Análisis del sistema de inyección – producción de campo Tello.....	22
2. Modelo geológico.....	23
2.1 Marco regional.....	23
2.2 Modelo geológico estructural.....	25
2.3 Modelo geológico estratigráfico.....	26
2.3.1 Ambiente de depositación.....	26
2.4 Contactos de fluidos.....	28
2.5 Características del yacimiento.....	28
2.6 Incertidumbres del modelo geológico.....	29
2.7 Sistema petrolífero.....	30
2.8 Mecanismo de producción.....	31
3. Procedimiento a seguir para el análisis de la inyección de agua.....	33
3.1 Analizar a nivel de campo.....	34
3.2 Análisis a nivel de patrón.....	36
3.3 Analizar a nivel de pozo.....	37
4. Análisis de inyección de agua.....	39

4.1	Análisis a nivel de campo.....	40
4.1.1	Presiones.....	41
4.1.2	Índice de vaciamiento.....	41
4.1.3	Índice de heterogeneidad.....	42
4.1.4	Gráfico de comparación de antes y después (ABC PLOT).....	44
4.1.5	Mapa de burbuja de radio de drene e inundación.....	46
4.2	Análisis pozo a pozo por patrón.....	49
4.2.1	Patrón 1° lámina A domo norte.....	49
4.2.1.1	Índice de vaciamiento patrón 1° lámina A domo norte.....	51
4.2.1.2	Mapas de burbuja.....	52
4.2.1.2.1	Aceite acumulado.....	52
4.2.1.2.2	Tasa de aceite promedio.....	54
4.2.1.3	Tello 46.....	56
4.2.1.4	Tello 56.....	58
4.2.1.5	Tello 57.....	60
4.2.1.6	Tello 59ST.....	61
4.2.1.7	Tello 58.....	63
4.2.1.8	Tello 60.....	65
4.2.2	Patrón 2° lámina A domo sur.....	67
4.2.2.1	Índice de vaciamiento patrón 2° lámina A domo sur.....	68
4.2.2.2	Mapas de burbuja.....	70
4.2.2.2.1	Aceite acumulado.....	70
4.2.2.2.2	Tasa de aceite promedio.....	72
4.2.2.3	Tello 8.....	73
4.2.2.4	Tello 15ST.....	75
4.2.2.5	Tello 9.....	77
4.2.2.6	Tello 12.....	78
4.2.2.7	Tello 13.....	81
4.2.2.8	Tello 51.....	82
4.2.3	Patrón 3° lámina B.....	83
4.2.3.1	Índice de vaciamiento patrón 3° lámina B.....	84

4.2.3.2 Mapas de burbuja.....	86
4.2.3.2.1 Aceite acumulado.....	86
4.2.3.2.2 Tasa de aceite promedio.....	88
4.2.3.3 Tello 34.....	89
4.2.3.4 Tello 36.....	91
4.2.3.5 Tello 43.....	93
4.2.3.6 Tello 06.....	95
4.2.4 Patrón 4° lámina D domo sur.....	96
4.2.4.1 Índice de vaciamiento patrón 4° lámina D domo sur.....	97
4.2.4.2 Mapas de burbuja.....	99
4.2.4.2.1 Aceite acumulado.....	99
4.2.4.2.2 Tasa de aceite promedio.....	100
4.2.4.3 Tello 18A.....	101
4.2.4.4 Tello 30D.....	103
4.2.4.5 Tello 44.....	104
4.2.4.6 Tello 48.....	105
4.3 Análisis a pozos inyectoros.....	107
4.3.1 Tello 04.....	108
4.3.1.1 Análisis Hall Plot.....	108
4.3.2 Tello 07.....	109
4.3.2.1 Análisis Hall Plot.....	110
4.3.3 Tello 23ST.....	111
4.3.3.1 Análisis Hall Plot.....	112
4.3.4 Tello 28.....	113
4.3.4.1 Análisis Hall Plot.....	113
4.3.5 Tello 32.....	114
4.3.5.1 Análisis Hall Plot.....	115
4.3.6 Tello 37.....	116
4.3.6.1 Análisis Hall Plot.....	117
4.3.7 Tello 38.....	118
4.3.7.1 Análisis Hall Plot.....	118

4.3.8 Tello 49ST.....	119
4.3.8.1 Análisis Hall Plot.....	120
4.3.9 Tello 61.....	121
4.3.9.1 Análisis Hall Plot.....	121
5 Conclusiones.....	122
6 Recomendaciones.....	124
7 Bibliografía.....	125
8 Anexos.....	127

LISTA DE TABLAS

PAG

Tabla 1 Propiedades generales del Campo Tello.....	21
Tabla 2 Propiedades petrofísicas de la formación Monserrate del Campo Tello...	29

LISTA DE FIGURAS

	PAG
Figura 1 Localización campo Tello.....	20
Figura 2 Ubicación Geológica del campo Tello.....	24
Figura 3 Láminas estructurales del campo Tello.....	25
Figura 4 Disposición de las principales características estructurales presente en el campo Tello.....	26
Figura 5 Columna estratigráfica del Valle Superior del Magdalena.....	27
Figura 6 Correlación estratigráfica en la lámina A.....	28
Figura 7 Ubicación de pozos productores, inyectores y abandonados en campo Tello.....	39
Figura 8 Producción Total de Líquidos vs Tiempo.	40
Figura 9 Comportamiento de presión del campo Tello vs tiempo.....	41
Figura 10 Índice de vaciamiento para campo Tello.	42
Figura 11 Cross Hair plot para campo Tello.	43
Figura 12 ABC PLOT para campo Tello.....	45
Figura 13 Mapa de burbuja, radios de drene e inundación de campo Tello.....	47
Figura 14 Pozos productores influenciados por los pozos inyectores Tello 49ST y Tello 61.....	49
Figura 15 Producción Total de Líquidos vs Tiempo.....	50
Figura 16 Índice de vaciamiento, gráfico de producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para patrón 1° lámina A domo norte.....	51
Figura 17 Comportamiento de presión patron 1 vs tiempo.	52
Figura 18 Tasa de aceite acumulado para patrón 1° lámina A domo norte.....	53
Figura 19 Tasa de aceite promedio para patrón 1° lámina A domo norte.....	55
Figura 20 Influencia Tello 46.....	56
Figura 21 Curvas de producción para Tello 46.....	57
Figura 22 Curva de Feng Chan Tello 46.....	57

Figura 23 Influencia Tello 56.....	58
Figura 24 Curvas de producción para Tello 56.....	59
Figura 25 Curva de Feng Chan Tello 56.	59
Figura 26 Influencias Tello 57.	60
Figura 27 Curvas de producción para Tello 57.....	60
Figura 28 Curva de Feng Chan Tello 57.	61
Figura 29 Influencias Tello 59ST.	62
Figura 30 Curvas de producción para Tello 59ST.....	62
Figura 31 Curva de Feng Chan Tello 59ST.....	63
Figura 32 Influencias Tello 58.....	63
Figura 33 Curvas de producción para Tello 58.....	64
Figura 34 Curva de Feng Chan Tello 58.....	65
Figura 35 Influencias Tello 60.....	65
Figura 36 Curvas de producción para Tello 60.....	66
Figura 37 Curva de Feng Chan Tello 60.	67
Figura 38 Pozos productores influenciados por los pozos inyectores Tello 04 y Tello 07.	67
Figura 39 Producción Total de Líquidos vs Tiempo.....	68
Figura 40 Índice de vaciamiento, gráfico de producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para patrón 2° lámina A domo sur.	69
Figura 41 Comportamiento de presión de patron 2 vs tiempo.....	69
Figura 42 Tasa de aceite acumulado para patrón 2° lámina A domo sur.	71
Figura 43 Tasa de aceite promedio para patrón 2° lámina A domo sur.	72
Figura 44 Influencias Tello 08.	73
Figura 45 Curvas de producción para Tello 08.....	74
Figura 46 Curvas de Feng Chan Tello 08.	74
Figura 47 Influencias Tello 15ST.	75
Figura 48 Curvas de producción para Tello 15ST.	76
Figura 49 Curvas de Feng Chan Tello 15ST.	76
Figura 50 Influencias Tello 09.	77
Figura 51 Curvas de producción para Tello 09.	78

Figura 52 Curvas de Feng Chan Tello 09.....	78
Figura 53 Influencias Tello 12.	79
Figura 54 Curvas de producción para Tello 12.....	80
Figura 55 Curvas de Feng Chan Tello 12.....	80
Figura 56 Influencias Tello 13.....	81
Figura 57 Curvas de producción para Tello 13.....	81
Figura 58 Curvas de Feng Chan Tello 13.....	82
Figura 59 Curvas de producción para Tello 51.....	81
Figura 60 Curvas de Feng Chan Tello 51.....	82
Figura 61 Pozos productores influenciados por los pozos inyectores Tello 23 y Tello 37.....	83
Figura 62 Producción Total de Líquidos vs Tiempo.....	84
Figura 63 Índice de vaciamiento, gráfico de producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para patrón 3° lámina B.	85
Figura 64 Comportamiento de presión de patron 3 vs tiempo.....	86
Figura 65 Tasa de aceite acumulado para patrón 3° lámina B.....	87
Figura 66 Tasa de aceite promedio para patrón 3° lámina B.....	88
Figura 67 Influencias Tello 34.....	89
Figura 68 Curvas de producción para Tello 34.....	90
Figura 69 Curva de Feng Chan Tello 34.....	90
Figura 70 Influencias Tello 36.	91
Figura 71 Curvas de producción para Tello 36.....	92
Figura 72 Curva de Feng Chan Tello 36.....	92
Figura 73 Influencias Tello 43.	93
Figura 74 Curvas de producción para Tello 43.	94
Figura 75 Curva de Feng Chan Tello 43.....	94
Figura 76 Curvas de producción para Tello 06.....	95
Figura 77 Curva de Feng Chan Tello 06.....	96
Figura 78 Pozos productores influenciados por el pozo inyector Tello 38.....	96
Figura 79 Producción Total de Líquidos vs Tiempo.....	97
Figura 80 Índice de vaciamiento, gráfico de producción de líquidos e inyección	

de agua vs tiempo para el patrón 4° lámina D domo sur.....	98
Figura 81 Comportamiento de presión de patrón 4 vs tiempo.....	98
Figura 82 Tasa de aceite acumulado para patrón 4° lámina D domo sur.....	99
Figura 83 Tasa de aceite promedio para patrón 4° lámina D domo sur.....	100
Figura 84 Influencias Tello 18A.....	101
Figura 85 Curvas de producción para Tello 18A.	102
Figura 86 Curva de Feng Chan Tello 18A.	102
Figura 87 Influencias Tello 30D.	103
Figura 88 Curvas de producción para Tello 30D.....	103
Figura 89 Curva de Feng Chan Tello 30D.	104
Figura 90 Curvas de producción para Tello 44.	104
Figura 91 Curva de Feng Chan Tello 44.....	105
Figura 92 Curvas de producción para Tello 48.	106
Figura 93 Curva de Feng Chan Tello 48.....	106
Figura 94 Ubicación de pozos inyectores en Campo Tello.....	107
Figura 95 Ubicación pozo inyector Tello 04.	108
Figura 96 Hall Plot Tello 4.....	109
Figura 97 Ubicación pozo inyector Tello 07.	109
Figura 98 Hall Plot Tello 07.....	110
Figura 99 Ubicación pozo inyector Tello 23ST.	111
Figura 100 Hall Plot Tello 23.....	112
Figura 101 Ubicación pozo inyector Tello 28.	113
Figura 102 Hall Plot Tello 28.	114
Figura 103 Ubicación pozo inyector Tello 32.....	115
Figura 104 Hall Plot Tello 32.....	116
Figura 105 Ubicación pozo inyector 37.	116
Figura 106 Hall Plot Tello 37.	117
Figura 107 Ubicación pozo inyector Tello 38.	118
Figura 108 Hall Plot Tello 38.....	119
Figura 109 Ubicación pozo inyector Tello 49ST.	119
Figura 110 Hall Plot Tello 49ST.....	120

Figura 111 Ubicación pozo inyector Tello 61.	121
Figura 112 Hall Plot Tello 61.....	121
Figura 113 Ejemplo de tabla estática.	130
Figura 114 Ejemplo de tabla estática maestra.....	131
Figura 115 Ejemplo tabla monthly.....	131
Figura 116 Ejemplo de tabla esporádica.....	131
Figura 117 Tipos de información no definida.	133
Figura 118 Relaciones entre tablas de un proyecto OFM.	134
Figura 119 Gráfico típico para una inyección típica de agua.....	140
Figura 120 Cross Hair plot.	142
Figura 121 Gráficos para diagnosticar la diferencia entre conificación o canalización de agua.	144
Figura 122 Áreas de drenaje de aceite y radios de bancos de agua.	146
Figura 123 By passed de área de aceite identificada por visualización de simulación.	147
Figura 124 Curva diagnóstico de comportamiento normal de avance del frente de agua.	149
Figura 125 Curva diagnóstico del comportamiento de canalización de agua.....	150
Figura 126 Curva diagnóstico del comportamiento de canalización rápida.	150
Figura 127 Curva diagnóstico del comportamiento de conificación de agua.....	150
Figura 128 Curva diagnóstico del comportamiento de conificación con canalización tardía.....	151
Figura 129 Diagrama Tipo de Chan para conificación del acuífero.	151
Figura 130 Diagrama Tipo de Chan para canalización de agua cerca de la cara del pozo.	151
Figura 131 Curva para canalización con cambios en la producción.	152
Figura 132 Diagramas tipo de Chan de canalización de agua en la cara del pozo e Historia de Producción por Inyección de agua.	152
Figura 133 Curva diagnóstico del comportamiento de conificación con canalización tardía.	152

Figura 134	Curva diagnóstico del comportamiento de conificación de agua.....	153
Figura 135	Curva diagnóstico del comportamiento de conificación de agua.....	153
Figura 136	Curva diagnóstico de comportamiento normal de avance del frente de agua con alto WOR.	153
Figura 137	Curva de producción por inyección de agua.....	153
Figura 138	Curva de canalización rápida.	154
Figura 139	Ubicación de pozos productores, inyectores y abandonados en campo Tello.	155
Figura 140	Bloque 1. Ubicación y trayectoria de pozos productores, inyectores y abandonados en campo Tello.....	156
Figura 141	Bloque 2. Ubicación y trayectoria de pozos productores, inyectores y abandonados en campo Tello.	157
Figura 142	Bloque 3. Ubicación y trayectoria de pozos productores, inyectores y abandonados en campo Tello.	158
Figura 143	Mapa de burbuja, radios de drene e inundación de campo Tello.	159
Figura 144	Zoom de mapa de burbuja, radios de drene e inundación de campo Tello zona norte.	160
Figura 145	Zoom de mapa de burbuja, radios de drene e inundación de campo Tello zona sur.	161

LISTA DE ANEXOS

	PAG
ANEXO 1. Fundamentos teóricos OFM.....	128
ANEXO 2. Fundamentos teóricos para la inyección de agua.....	137
ANEXO 3. Diagnostico del corte de agua con la derivada del gráfico WOR....	148
ANEXO 4. Mapas de distribución de pozos de Campo Tello.....	155

RESUMEN

El Campo Tello fue descubierto con la perforación del pozo Tello 1 en marzo de 1972, este campo tiene 36 pozos productores y 9 pozos inyectores, en el cual de los 9 pozos inyectores, 3 inyectan más de la mitad del volumen de agua en el campo, teniéndose un desbalance en la relación de vaciamiento.

En el campo Tello se ha identificado pozos cuya área de drenaje tiene una presión de yacimiento baja (< 800 psi), lo que permite concluir que ciertas áreas del yacimiento no están recibiendo el efecto de la inyección de agua.

En las áreas en las cuales se presenta efecto de la inyección se tiene una relación de reemplazamiento de fluidos inferior a 0.9 lo que indica que se está extrayendo más fluido del que se inyecta, generando despresurización en algunos sectores del Campo. En algunos sectores del campo, la presión está por debajo de la presión de burbuja, lo que es perjudicial para el manejo del yacimiento e indica que no se tiene el efecto de los pozos inyectores, por tal motivo es necesario evaluar las posibilidades de definir algunos patrones de inyección.

Para llevar a cabo el proyecto EVALUACION DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO TELLO se realizó la unificación de la base de datos del campo Tello, la cual se extrajo de diferentes aplicaciones como son: TWM (Total Well Management), OFM (Oild Field Manager), DIMS, Open Wells, Profile, y de documentos (Word, PDF, e imágenes digitales) suministradas por SOHT (Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima).

Para éste proyecto, se implementó una metodología de análisis utilizando como herramienta el programa OFM (Oild Field Manager) a diferentes niveles: por campo, patrón de inyección y por pozo, aplicada la metodología se logró identificar cuatro patrones de inyección principales y los problemas que se presentan por la inyección de agua.

ABSTRACT

The TELLO Field was discovered with the drilling of Tello 1 in March of 1972, this field has 36 producing wells and 9 injection wells, in which the 9 injection wells, 3 injected more than half the volume of water in the field , taking an imbalance in the ratio of emptying.

In the Tello field have been identified wells as drainage area has a low reservoir pressure (<800 psi), which suggests that certain areas of the site are not getting the effect of water injection.

In areas which show the effect of the injection has a fluid replacement ratio lower than 0.9 indicating that more fluid is being extracted than injected, causing depressurization in some sectors of the Field. In other areas the pressure is below the bubble pressure which is detrimental to the management of the site and indicates that no effect of injection wells, for this reason it is necessary to evaluate the possibility to define some patterns of injection.

To carry out the project EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF WATER INJECTION PROCESS IN THE FIELD TELLO was made to unify the database TELLO Field, which was extracted from different applications such as: TWM (Total Well Management) OFM (Oil Field Manager), DIMS, Open Wells, Profile, and documents (Word, PDF, and digital images) provided by SOHT (Operations Superintendent Huila-Tolima).

For this project, we have implemented a methodology for analysis using the program as a tool OFM (Oil Field Manager) at different levels: on the field, and injection pattern and well, the methodology applied was identified 4 patterns of main injection and problems presented by water injection.

INTRODUCCION

El Campo Tello fue descubierto con la perforación del pozo Tello 1 en marzo de 1972, este campo tiene 36 pozos productores y 9 pozos inyectoros, en el cual se identificaron cuatro patrones de inyección. Con las condiciones anteriores que se tenían de los precios del crudo, nos permitían la perforación y/o implementación de tecnología que llevara a un mejor manejo del proceso de inyección de agua. Los precios actuales del petróleo permiten realizar inversiones e implementación de tecnología que permiten mejorar la eficiencia del proceso de inyección de agua a nivel de yacimiento, por lo tanto mejorar la producción del crudo. Razón por la cual se requiere evaluar las oportunidades de mejora en el campo Tello, formación Monserrate.

En la evaluación de los patrones de inyección de agua existentes en el campo Tello (formación Monserrate), se requiere de una recopilación, revisión y clasificación integral de la información existente sobre el sistema inyección /producción del campo en una base de datos que permita almacenar la información para un posterior análisis, este se realizara a diferentes niveles, los cuales serán por campo, patrón de inyección y por pozo.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO TELLO

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

El Campo Tello hacía parte de la antigua Concesión Tello 1161. Esta Concesión fue adjudicada a la compañía Tennessee Colombia S.A. en el año de 1971 y pasó a la compañía Hocol S.A. en el año de 1979. En febrero 14 de 2006 revirtió a la nación a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

El Campo Tello fue descubierto con la perforación del pozo Tello 1 en marzo de 1972. El desarrollo principal del campo Tello se terminó con la perforación de los pozos del año de 1985, para esta fecha el Campo alcanzó una producción máxima de 11200 barriles de petróleo por día. En el año de 1992 las facilidades de producción fueron destruidas completamente por un ataque guerrillero y la producción fué tratada y almacenada en instalaciones temporales. En el año de 1995 se construyeron las nuevas instalaciones para la recolección y tratamiento del crudo del Campo Tello. En septiembre de 1997 en el Campo Tello se inicia el proyecto de inyección de agua, el desarrollo de la zona norte del campo y la perforación infill. Con este plan de desarrollo se incrementó notablemente la producción, así como también las reservas del campo y se alcanzó una producción máxima de 15.552 barriles por día.

La Formación productora del Campo Tello es Monserrate. Actualmente, la producción del Campo Tello es de 8000 barriles diarios de petróleo con 33 pozos productores activos y nueve pozos inyectoros (septiembre de 2009).

Las reinterpretaciones estructurales y estratigráficas hechas por la compañía Hocol en el Campo Tello han definido ***cinco láminas productoras*** de hidrocarburos cuya dimensión del campo está delimitada estructuralmente por los pozos actualmente perforados, la acumulación de hidrocarburos del almacenador está restringida sólo al área perforada. El potencial de crecimiento del Campo Tello está relacionado en definir los límites Norte y Sur en algunas láminas, en

optimizar el sistema actual de inyección – producción, y se visualiza hacer algunos fracturamientos hidráulicos con RPM y cañoneos adicionales para incrementar el factor de recobro de los yacimientos.

1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Tello está ubicado al noreste de la ciudad de Neiva en el Departamento del Huila, a tres kilómetros aproximadamente del casco urbano de la ciudad de Neiva, en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (Figura 1). La Subcuenca de Neiva se extiende desde el sur del arco de Natagaima hasta la población de Pitalito (Huila), entre las cordilleras Central y Oriental¹.

Figura 1. Localización campo Tello

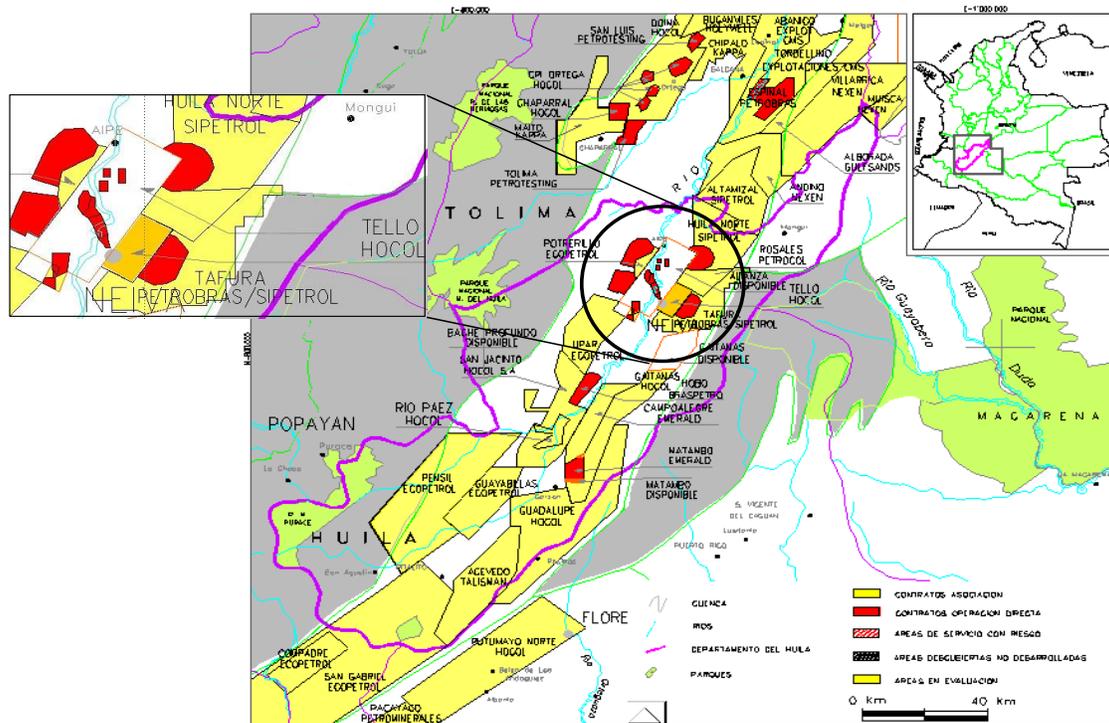


Figura tomada: ECOPEPETROL S.A proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua.

¹ ECOPEPETROL S.A proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua

1.3 PROPIEDADES GENERALES DEL CAMPO

La tabla 1 muestra información de las propiedades generales del campo Tello

PROPIEDAD	DATO
°API	19.5
Corte de agua	45-90%
Presión de Yacimiento actual (psi)	1000 @ 6300 ft
Temperatura de Yacimiento (°F)	165
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	3484 @ 6300 ft
Presión de Burbuja (psi)	846 (PVT Tello 46)
Viscosidad del crudo a Ty (Cp)	10.6
Tipo de Formación	Arenisca
Espesor neto promedio (ft)	10-100
Profundidad promedio (ft)	6800
Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	6700
Viscosidad del agua (Cp)	1.07
Relación Gas-Aceite en Solución, Rsi SFC/BL)	142
Factor Volumétrico del petróleo a Pb	1.077 rb/stb
Formación Productora	Monserate
Área productiva (Acres)	1140
Gravedad del gas	0.742
Solubilidad Inicial, Rsi	142 scf/stb

Tabla 1 Propiedades generales del campo Tello

1.4 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE INYECCIÓN – PRODUCCIÓN DE CAMPO TELLO

En general se observa que el proceso de inyección de agua, ha contribuido favorablemente a la recuperación y aceleramiento de reservas de aceite en el campo Tello. Aún así, se observa una ineficiencia en el balance de fluidos de todo el Campo al momento de analizar el vaciamiento que ha tenido el yacimiento. Actualmente se presenta una relación de reemplazamiento de fluidos inferior a 0.9 lo que indica que se está extrayendo más fluido del que se inyecta, generando despresurización en algunos sectores del Campo.²

² **ECOPETROL S.A** proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua

2. MODELO GEOLOGICO

Tectónicamente el Valle Superior constituye un Graben de compresión el cual está limitado por fallas de cabalgamiento, con transporte tectónico hacia el occidente en el borde oriental, y transporte hacia el oriente en el borde occidental. En el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental el estilo estructural se asocia a deformación compresiva de edad Miocena.

En el área de estudio se reportan rocas perforadas cuya edad va desde el Precretáceo (Formación Saldaña) hasta el Reciente. La secuencia Cretácea está compuesta por las Formaciones Caballos, Villeta, Monserrate y Guaduala y la secuencia Terciaria por el grupo Gualanday, Formaciones Barzalosa, Honda y Gigante.

La mayoría de la producción se ha obtenido de depósitos clásticos del Cretáceo, de las Formaciones Caballos (Kb) y Monserrate (K4) y del Terciario de la Formación Honda. La producción está asociada a trampas de tipo estructural con componente estratigráfica.

2.1 MARCO REGIONAL

La Cuenca del Valle Superior del Magdalena se ha dividido, geológicamente, en dos subcuencas que están separadas entre sí por el arco de Natagaima: al Norte, la subcuenca de Girardot y la subcuenca de Neiva al Sur.

El campo Tello está ubicado al Norte de la subcuenca de Neiva (Figura 2). La subcuenca de Neiva puede definirse como una cuenca de doble "foreland" o antepaís. Está limitada al este por las Fallas de Garzón - Suaza, que pone en contacto las rocas pre-cretáceas del Macizo de Garzón con los sedimentos terciarios de la Formación Honda; al Oeste, con la Falla de Chusma, que pone en contacto las rocas pre-cretáceas de la Cordillera Central, con sedimentos

cretácicos y terciarios; al Sur, por la confluencia de las Fallas de Chusma y Garzón - Suaza, y al Norte, por el arco de Natagaima, donde afloran rocas pre-cretáceas.

Figura 2. Ubicación Geológica del Campo Tello

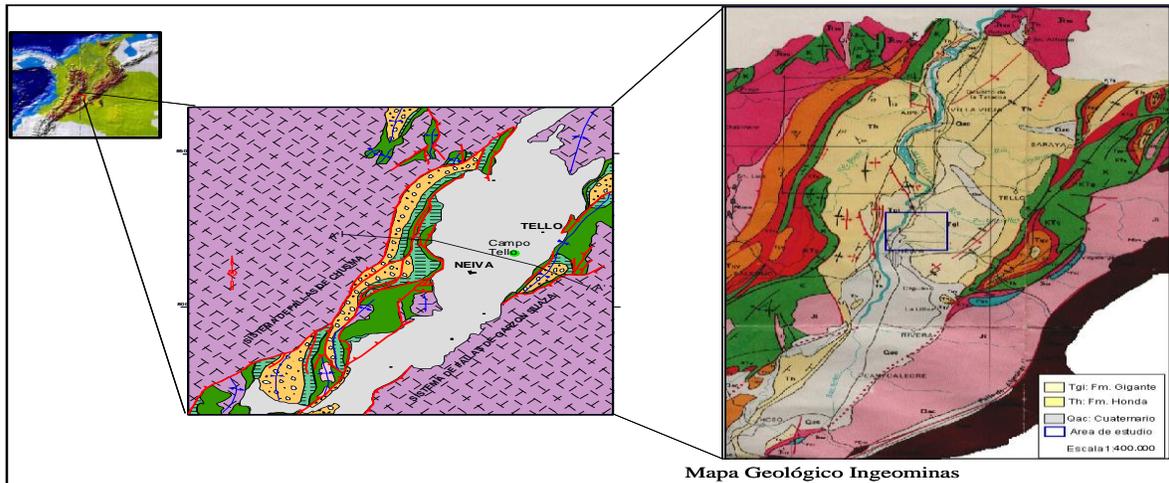


Figura tomada: ECOPETROL S.A proyecto de producción incremental de los campos Tello la Jagua

Las estructuras presentes hoy en día, son el resultado de los diferentes eventos compresivos que se han efectuado en la cuenca durante su desarrollo. El buen funcionamiento de todos los factores del sistema petrolífero del Valle Superior del Magdalena, es la causa de que sea una de las cuencas petrolíferas más prolíferas en producción de hidrocarburos.

El sistema petrolífero está constituido por las arcillas ricas en materia orgánica de la Formación Villeta, de edad Cretácea Superior, como roca fuente principal para la generación de hidrocarburos. La Formación Monserrate, de edad Cretácea, es considerada el reservorio principal del campo Tello. El sello lo proporcionan los innumerables cuerpos de arcillolitas presentes en la cuenca, las discordancias y las yuxtaposiciones de arcillolitas contra areniscas generadas por el desplazamiento de las fallas. La trampa está definida por anticlinales fallados, elongados en dirección NW - SE. Al norte y al sur, el límite de la trampa está dado por el buzamiento de la estructura.

2.2 MODELO GEOLOGICO ESTRUCTURAL

El campo Tello, geológicamente, se encuentra en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena y corresponde a una depresión estructural asimétrica, alargada en dirección NE, localizada entre las cordilleras Central y Oriental. Por su ubicación estructural en el foot wall de la Falla Tenay – Palogrande (Sistema de fallas que define y limita las acumulaciones de hidrocarburos en un tren estructural que involucra los campos de Pijao, Cebú, Palogrande, Dina Cretáceos, los cuales se ubican en el haging wall de la estructura. Por lo tanto, existe la posibilidad que el comportamiento de producción e inyección sea muy similar al de los campos que pertenecen al mismo tren porque la formación productora es la Formación Monserrate.

El yacimiento se encuentra compartimentalizado en cinco láminas estructurales separadas entre sí por fallas de cabalgamiento con un anticlinal asociado a cada una de ellas. Las cinco láminas estructurales han sido denominadas de este a oeste A, B, C, D y E (Figura 3). La lámina estructural A, que está ubicada en el extremo oriental del campo, es la más extensa, la menos deformada estructuralmente y la de mayor impacto en la producción de hidrocarburos.

Figura 3. Láminas estructurales del Campo Tello

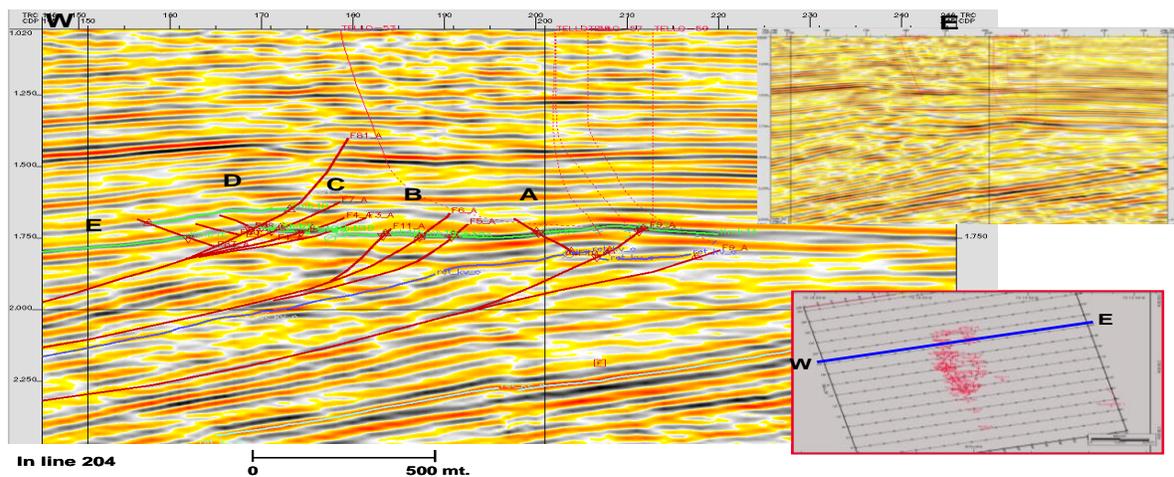


Figura tomada: ECOPETROL S.A proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua.

En la parte norte del campo Tello está representado por un alto estructural, al occidente, y por una zona baja al oriente del alto estructural. En la parte central de la estructura del campo está formada por dos altos estructurales muy bien definidos. En la parte sur la estructura es nuevamente un alto estructural en el cual han convergido los dos altos estructurales de la parte central. Las características estructurales del sector sur, sugieren posibilidades de extender el desarrollo del campo hacia este sector, esperando comportamientos similares a los presentados en el norte especialmente en la lámina A (Figura 4).

Figura 4. Disposición de las principales características estructurales presente en el Campo Tello

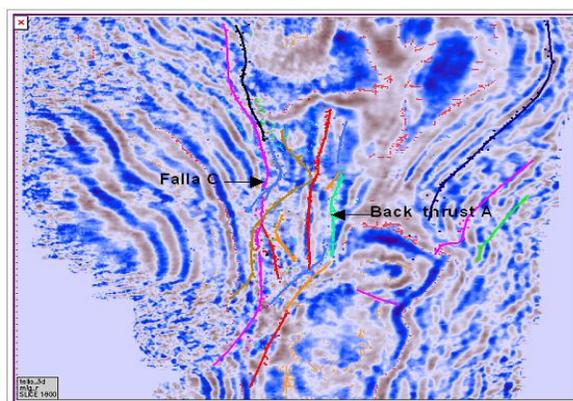


Figura tomada: ECOPEPETROL S.A proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua.

2.3 MODELO GEOLOGICO ESTRATIGRAFICO

2.3.1 Ambiente de depositación

La columna litológica que se presenta en el campo Tello, comprende rocas que van de las edades del Pre-Cámbrico hasta el Cuaternario reciente, como se observa en la columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena (Figura 5).

La Formación Monserrate en el campo Tello es la formación productora que subyace sobre la formación Villeta y en el tope es discordante con la formación

Barzalosa. Las areniscas de la Formación Monserrate fueron depositadas en un ambiente marino somero (Isla Barrera) durante el Senoniano – Maastrichtiano. Se pueden distinguir las siguientes facies:³

Figura 5. Columna estratigráfica del Valle Superior del Magdalena

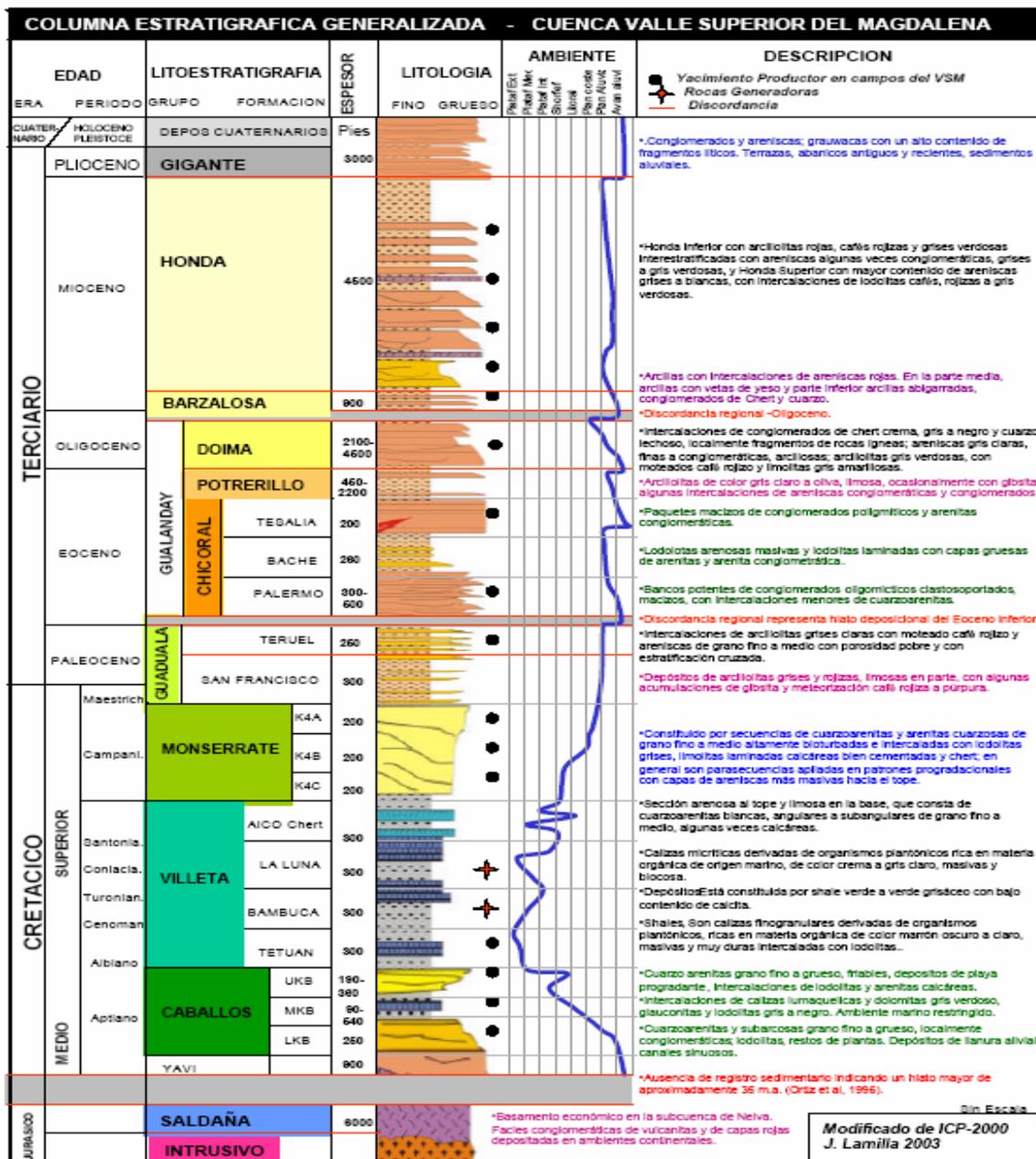


Figura tomada: ECOPEL S.A proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua.

³ ECOPEL S.A proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua

2.4 CONTACTOS DE FLUIDOS

En el campo Tello no se ha establecido un contacto agua-petróleo original para la Formación Monserrate en la parte norte y sur de la lámina A. Con la interpretación del volumen sísmico 3D la compañía Hocol estimó un cierre máximo en -9800 pies bnm.

El comportamiento del corte de agua en los pozos cercanos al contacto agua-aceite es muy sensible a la profundidad del mismo. En el campo Tello se observa una zona de transición bastante grande y no es posible estimar con exactitud el contacto agua-aceite.

2.5 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

De acuerdo al modelo estratigráfico, el yacimiento está constituido por areniscas de la Formación Monserrate, que infrayacen la discordancia del Oligoceno. Estas areniscas están divididas en cuatro miembros principales, que se diferencian por sus características petrofísicas. 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 (Figura 6).

Figura 6. Correlación estratigráfica en la lámina A

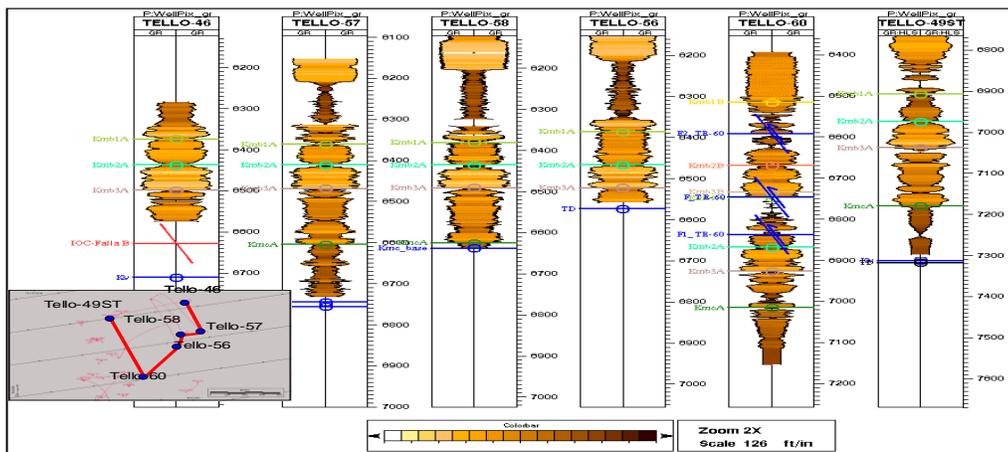


Figura tomada: ECOPEPETROL S.A proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua

Las características petrofísicas de las unidades encontradas en los pozos del campo Tello en las diferentes láminas se muestran en la Tabla 2

Lámina Estructural	Miembro Fm. Monserrate	Espesor Bruto (Pies)	Espesor Neto de Arena (Pies)	Relación Net / Gross (%)	Porosidad (%)	Permeabilidad Promedio (miliDarcies)
A	Kmb1	61.19	33.57	54.87%	19.68%	143.91
	Kmb2	97.27	74.90	77.00%	19.83%	259.86
	Kmb3	92.78	70.66	76.16%	22.12%	103.84
	Kmc	105.86	65.52	61.89%	16.78%	75.17
B	Kmb1	56.79	28.98	51.03%	19.20%	167.12
	Kmb2	74.91	58.45	78.03%	17.85%	226.38
	Kmb3	103.29	69.93	67.70%	16.88%	109.15
	Kmc	130.79	88.11	67.37%	19.67%	103.80
C	Kmb1	65.43	44.73	68.37%	13.76%	26.19
	Kmb2	86.33	68.69	79.57%	19.84%	135.78
	Kmb3	103.92	69.07	66.47%	17.03%	86.04
	Kmc	105.22	50.09	47.60%	15.70%	89.71
D	Kmb1	107.62	47.84	44.45%	13.04%	74.30
	Kmb2	112.35	73.65	65.55%	17.63%	141.56
	Kmb3	149.50	88.38	59.12%	17.79%	77.60
	Kmc	136.18	118.10	86.73%	22.51%	82.18
E	Kmb1	42.80	24.10	56.30%	27.78%	71.66
	Kmb2	38.92	27.46	70.55%	18.43%	294.13
	Kmb3	40.85	29.07	71.17%	20.78%	360.25

Tabla 2 Propiedades petrofísicas de la Formación Monserrate del Campo Tello

2.6 INCERTIDUMBRES DEL MODELO GEOLÓGICO

La anterior Operadora del campo Tello, la compañía Hocol, elaboró diferentes modelos geológicos (modelo estructural, petrofísico y estratigráfico). El modelo estructural ha tenido cambios drásticos y a partir del año 1998 con la interpretación de la sísmica 3D se definieron cinco láminas de cabalgamiento las cuales han variado su tamaño y cantidad de OOIP hasta el año 2006. El modelo petrofísico, también sufrió grandes modificaciones, hasta el año de 1998 se tenía

el concepto que las arenas productoras pertenecían a la edad Terciaria (Formación Tello). A partir de 1998 se genera un nuevo modelo petrofísico donde se definió que las areniscas productoras pertenecían a la edad del Cretáceo Superior (Formación Monserrate). Los modelos actuales (estructural y petrofísico) presentan debilidades. El modelo estructural define cinco láminas estructurales separadas por falla que no son muy evidentes en la sísmica 3D y además, esas fallas no tienen un despegue muy bien definido. En cuanto al modelo petrofísico, la información del modelo petrofísico de los campos Palogrande – Cebú y Dina Cretáceos comparada con el modelo del campo Tello indica que las unidades B1 y B2 definidas en el modelo del campo Tello no corresponden a la Formación Monserrate por propiedades petrofísicas y las unidades B3 y C tienen más relación con la Formación Monserrate. Es importante aclarar que las unidades B1 y B2 en el campo Tello tienen las mejores propiedades petrofísicas y por lo tanto son las unidades más drenadas del yacimiento. Con los modelos actuales no se ha podido definir el contacto agua – petróleo por lo tanto se desconoce el límite oeste del yacimiento tanto en la parte norte como en la sur.

2.7 SISTEMA PETROLIFERO

Trampa Combinación de trampas estructurales y estratigráficas. Anticlinales fallados cerrados contra las fallas de cabalgamiento “thrust” NW – SE y la discordancia con las unidades Terciarias.

Reservorio Miembros arenosos B1, B2, B3 y C de la Formación Monserrate (Cretáceo Superior). B3 y C en la mayoría de los pozos no están abiertos.

Roca Fuente Arcillas ricas en materia orgánica de la Formación Villeta.

Sello Arcillas de la Formación Barzalosa y/o miembros arcillosos de la Formación Honda.

2.8 MECANISMO DE PRODUCCION

Inicialmente, el yacimiento del campo Tello fue clasificado como un yacimiento subsaturado porque la presión inicial (3484 psi @ 6800 pies BNM) estaba por encima de la presión del punto de burbuja (846 Lppc). De acuerdo con esta premisa y el comportamiento de producción del campo se concluye que el mecanismo de producción predominante en el campo Tello era gas en solución y en menor grado empuje hidráulico moderado y segregación gravitacional.

Por encima del punto de burbuja, el yacimiento produce principalmente por la energía que se libera por la expansión del gas en solución, del aceite y del agua que avanza dentro del yacimiento. Durante esta etapa de producción se alcanza un factor de recobro estimado del 18% en yacimientos de areniscas.

Para mantener la presión del yacimiento por encima del punto de burbuja, en el año de 1997 se dio inicio al proceso de inyección de agua en algunas láminas del campo. Debido al efecto del proyecto de mantenimiento de presión, en la actualidad, la presión promedio del yacimiento es aproximadamente de 1000 psia @ -6300 pies BNM. Sin embargo, en algunos sectores del campo la presión del yacimiento está por debajo del punto de burbuja porque no hay soporte de presión.

La consecuencia de tener un yacimiento por debajo del punto de burbuja es que se forma una fase gaseosa y se reduce la tasa de flujo de petróleo por agotamiento de la fuente principal de energía del yacimiento. La relación gas - aceite se incrementa notablemente hasta el punto que es necesario cerrar pozos por alta relación gas – aceite (RGA). El recobro adicional durante esta etapa es mínimo y en muchas ocasiones se deben cerrar pozos por baja producción y por agotamiento de la energía del yacimiento.

Para reducir la declinación de la presión y retrasar el tiempo de llegada al punto de burbuja, así como también mejorar la eficiencia de barrido y de

desplazamiento, se debe continuar con el proyecto de mantenimiento de presión por inyección de agua, mejorarlo y optimizarlo.

En el campo Tello existen algunos sectores donde es muy claro el efecto de la inyección, y la presión se ha incrementado por encima de 1200 psi @ -6300 pies BNM, lo cual indica que el proyecto de mantenimiento de presión es efectivo. Sin embargo, en el caso de la lámina A, la presión que se está registrando en los últimos años muestra una tendencia de disminución porque la extracción de fluidos es mayor a la cantidad de fluidos que se están inyectando. Esta disminución se observada principalmente al sur de la lámina A, sin desconocer que al norte de la misma lámina también se está presentando la misma situación. Por ésta razón y siendo la lámina A la más importante del campo Tello se debe evaluar y optimizar el sistema de inyección – producción con el objetivo de mantener la presión del yacimiento por encima del punto de burbuja. Para cumplir con este objetivo hay que redefinir los patrones de inyección perforando nuevos pozos tanto productores como inyectores y convertir pozos productores a inyectores. Con esta estrategia se busca incrementar el factor de recobro contactando nuevas reservas al disminuir el espaciamiento y al optimizar las áreas de barrido por efecto de la inyección de agua.

3. PROCEDIMIENTO A SEGUIR PARA EL ANALISIS DE LA INYECCION DE AGUA

A través del tiempo se han desarrollada diversas metodologías y herramientas para analizar el comportamiento de los pozos, y en una gran cantidad de casos se deben de utilizar más de una de estas herramientas o metodologías para poder entender que ocurre a nivel del reservorio ya que no es recomendable basarse solo en un resultado debido a que éste nos puede mostrar un comportamiento erróneo de lo que pueda estar ocurriendo. Para la EVALUACION DE LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE INYECCION DE AGUA DEL CAMPO TELLO se tomaran diferentes parámetros a evaluar, la metodología de la evaluación se hará a diferentes niveles, los cuales son campo, patrón y pozo, este será el procedimiento a seguir en el capítulo 4.

A nivel de campo debemos tener en cuenta el mecanismo de empuje, volumen de agua que ha sido inyectada, comportamiento de la presión a través del tiempo y comportamiento de fluidos.

Cuando el campo es bastante extenso es recomendable efectuar una evaluación de éste en bloques. Estas subdivisiones pueden estar definidas por límites geográficos como fallas o barreras hidráulicas conocidas; también se puede considerar como limites las diferencias de presiones; ya que campo Tello no presenta una cantidad considerable de pozos, este tipo de nivel no será efectuado, este tipo de nivel se utiliza para campos que presentan cientos de pozos.

La evaluación a nivel de patrón confirmará la existencia de eficiencia de inyección y facilitará el desarrollo de planes de acciones. La evaluación a nivel de pozo será la última que se realice.

3.1 ANALIZAR A NIVEL DE CAMPO

Como se había mencionado anteriormente el primer análisis que se debe hacer es por campo, para esta parte del nivel de evaluación de un campo se considerará:

- **Gráfico de Producción Total de Líquidos vs Tiempo.**

Es importante examinar la tendencia de la producción total de líquido a través del tiempo ya que esta puede dar ideas de que posibles eventos han efectuados cambios sustanciales, además de que es importante observar la relación directa entre el VRR y el líquido de producción.

- **Voidage Replacement ratio (VRR).**

Mediante el comportamiento de la VRR y la presión del yacimiento se pueden notar diferentes acontecimientos⁴:

Cuando la $VRR > 1$ y la presión del yacimiento no aumenta puede ocurrir:

- Pérdida de la zona objetivo.
- Grandes zonas ladronas.

Cuando la $VRR < 1$ y la presión del yacimiento no decrece puede ocurrir:

- Afluencia de fluidos (Posible acuífero).

Hay que tener en cuenta de que no se tiene que sujetar a un solo tipo de diagnóstico ya que no son procedimientos exactos y se puede dar una conclusión errada de lo que ocurre. Para más información ver (anexos 3).

- **Índice de Heterogeneidad (HI).**

Este es un método de análisis especializado para datos de producción que compara datos individuales por pozo. Por definición HI es expresado de la siguiente forma:⁵

$$HI_{Fluid} - 1 = \left[\frac{Fluid_{well}}{Fluid_{averagewell}} - 1 \right]_t \text{ para tiempo, } t = 1 \dots n \quad (1)$$

El fluido para el caso de nosotros es aceite y agua. El HI es un tipo de procedimiento de normalización, para un mejor entendimiento del comportamiento de estos datos se decidió trabajar con el HI _{acumulado}.

⁴ Tomada SPE 102200 Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice 2006.

⁵ Tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Análisis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006.

- Cuando $(HI_{oil-1}$ o $HI_{water-1}) > 0$ indica que el pozo tiene un desempeño superior al desempeño promedio de aceite o agua del campo.

- Cuando $(HI_{oil-1}$ o $HI_{water-1}) < 0$ indica que el pozo tiene un desempeño menor al desempeño promedio de aceite o agua del campo.

Para más información ver (anexos 2).

- **After-Before-Compare Plot (ABC)**

Este es un método rápido utilizado para identificar cambios a corto plazo a nivel de campo o bloque, comparando datos de producción de aceite y agua a dos distintas fechas, este método es muy parecido al de índice de heterogeneidad, la diferencia es que en éste se hace una revisión rápida en pequeños lapsos de tiempo, a diferencia del anterior que se requiere grandes lapsos de tiempo para notar un comportamiento. Este análisis se hace a nivel de campo para notar pequeños cambios y posibles causas que afectan a los pozos productores a corto plazo, como se muestra a continuación:

- **Pozos sin cambios:** pozos que entran dentro de la coordenada (1,1).

- **Incremento de rata total de líquido:** se ubican sobre de la línea de 45° sobre las coordenadas (1,1).

- **Decremento de rata total de líquido:** se ubican sobre la línea de 45° bajo las coordenadas (1,1).

- **Incremento del corte del agua:** son los pozos quedan debajo de la línea de pendiente de 45° sobre las coordenadas (1,1).

- **Decremento del corte del agua:** son los pozos ubicados en la parte superior de la pendiente de 45 grados.

- **Radio de influencia de pozos.**

El radio de drenaje e inundación, puede ser utilizado para diferenciar las áreas drenadas por los pozos de las áreas que aun no han sido drenadas. Estos son

obtenidos a partir de cálculos volumétricos (Ver anexos 3)⁶. De esta manera se puede obtener un radio de drenaje e inundación, pero hay que tener en cuenta que este es un radio de drenaje volumétrico analítico que no representa la forma real, como físicamente se han desplazado los fluidos hacia y desde el pozo, ya que esto depende de la geometría del yacimiento y de la entrada de agua. Adicionalmente hay que considerar que el hecho de que se intercepte con otro no quiere decir que haya interferencia.

3.2 ANALISIS A NIVEL DE PATRON

Para el análisis a nivel de patrón se tendrán en cuenta cuatro parámetros para observar de qué forma se afecta los pozos entre sí.

- **Gráfico de Producción Total de Líquidos vs Tiempo.**

Para el análisis a nivel de patrón se utilizaron gráficas de producción total de líquidos vs tiempo como se hizo a nivel de campo. Con este gráfico observamos la tendencia de la producción total de líquido a través del tiempo, ya que en ésta se puede notar cambios en el comportamiento de los fluidos y de así de esta manera es posible observar que eventos han efectuados estos cambios.

- **Voidage Replacement ratio (VRR).**

La metodología de análisis de VRR que se utiliza para patrón, es la misma que se aplicó por campo, la diferencia radica en que se usa para una zona determinada la cual es totalmente afectada por la inyección, por ende se puede hacer un análisis más detallado sobre la relación de entrada y salida de fluidos.

⁶ Tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Analysis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006

- **Mapas de burbuja.**
 - **Aceite Acumulado:** estos permiten identificar de forma rápida los pozos que presentan más aceite acumulado en determinadas áreas.
 - **Tasa de aceite promedio:** estos sirven para evaluar y comparar el desempeño de los pozos.

3.3 ANALIZAR A NIVEL DE POZO

Para la evaluación de la inyección a nivel de pozo vamos a tener en cuenta dos métodos de análisis; para pozos productores se tendrá en cuenta el análisis por medio de el método de Chan y para los pozos inyectoros serán evaluados por medio de gráficos Hall, además se debe de tener en cuenta que estas gráficas deben ser analizadas en conjunto de gráficas de producción de fluidos y de inyección de agua de aquellos pozos que afectan a los productores analizados.

- **Gráfico de Producción Total de Líquidos vs Tiempo.**
A nivel de pozo se realizaran gráficos de aceite, líquido total, WOR, GOR y agua inyectada por pozo versus tiempos. Es importante analizar en conjunto los gráficos de producción junto con la tasa de inyección de los pozos que son afectados por estos, para así, de esta manera diagnosticar el porqué de los cambios presentes en éstos, ya que se puede dar por algún cambio desarrollado en el pozo productor o en pozo inyector que afecta a éste⁷.
- **Gráfico de la WOR´ vs Tiempo y WOR vs Tiempo.**
Graficando conjuntamente estas gráficas podemos encontrar dos tipos de acontecimientos en un pozo según la forma que presentan éstas, los cuales son:

⁷ Tomada SPE 102200 Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice 2006

- Canalización. La pendiente de la WOR' es positiva, ésta aumenta y la curva de WOR presenta una pendiente elevada.⁸ (Ver anexos 3).
- Conificación. La pendiente de la WOR' es negativa, esta decrece y la curva de WOR presenta una pendiente no tan pronunciada, el WOR aumenta. (Ver anexos 3)

- **Gráfico Hall.**

Los gráfico Hall son utilizados como un método de diagnostico durante las operaciones de flujo de agua. Mediante los gráficos Hall podemos obtener factor de skin a un tiempo dado si se conoce un skin inicial⁹. Al analizar el comportamiento de estas curvas se pueden notar diferentes comportamientos que se pueden presentar en el pozo inyector, los cuales son:

- Taponamiento de la cara del pozo.
- Desempeño normal de inyección.
- Estimulaciones.
- Canalización o inyección por fuera de la zona.
- Fracturamiento.

⁸ Tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Análisis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006

⁹ tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Análisis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006

4. ANALISIS DE INYECCION DE AGUA.

Para el análisis de la inyección de agua de campo Tello se realizó el procedimiento descrito en el capítulo 3. En la figura 7 podemos ver la ubicación de los diferentes tipos de pozos en el campo Tello.

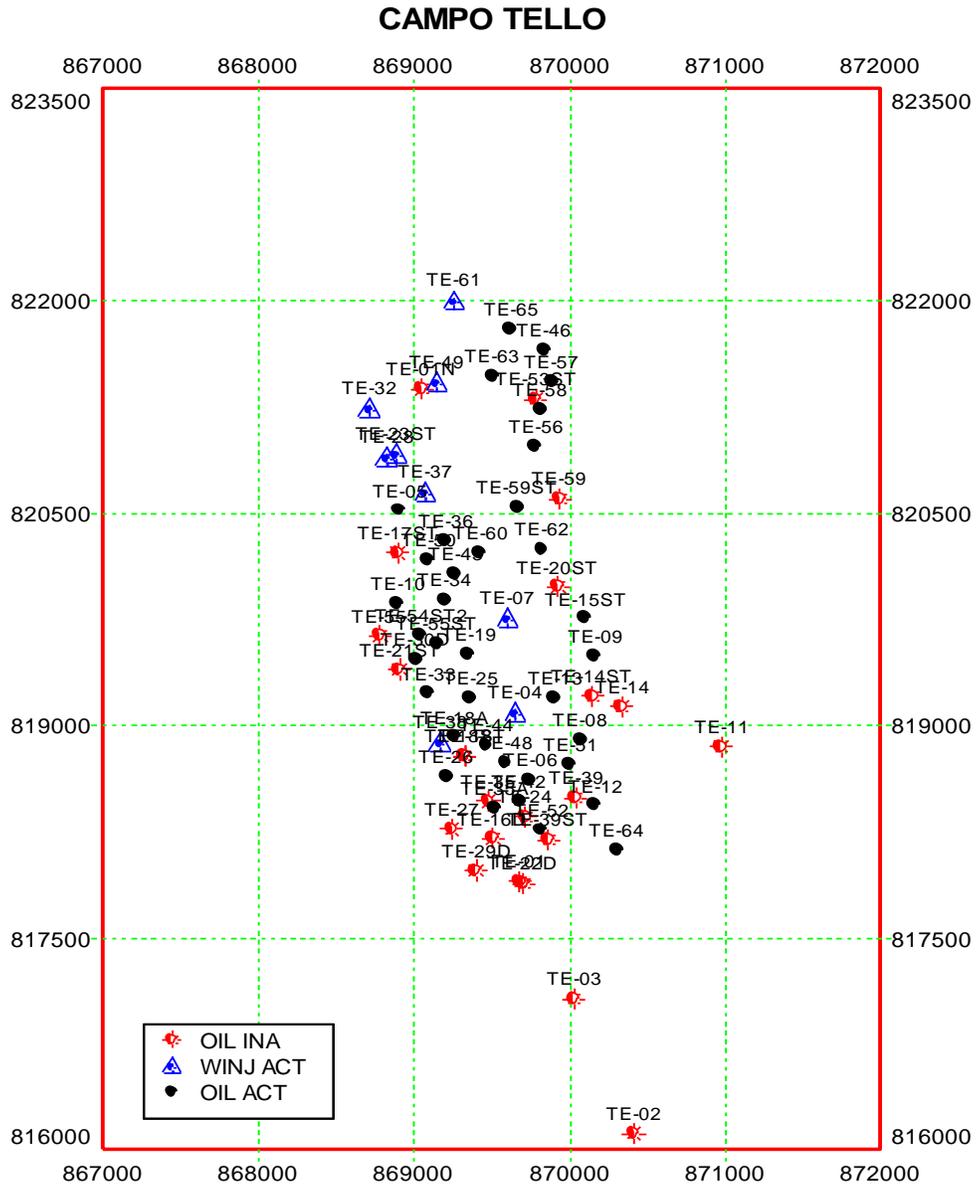


Figura 7. Ubicación de pozos productores, inyectores y abandonados en campo Tello

Para una mejor visualización de la distribución de los pozos ver el anexo 4.

4.1 ANALISIS A NIVEL DE CAMPO

Por campo se tendrá en cuenta los diferentes factores que influyen en el comportamiento del yacimiento.

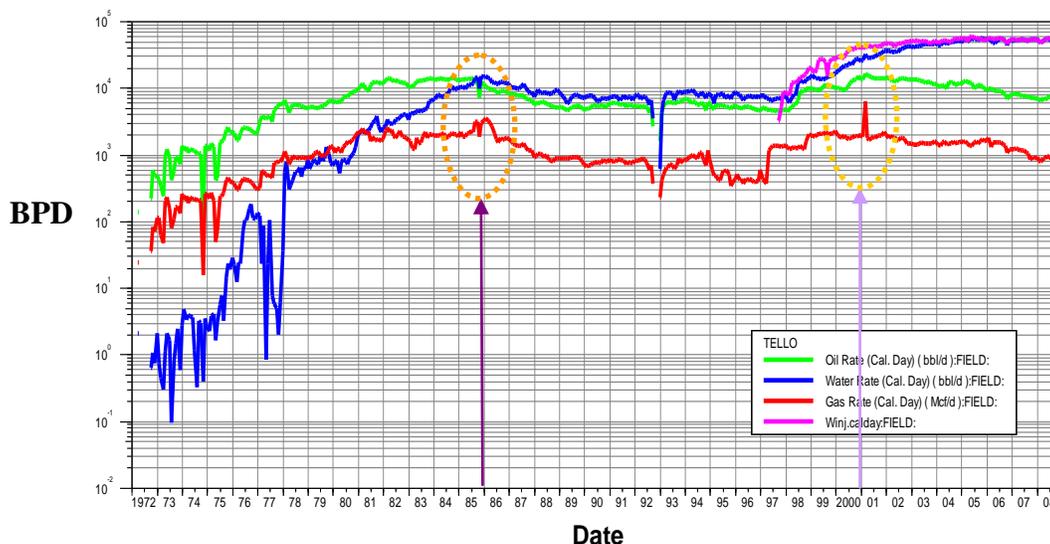


Figura 8. Producción Total de Líquidos vs Tiempo.

Como podemos verificar en la figura 8, la producción del campo Tello inició en marzo de 1972 con el pozo Tello 1. El desarrollo principal del campo se terminó en el año de 1985; para esta fecha el campo alcanzó una producción máxima de 11200 barriles de petróleo por día con 37 pozos en producción. El mecanismo de producción primaria en el campo era básicamente expansión de gas en solución, empuje hidráulico moderado y en menor grado segregación gravitacional.

En septiembre de 1997 se inicia el proyecto de inyección de agua, el desarrollo de la zona norte del campo y la perforación infill. Con este plan de desarrollo se incrementó la producción, así como también las reservas del campo alcanzando una producción máxima de 15.552 barriles por día, con 14 nuevos pozos productores perforados.

A la fecha el mecanismo principal de empuje que se presenta en campo Tello es empuje hidráulico. La mayor parte de esta agua proviene de la inyección de agua y en una menor proporción al acuífero activo que afecta esta zona.

4.1.1 PRESIONES

La presión promedio para el campo fue de 3484 psi @ -6300 ft al inicio de la producción, ésta fue disminuyendo paulatinamente por efecto de la extracción cayendo a un valor de aproximadamente 850 psi. Para mantener la presión del yacimiento por encima del punto de burbuja en septiembre de 1997 se dio inicio al proceso de inyección de agua en algunas láminas del campo figura 9. Al iniciarse el proceso de inyección de agua en campo Tello se presenta una respuesta positiva, reflejada en la producción del campo.

Debido al efecto de mantenimiento de presión, en la actualidad, la presión promedio del yacimiento es aproximadamente de 1000 psi @ -6300 ft BNM. Sin embargo, en algunos sectores del campo la presión del yacimiento está por debajo del punto de burbuja porque no hay soporte de presión. De acuerdo con el comportamiento de producción, inyección y presión se interpreta que existe comunicación entre las diferentes láminas del campo Tello.

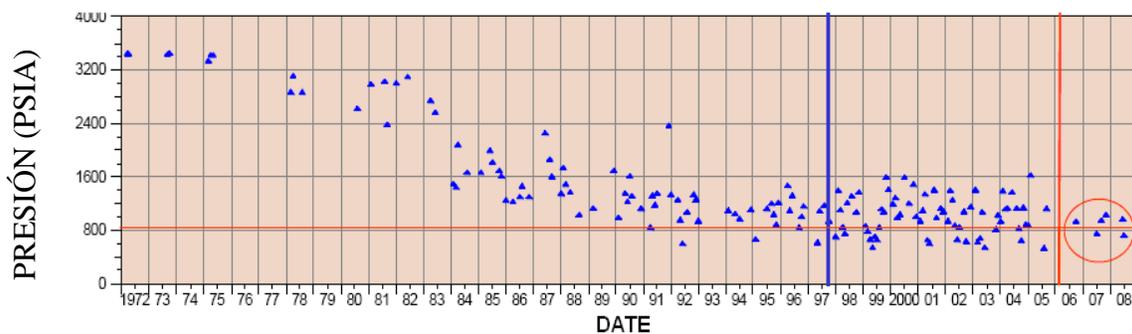


Figura 9. Comportamiento de presión del campo Tello vs Tiempo.

4.1.2 INDICE DE VACIAMIENTO

El índice de vaciamiento es usado para monitorear el comportamiento de volumen de líquido inyectado sobre el volumen de líquido producido. Idealmente el índice de vaciamiento debe ser 1, pero puede fluctuar entre 1,1 y 1,3. En la figura 10 para el campo Tello encontramos que el índice de vaciamiento es de 0.84, es decir

que la relación entre el agua inyectada y el líquido producido está por debajo del valor ideal, lo que indica que se está extrayendo más fluido del que se inyecta, generando despresurización en algunos sectores del campo, especialmente en el sector norte de la Lámina A.

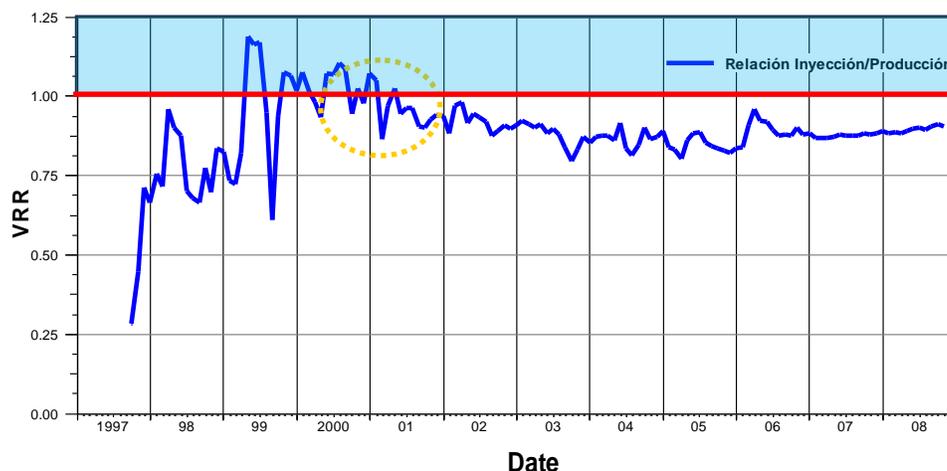


Figura 10. Índice de vaciamiento para campo Tello.

Observando la figura 10, notamos que la tendencia de descenso del índice de vaciamiento se da a partir del segundo semestre del año 2000 (ovalado amarillo), este cambio se debe a la aparición de los pozos Tello 56 y Tello 58 los cuales fueron perforados en el año 2000, estos pozos son pertenecientes a el patrón 1 (Domo norte), estos pozos afectaron el comportamiento de la curva de índice de vaciamiento del campo, el cambio en la curva se ve reflejado en la presión que se presenta en ésta zona, ya que en la zona donde están ubicados estos pozos (Domo norte) presenta despresurización debido a el vaciamiento de fluidos de esta zona, siendo ésta la que mas produce en el campo y la más desarrollada.

4.1.3 INDICE DE HETEROGENEIDAD

El índice de heterogeneidad es un método de análisis especializado para datos de producción que compara datos individuales que pertenecen a una región, campo o

bloque para un tiempo dado¹⁰ los cuales sirven para el monitoreo del funcionamiento de pozos.

Los Cross Hair plot o gráfico de índice de heterogeneidad, se dividen en cuatro cuadrantes los cuales presenta comportamientos típicos según la eficiencia de producción de los fluidos a evaluar, estos sirven para determinar de forma rápida una clasificación de éstos a nivel general.

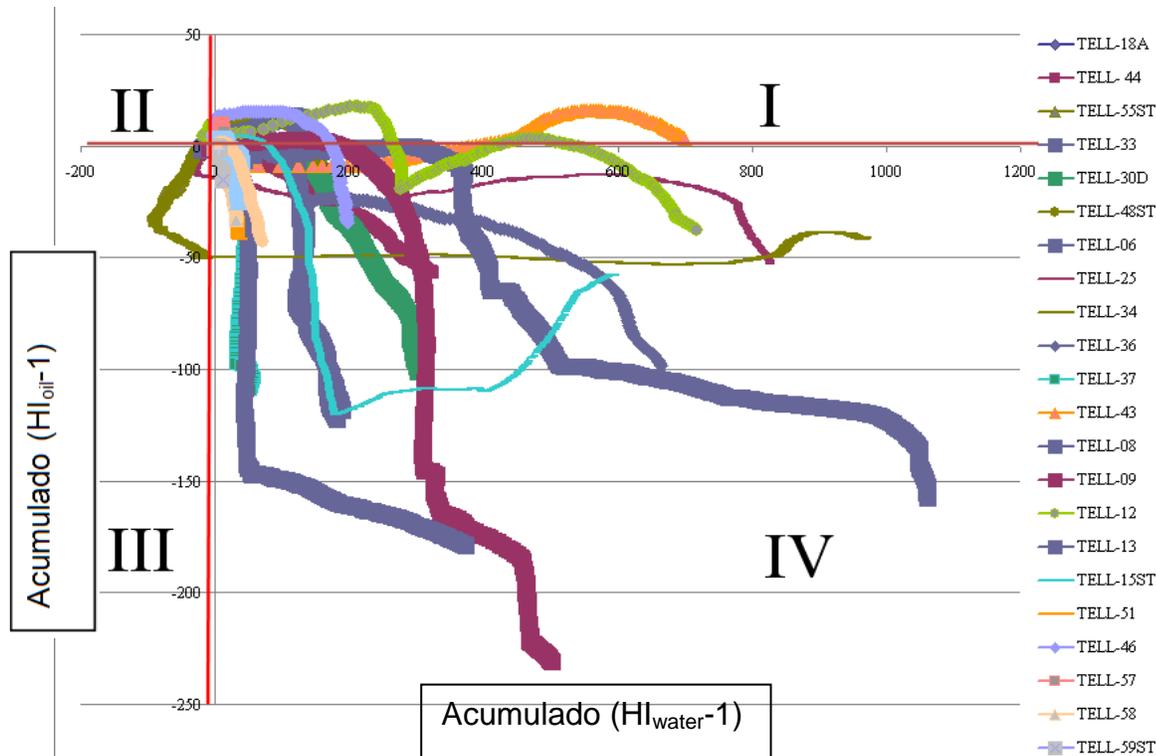


Figura 11. Cross Hair plot para campo Tello.

Como podemos apreciar en la figura 11, la mayoría de los pozos se encuentran en el cuadrante numero IV, nos indican que son pozos que presentan tasas altas de agua y bajo rendimiento en la tasa de aceite, estos pozos deben ser evaluados por medio de pruebas de producción (PLTs) para de esta forma poder tomar estrategias que nos ayuden a el mejoramiento de la eficiencia de producción de fluidos. Hay que tener en cuenta que los pozos mostrados en la figura 11, son los

¹⁰ Tomada: Evaluación de la aplicabilidad de una metodología estructurada para el análisis de información de producción en un campo de los llanos orientales utilizando DSS, Andrés Felipe Grijalba Cuenca, Neiva 2007.

pozos afectados por la inyección de agua, se puede observar el cambio de cuadrante de forma rápida en algunos pozos, esto puede ser relacionado a que en éstos se ha encontrado canalización o conificación, se puede deber ya sea por la influencia del acuífero activo presente en esta zona o por el proceso de inyección de agua, como por ejemplo, en aquellos que se encontraban en cuadrante I (Tello 46 y Tello 12) y pasaron al cuadrante IV debido a la influencia de la inyección de agua, en estos pozos se presenta canalización, debido a esto la eficiencia de producción disminuyó. Muy próximo a pasar al cuadrante IV encontramos el Tello 43, en este pozo se refleja un gran aumento en su WOR, hay que tener en cuenta que en el Cross Hair plot se está trabajando con un HI acumulado de fluidos, por lo cual para que un pozo pase de un cuadrante a otro transcurrirá un tiempo razonable. El Tello 34 se encontraba en el tercer cuadrante lo cual nos indica que era un pozo de rendimiento pobre, pero debido a la inyección de agua éste aumenta su tasa producción de agua pasando así al cuadrante IV, siendo de esta manera un candidato para tratamiento de agua. Los demás pozos se encuentran en su gran mayoría de tiempo de producción en el cuadrante IV, esto nos indica que desde tiempos tempranos de producción han presentado tasas muy altas de producción de agua y bajas tasas de producción de aceite.

4.1.4 Gráfico de comparación de antes y después (ABC PLOT).

Para campo Tello se decidió tomar entre los diferentes tipos de análisis el ABC PLOT, siendo éste es un método rápido para identificar cambios a corto plazo a nivel de campo, esto se hace comparando datos de producción de aceite y agua a dos distintas fechas. Para generar este gráfico se tomaron fechas con un lapso de tiempo de tres meses. Este análisis se hace a nivel de campo para notar pequeños cambios y posibles causas que afectan a los pozos productores como se muestra en la figura 12.

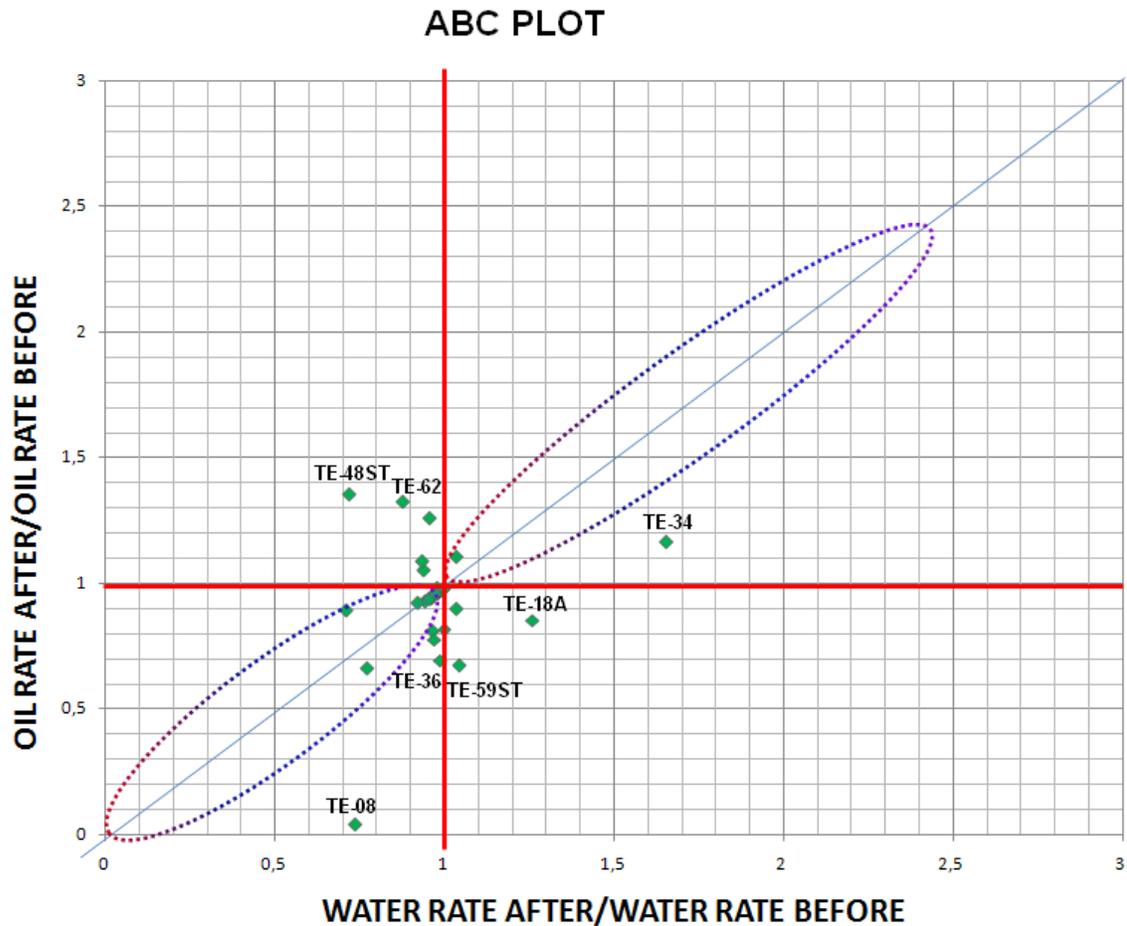


Figura 12. ABC PLOT para campo Tello.

Para un buen uso de esta herramienta se debe hacer un constante monitoreo, además se debe de tener en cuenta gráficos de producción e historial de eventos, para así hallar el motivo de los cambios en ese lapso de tiempo.

Para este campo podemos observar que para esta época el pozo Tello 48ST presenta disminución en su tasa de producción de agua y aumento en su tasa de producción de aceite, esto se debe a la disminución de la tasa de inyección del pozo Tello 38, esto se ve reflejado en el gráfico de producción de éste pozo; en el Tello 34 observamos que éste en el gráfico ABC, se ubica en una zona que nos indica que ha habido un aumento en su producción tanto de agua como de aceite, pero en mayor grado de aceite; para el Tello 18A se observa una disminución en

su tasa de producción de aceite y un aumento en la de agua; en el pozo Tello 08 observamos gran cambio en su comportamiento de producción de fluidos, principalmente para el aceite, el cual presenta una gran disminución en su tasa de producción, este cambio se debe a que para esta fecha este pozo presenta canalización rápida, esto puede ser corroborado con las gráficas de producción del pozo, en la cual se notan grandes cambios en el WOR, GOR y de la producción de aceite; el pozo Tello 36 presenta disminución en su tasa de producción de aceite, aumento en el WOR y en el GOR, esto se debe a que en este pozo se presenta canalización con cambios en la producción en este lapso de tiempo; se observa que la producción de aceite del Tello 59ST ha disminuido, esto se debe a la aparición del frente de agua de la inyección.

4.1.5 Mapa de burbuja de Radio de Drene e Inundación

Para el análisis de campo Tello a nivel general se utilizó mapa de burbuja de radio de drenaje e inundación, para diferenciar las áreas drenadas por los pozos de las áreas que aún no han sido drenadas. Estos radios fueron obtenidos a partir de cálculos volumétricos (Ver anexos 3). Observando el mapa de burbuja de radio de drene se notan diferentes by-passed, de esta manera se pueden determinar distintas áreas candidatas para perforación de pozos ya sea inyectoros o productores. Hay que tener en cuenta que este es un radio volumétrico analítico que no representa la forma real como físicamente se han desplazado los fluidos hacia y desde el pozo, ya que esto depende de la geometría del yacimiento y de la entrada de agua; este campo presenta una gran variedad de fallas y debido a esto, los pozos aledaños no son influenciados entre si, por ende hay que considerar que el hecho de que se intercepte los burbujas una con otras no quiere decir que haya interferencia.

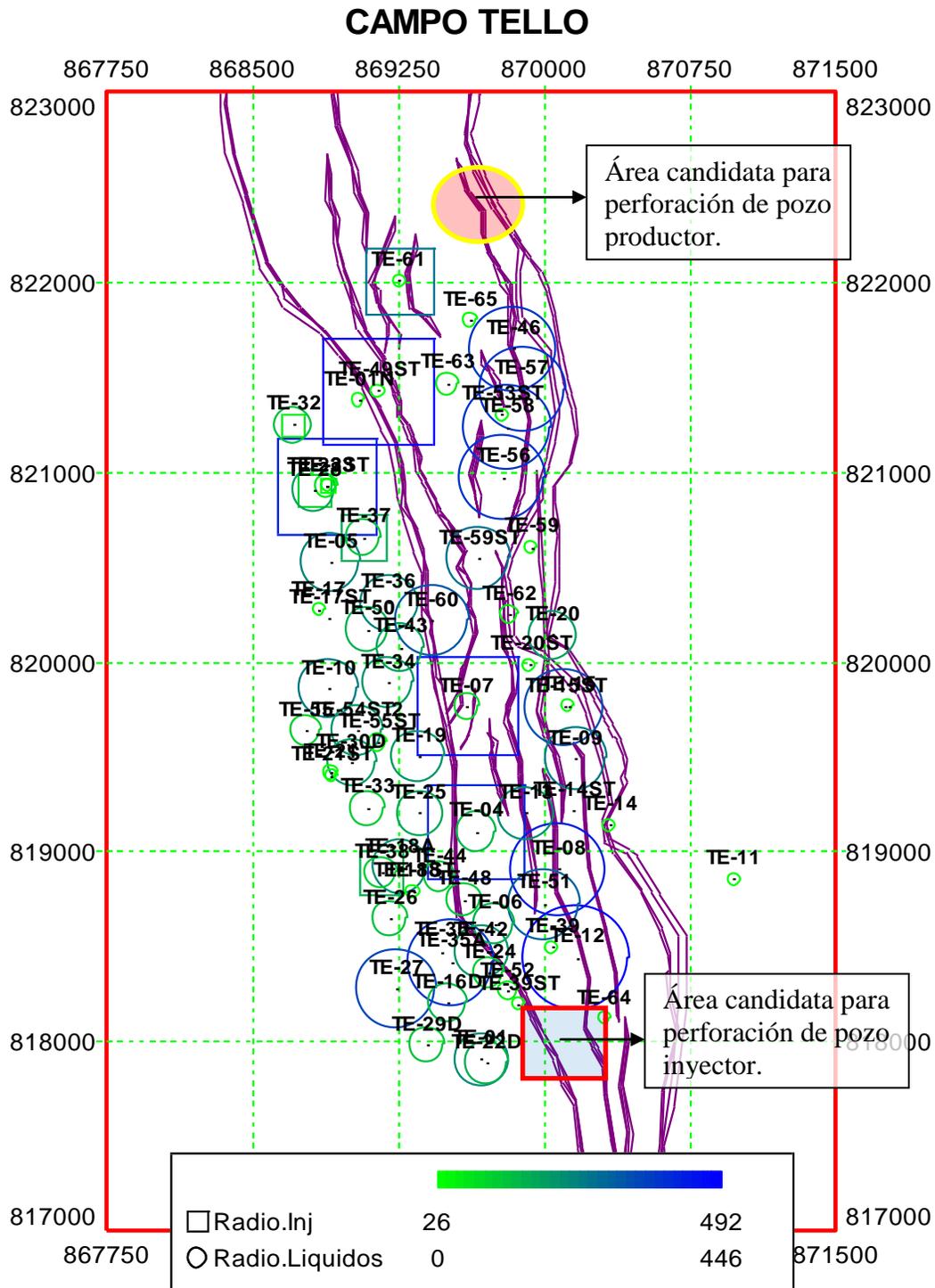


Figura 13. Mapa de burbuja, radios de drenaje e inundación de campo Tello.

Para una mejor visualización del mapa ver el anexo 4.

En la figura 13, se puede ver que los radios de drene de pozos más amplios en la parte sur del campo son el Tello 12, Tello 08, Tello 27, Tello 35A y Tello 51, en orden de mayor a menor radio de drene; en la parte norte se puede observar que los pozos con mayores radios de drene, de mayor a menor son el Tello 58, Tello 56, Tello 57 y Tello 46, esto se debe a que estos pozos presentan producción alta de líquidos debido a que están influenciados por los pozos inyectoros Tello 61 y Tello 49, la respuesta positiva a la inyección de agua a esta zona se debe a que presenta muy buenas propiedades petrofísicas, estos pozos corresponden al patrón 1 pertenecientes a la lámina A sector norte.

Observando el mapa de burbuja de radios de drene e inundación y la producción de los pozos Tello 62, Tello 65, Tello 46 y Tello 57, notamos que hay un área que no ha sido drenada y puede ser candidata a la posible perforación de un pozo productor (ovalado rojo).

4.2 ANALISIS POZO A POZO POR PATRON

4.2.1 PATRON 1° LÁMINA A DOMO NORTE

Como se puede observar en la figura 14 en el patrón 1 lámina A domo norte, podemos encontrar los pozos inyectoros Tello 49 y Tello 61 que influencia a los pozos productores Tello 46, Tello 56, Tello 57, Tello 58, Tello 59ST y Tello 60.

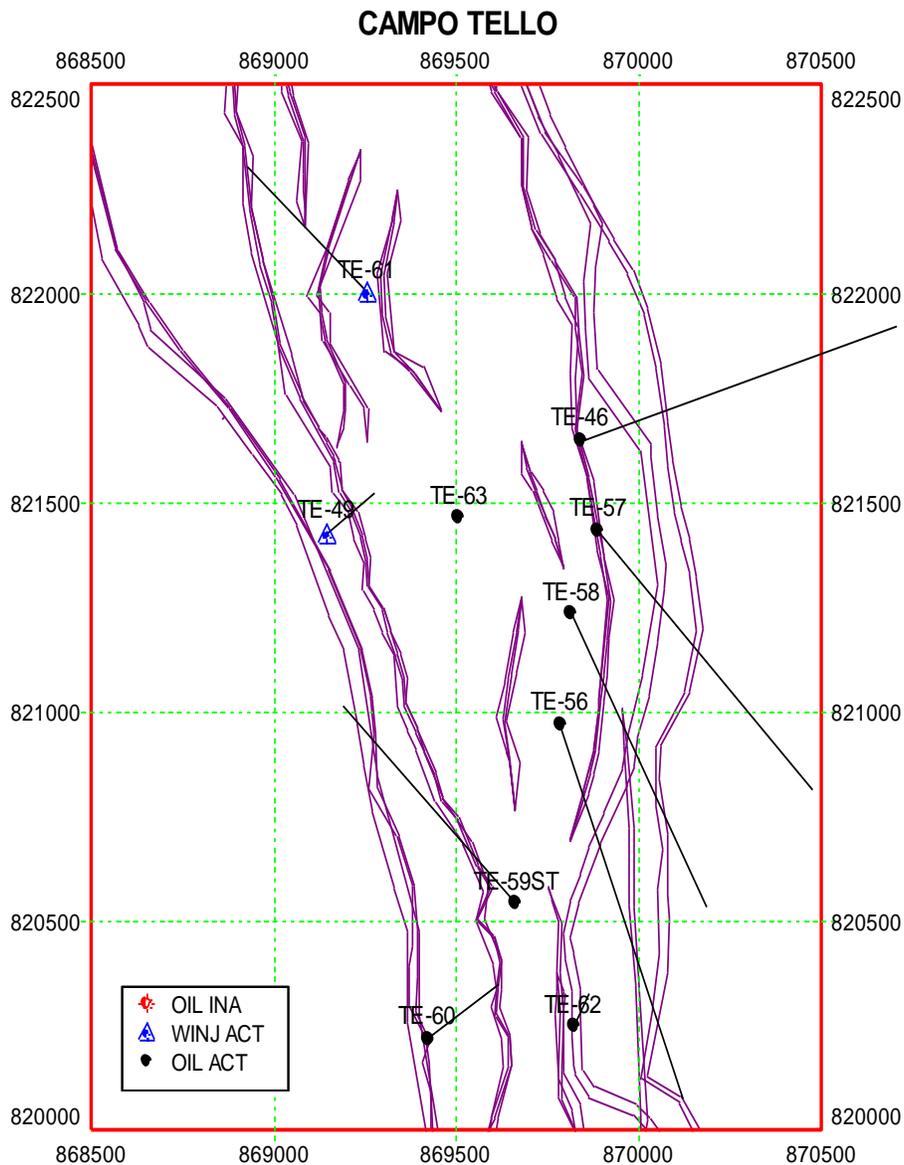


Figura 14. Pozos productores influenciados por los pozos inyectoros Tello 49st y Tello 61.

Para el análisis de inyección de campo Tello se tuvieron en cuenta tres niveles de evaluación, por campo, patrón y pozo. Por patrón tendremos en cuenta gráficos de producción total de líquidos vs tiempo, gráficos VRR, gráficos de presiones y mapas de burbuja.

Debido a que campo Tello no presenta patrones de inyección definidos geoméricamente, estos patrones de inyección son definidos según los pozos que afectan los diferentes pozos inyectores. En este sector encontramos que el desarrollo de este bloque fue el último realizado por la anterior operadora, su desarrollo inicio con la perforación del pozo Tello 46 en enero de 1998 y en forma simultánea se inicio la inyección de agua en el pozo Tello 49 en diciembre de 1998. Los pozos perforados en esta lámina son en su mayoría altamente desviados y presentan alta productividad. En este sector se presenta la mejor respuesta a la inyección de agua debido a las excelentes propiedades petrofísicas, con permeabilidades de 140 mD aproximadamente y porosidades 22% aproximadamente.

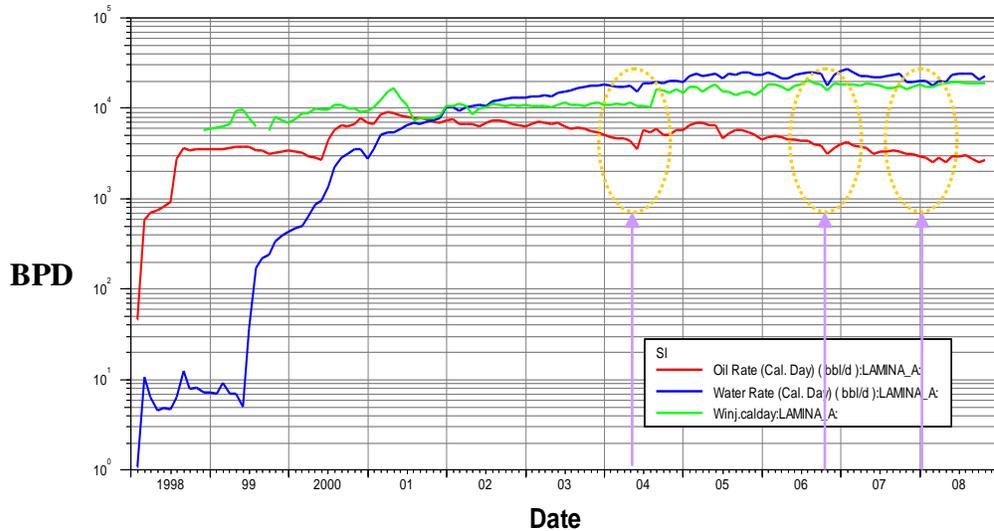


Figura 15. Producción Total de Líquidos vs Tiempo

Observando la gráfica de producción de líquidos e inyección vs tiempo, figura 15, se observa la rápida respuesta en cambios de producción al haber variaciones en la tasa de inyección (óvalos amarillos).

4.2.1.1 INDICE DE VACIAMIENTO PATRON 1° LÁMINA A DOMO NORTE

En el patrón 1° Lámina A domo norte inicialmente el VRR solo era afectado por el pozo inyector Tello 49 y por el pozo productor Tello 46 como se puede ver en la figura 16, debido a esto se puede notar en la gráfica a principios de la inyección de agua de esta zona, se presenta un VRR elevado hasta mediados del año 2000 (ovalado amarillo) donde aparecen los pozos productores Tello 56 y Tello 58, esto se ve reflejado en la gráfica de VRR vs tiempo, en la cual se aprecia la disminución de VRR hasta 0.5 (ovalado morado), para esta época como podemos ver en la figura 17 se registra una presión de la zona de 1200 psi aproximadamente, mostrando una disminución considerable, ya que por ejemplo para el año 2000 se tenía una presión en zona de 1600 psi.

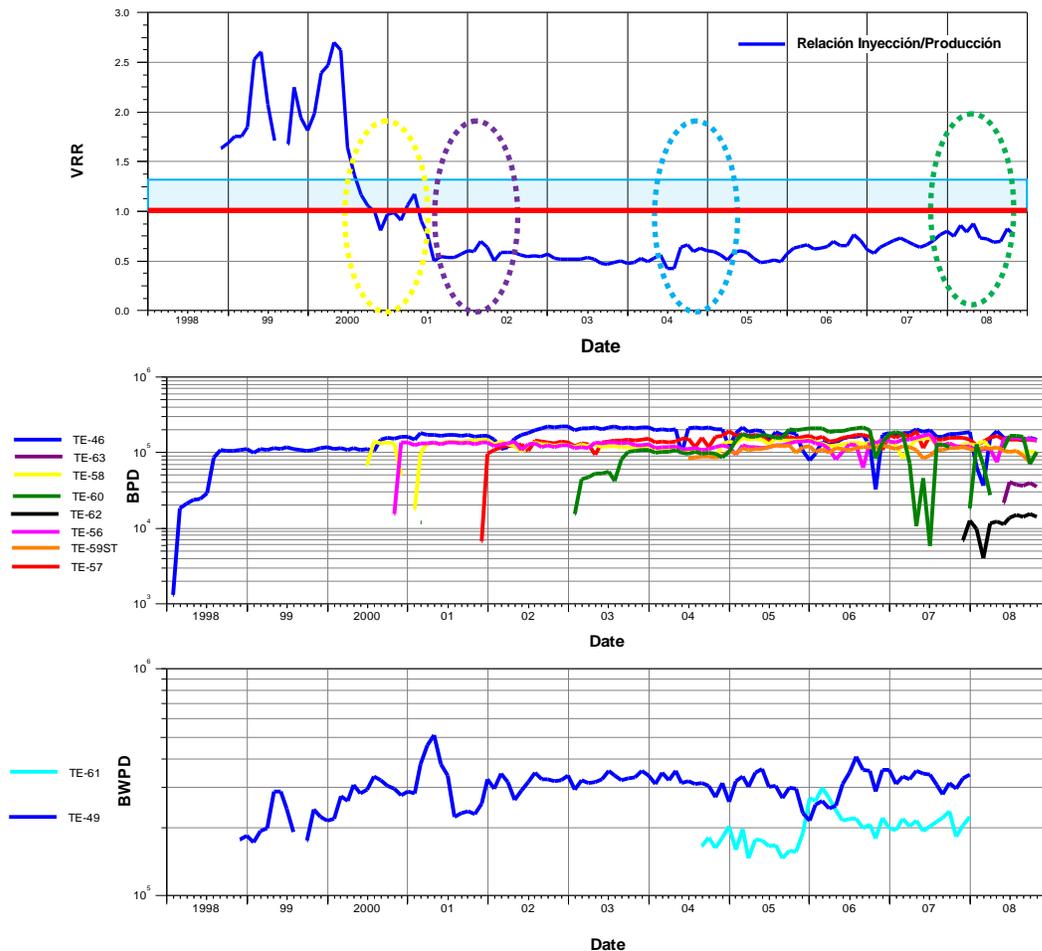


Figura 16. Índice de vaciamiento, gráfico de producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para patrón 1° lámina A domo norte.

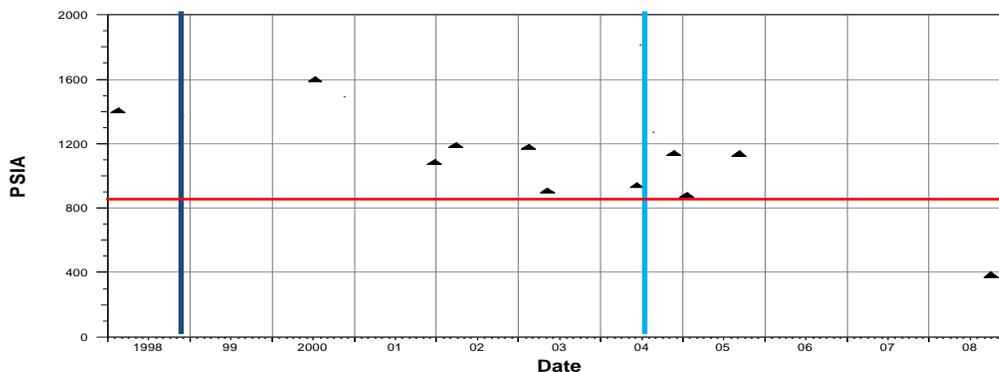


Figura 17. Comportamiento de presión de patrón 1 vs tiempo.

Este patrón presenta un VRR de 0.5 hasta que aparece el pozo inyector Tello 61, donde el VRR que presenta oscila entre 0.65 y 0.75 (ovalo azul).

La relación de VRR en la última etapa (ovalo verde) es de 0.7. Al observar los diferentes comportamientos de VRR que se han dado durante la inyección de agua se observa que éste en su mayor parte del tiempo a estado por debajo de 1 lo que significa que ha habido mayor extracción de líquidos en relación a los inyectados y esto se ve directamente reflejado en la perdida de presión de esta zona del campo. Gran disminución de la presión se relaciona con la perforación del pozo Tello 60, este pozo inició con un bajo corte de agua y se fue elevando rápidamente hasta llegar a un 98%. Actualmente la alta tasa de producción del pozo Tello 60 genera un desbalance en los otros pozos productores.

Este sector requiere un mejoramiento de la estrategia de inyección y extracción, requiriendo balanceo de los volúmenes actuales de extracción e inyección o mayores volúmenes de inyección.

4.2.1.2 MAPAS DE BURBUJA

4.2.1.2.1 ACEITE ACUMULADO

Los mapas de burbuja de aceite acumulado permiten identificar de forma ágil los pozos que más han producido aceite en el área de estudio. Es necesario tener en cuenta que los pozos que tengan mayor tiempo de producción van a tener una mayor cantidad de aceite acumulado. Los pozos perforados en esta lámina son en

su mayoría altamente desviados ($>50^\circ$) y tienen alta productividad, la figura 18 muestra los cambios en el comportamiento de aceite acumulado.

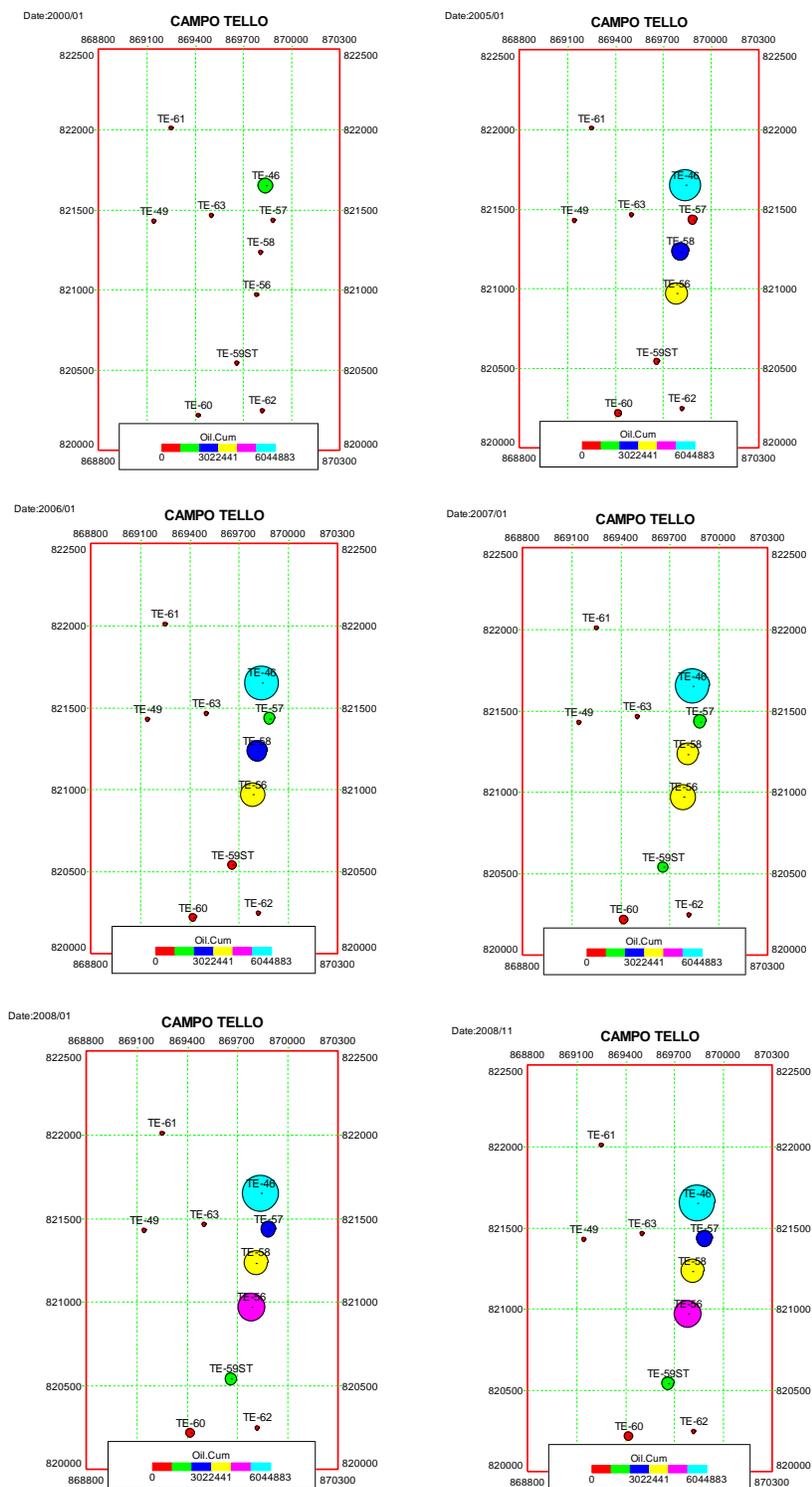


Figura 18. Tasa de aceite acumulado para patrón 1° lámina A domo norte.

En este mapa se observa la influencia de el Tello 49ST sobre el Tello 46, 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 afecta 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.

Observamos que el pozo que presenta la mayor tasa de aceite acumulado es el Tello 46, esto se debe como se había citado anteriormente a que este es el pozo más antiguo de de este sector, por lo cual presenta mayor tiempo de acumulación de aceite.

4.2.1.2.2 TASA DE ACEITE PROMEDIO

El aceite promedio es otra forma de evaluar el desempeño de pozos a través del todo el tiempo de producción. La tasa de aceite promedio se define como el cociente entre el aceite acumulado del pozo y el número de días activos del pozo.

$$\bar{Q}_o = \frac{CumOil}{CumDays}$$

Es claro que los pozos que se hayan perforado primero van a tener un mejor desempeño promedio, ya que van a tener una mayor cantidad de aceite para drenar, pero aun así los pozos viejos son comparable a los pozos nuevos que tienen un tiempo de producción muy corto pero una producción acumulada grande, indicando que el pozo ha tenido un buen desempeño. Las burbujas de menor tamaño saltan a la vista, lo que hace posible identificar los pozos con bajo desempeño.

Observamos en la figura 19 que el pozo de esta zona con mayor desempeño es el Tello 46, esto es debido a que es el más antiguo, podemos observar que el Tello 57 y el Tello 59ST presentan comportamientos muy parecidos al Tello 46 aunque estos presente gran diferencia en sus fechas de inicio de producción.

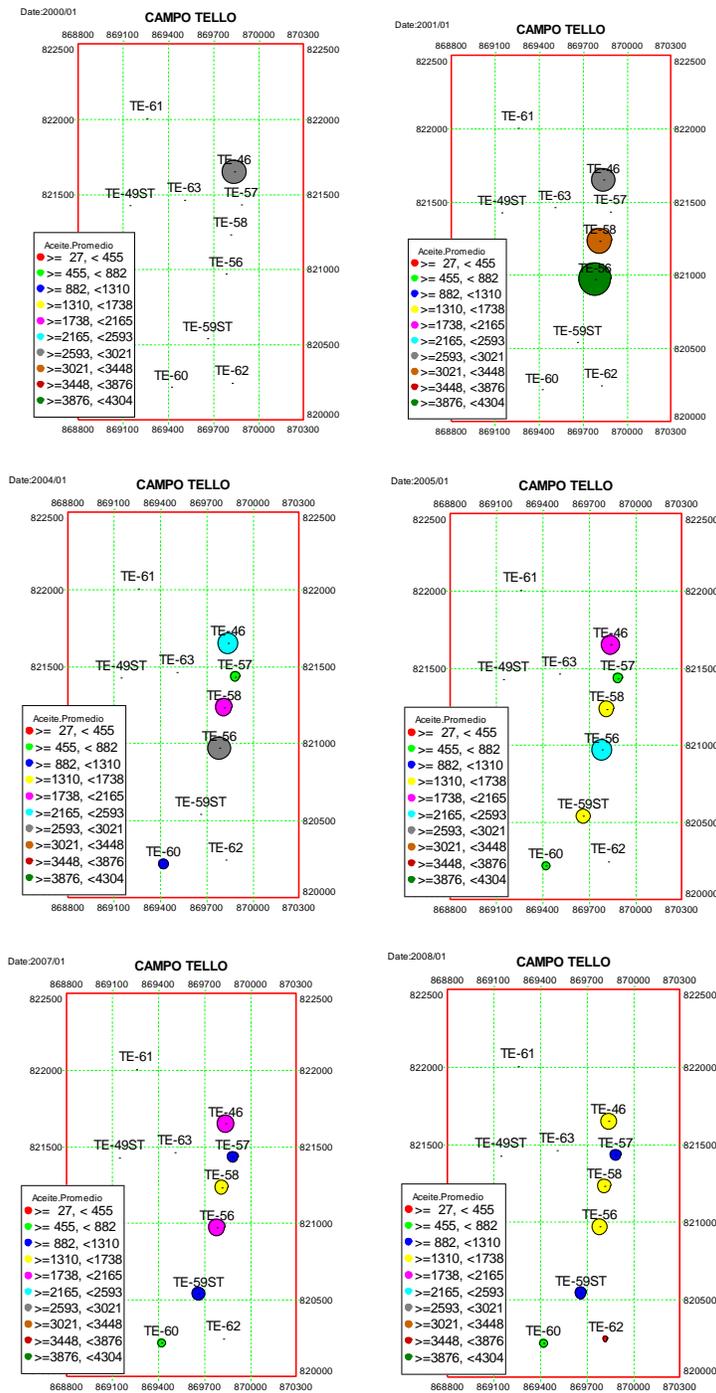


Figura 19. Tasa de aceite promedio para patrón 1° lámina A domo norte.

A nivel de pozo se realizará el análisis por medio de gráficos de producción total de líquidos vs tiempo, gráficos Chan si el pozo es productor y gráficos Hall Plot si es inyector.

4.2.1.3 TELLO 46

LAMINA A - DOMO NORTE

INICIO DE PRODUCCION: 02/1998

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 46 es afectado por los pozos inyectoros Tello 49ST y Tello 61, figura 20.

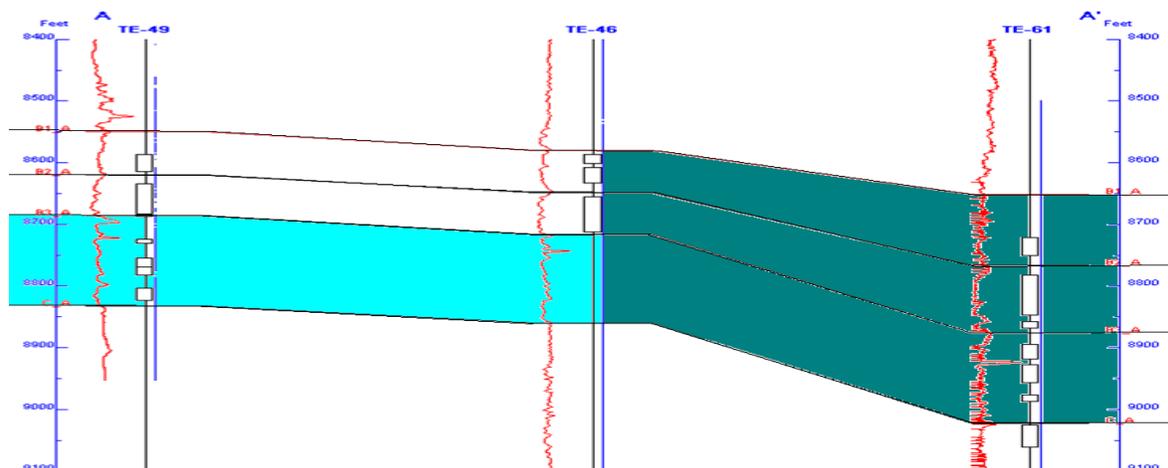


Figura 20. Influencia Tello 46.

El pozo Tello 46 produce por la arena B2, las arenas B3 y B1 se encuentran sin cañonear. En la arena B3 se debe efectuar una evaluación para verificar la conectividad que pueda existir con los inyectores que afectan al pozo. Entre el intervalo 8550-8600, parte superior de la arena B1, se encuentra una zona que podría ser candidata a ser cañoneada.

Como podemos verificar en la figura 21 la producción de aceite ha venido decreciendo a través del tiempo, este decremento de la producción es debido a la canalización presentada en este pozo. Se observa que a finales del año 2005 (ovalado amarillo) como el pozo inyector Tello 61 afecta la producción del Tello 46, al haberse aumentado su tasa de inyección de forma considerable. Otra razón de este cambio de producción se debió a un cambio de unidad de bomba y de nivel de esta, a partir de esta fecha la tendencia de declinación del Tello 46 se redujo.

El pozo Tello 46 presenta un comportamiento estable en el GOR, se puede observar en la gráfica de producciones, el WOR incrementa de manera considerable al iniciar la inyección.

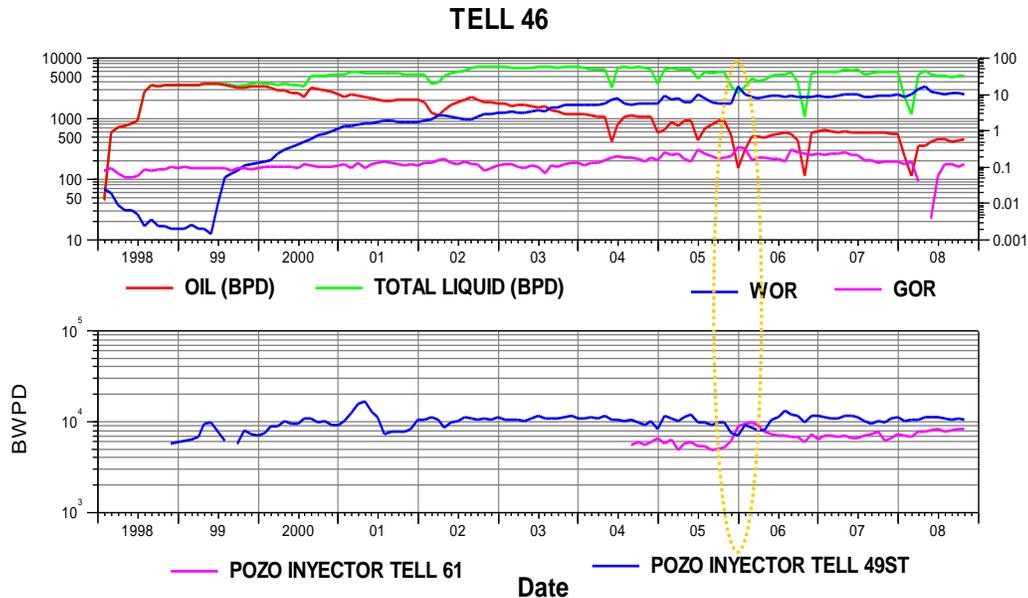


Figura 21. Curvas de producción para Tello 46.

Observando la figura 22 de derivada WOR y WOR versus tiempo, en éste pozo se presenta al inicio conificación y luego es afectado por canalización, observando el listado de eventos de este pozo notamos que esta se presenta poco tiempo después de que se efectúa a la inyección de agua.

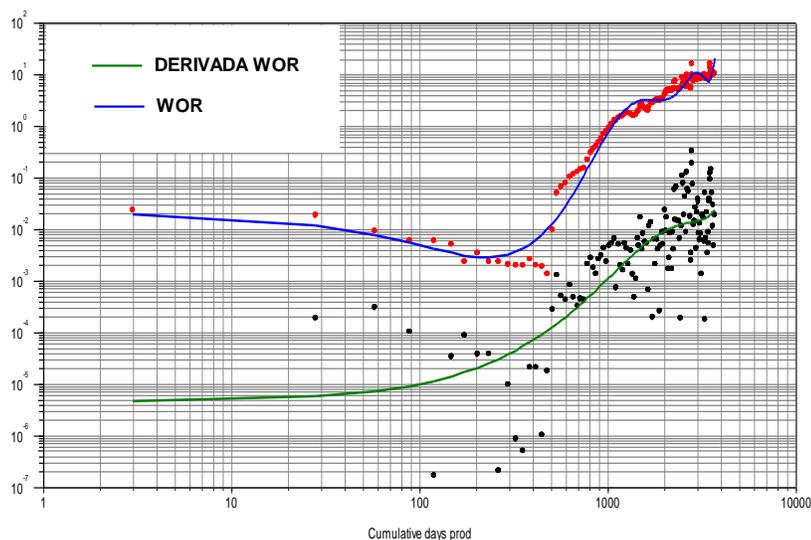


Figura 22. Curva de Feng Chan Tello 46.

4.2.1.4 TELLO 56

LAMINA A - DOMO NORTE

INICIO DE PRODUCCION: 11/2000

ESTADO: ACTIVO

Estratigráficamente el pozo Tello 56 penetró las unidades productoras de la Formación Monserrate con desviación de 69 grados, alcanzando una profundidad total medida de 9930 pies, en este pozo se encuentran desarrolladas las arenas B1, B2 y B3. El pozo Tello 56 es afectado por los pozos inyectores Tello 49ST y Tello 61. Figura 23.

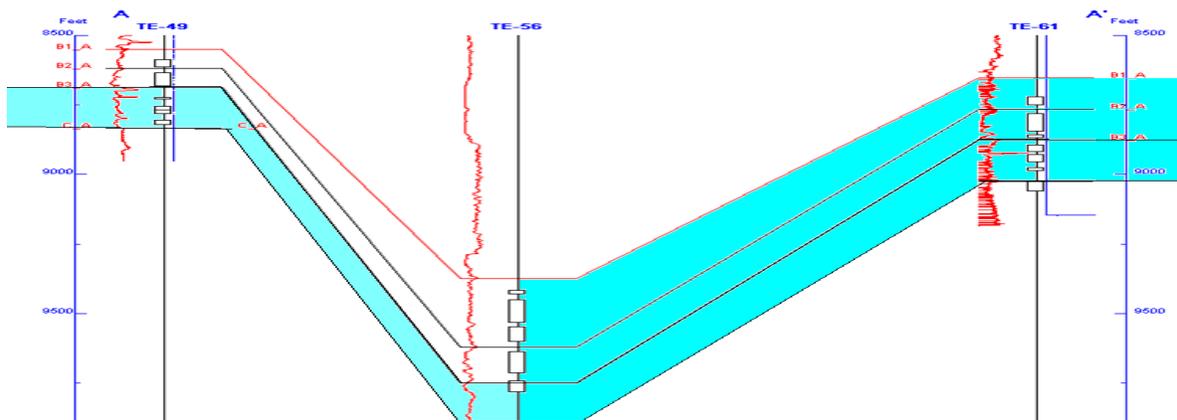


Figura 23. Influencia Tello 56.

Al observar el comportamiento de producción en la figura 24, el mismo muestra similitud con el pozo Tello 46, se pueden observar algunas características:

- El crecimiento e irrupción del agua es espontáneo al iniciar la producción de aceite.
- La vida productiva del pozo pueden dividirse en 2 etapas en cuanto al comportamiento de producción de hidrocarburo.

Estos cambios se debieron al cambio de diseño de bombeo electrosumergible, ya que se efectuaron rediseños en marzo del 2005 y en mayo del 2006.

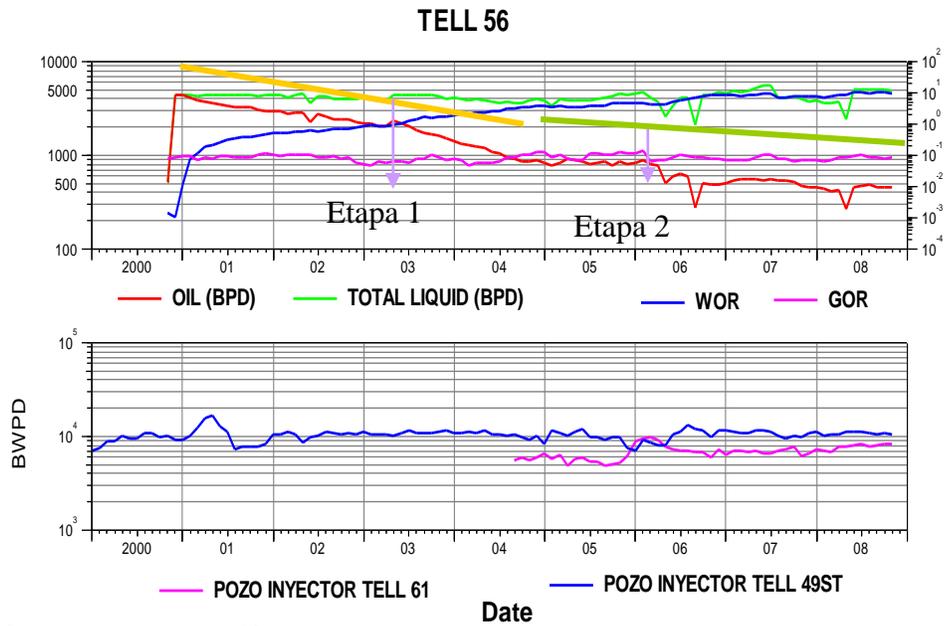


Figura 24. Curvas de producción para Tello 56.

Este pozo mantiene declinación hasta la entrada del inyector Tello 61, donde cambia su tendencia y muestra producción más estable durante el tiempo. El GOR permanece estable durante el historial de producción, se observa además como se va incrementando el WOR de manera considerable por la inyección de agua.

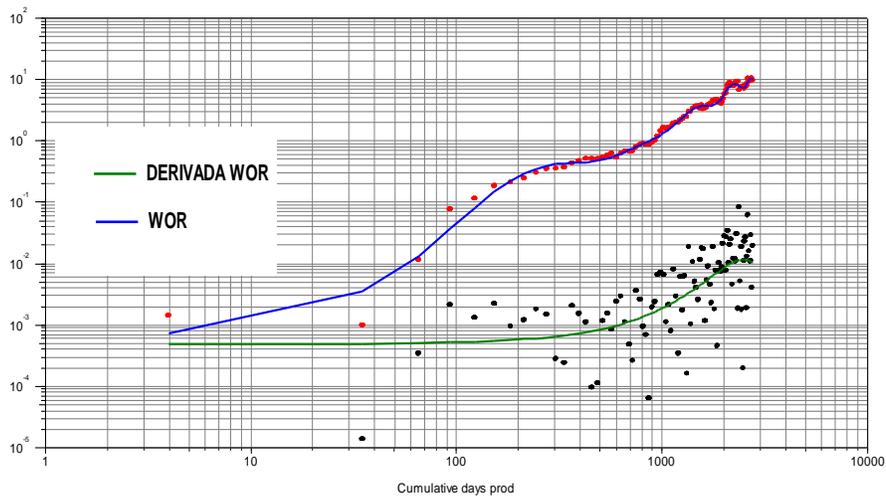


Figura 25 Curva de Feng Chan Tello 56.

Al observar la figura 25 verificamos que el comportamiento del agua corresponde a un comportamiento normal de avance del frente de agua, (véase en anexos Figura. 123).

4.2.1.5 TELLO 57

LAMINA A - DOMO NORTE

INICIO DE PRODUCCION: 03/2001

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 57 está influenciado por los inyectores Tello 49ST y Tello 61. Figura 26.

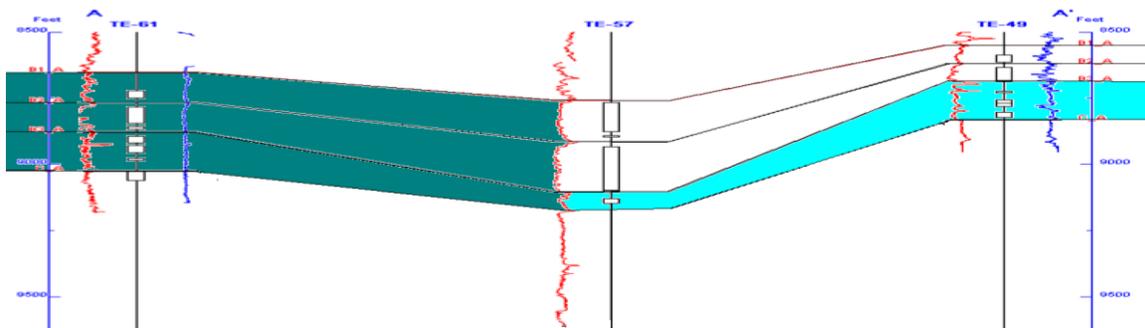


Figura 26. Influencias Tello 57.

Estratigráficamente el pozo Tello 57 penetró las unidades productoras de la Formación Monserrate con desviación de 69 grados, alcanzando una profundidad total medida de 10158 pies. Tomando en cuenta los datos y la gráfica de producción de fluidos, figura 27, el aceite ha mantenido un comportamiento estable en su producción, pudiéndose ver en la vida productiva del pozo.

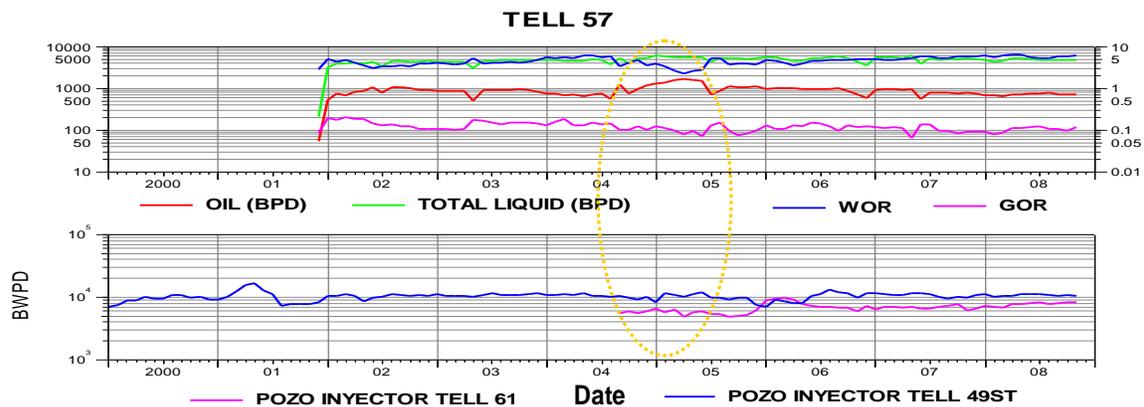


Figura 27. Curvas de producción para Tello 57.

Desde su inicio hasta el 2004 éste presenta una tasa promedio de 1000 BPPD, y posteriormente de la aparición del pozo inyector Tello 61 se observa un ligero aumento en la producción de fluidos a finales del 2004. (Ovalo amarillo).

El comportamiento del WOR y el GOR de este pozo no presenta variaciones considerables. Observando la Figura 28 de derivada WOR y WOR vs tiempo, notamos que el pozo Tello 57 presenta comportamiento normal de avance del frente de agua con WOR estable según las curvas de Feng Chan. (Véase en anexos Figura. 123).

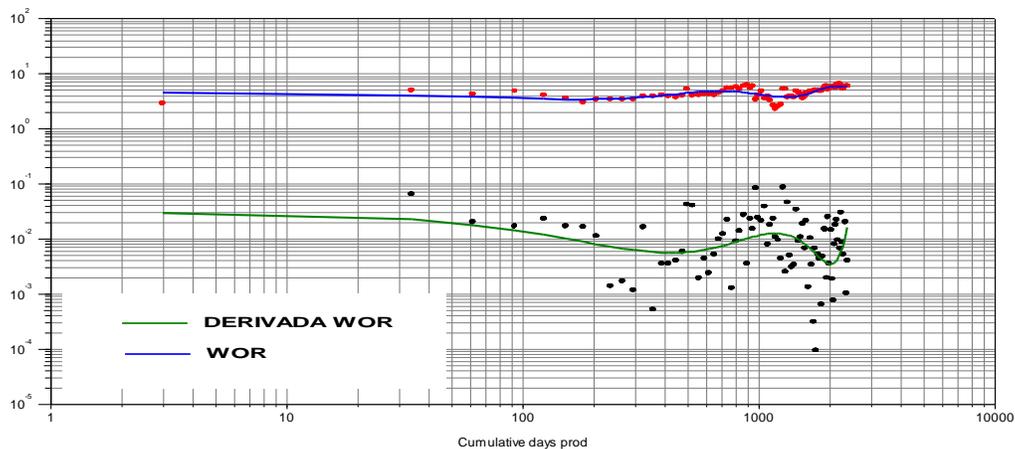


Figura 28. Curva de Feng Chan Tello 57.

4.2.1.6 TELLO 59ST

LAMINA A - DOMO NORTE

INICIO DE PRODUCCION: 07/2004

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 59ST está influenciado por los inyectores Tello 49ST y Tello 07, como podemos observar en la figura 29.

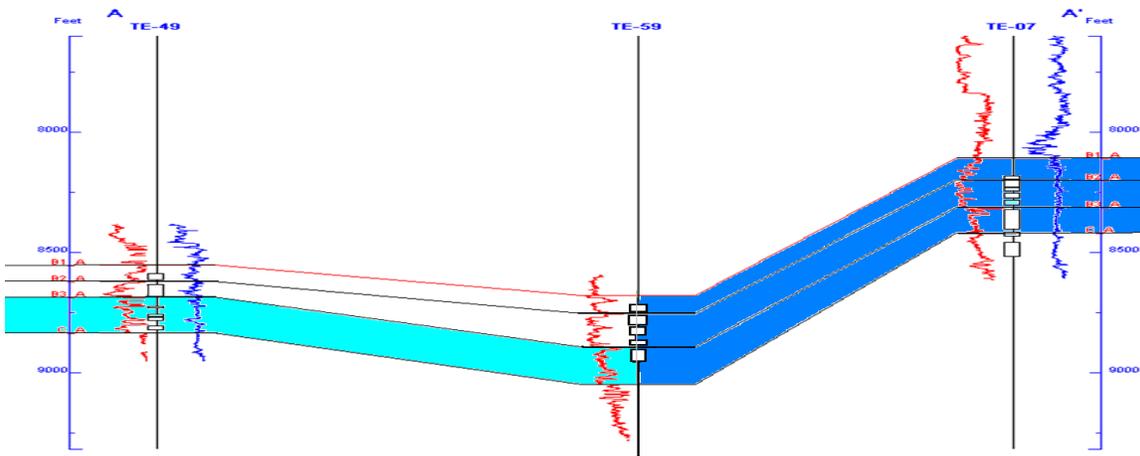


Figura 29. Influencias Tello 59ST.

El Tello 59ST se encuentra en el domo norte de la lámina A. En la figura 30, podemos observar que la producción de petróleo ha venido decreciendo y la producción de agua se ve incrementada.

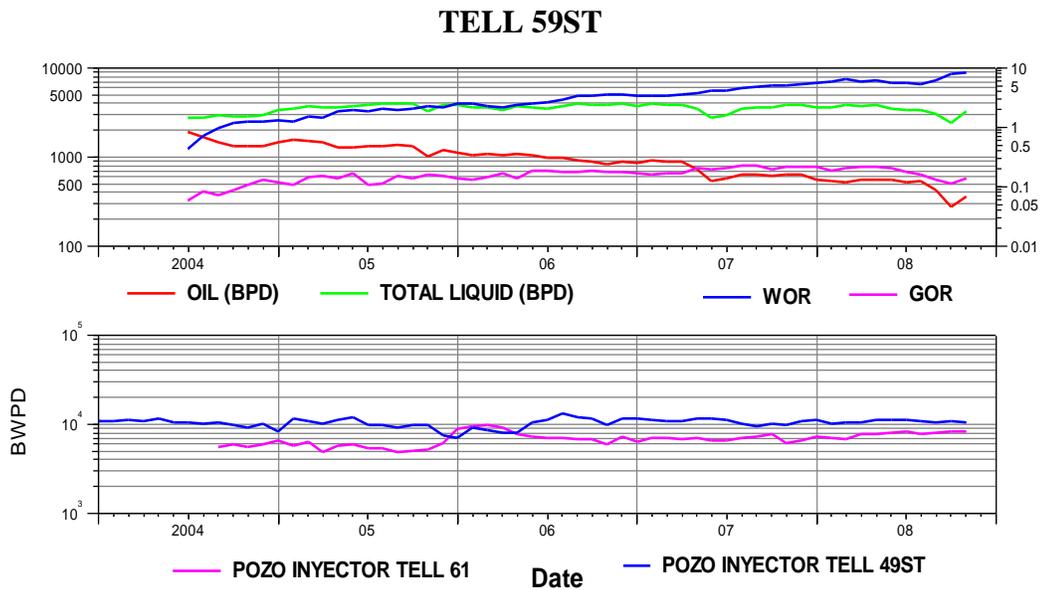


Figura 30. Curvas de producción para Tello 59ST.

Al observar la figura 31 de derivada WOR y WOR vs tiempo, observamos que el pozo Tello 59ST presenta comportamiento normal de avance del frente de agua, (Véase en anexos Figura. 123).

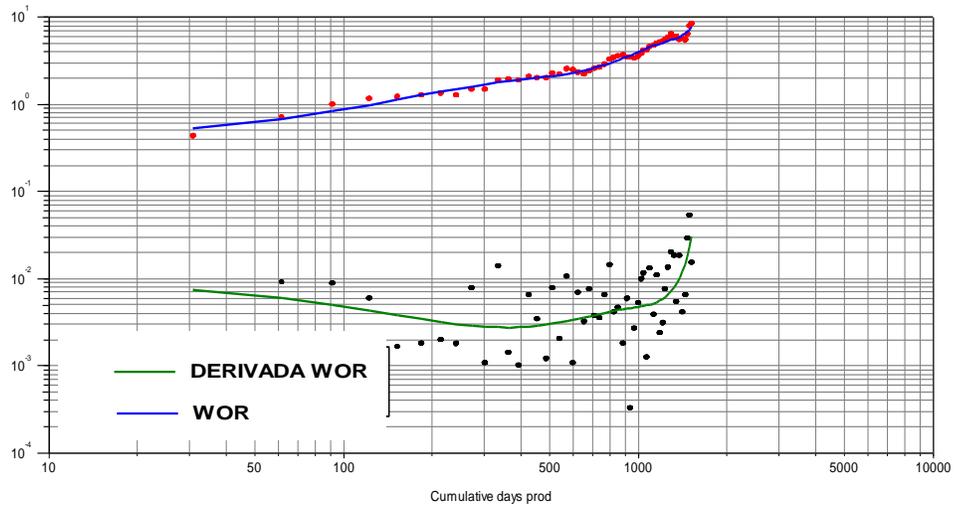


Figura 31. Curva de Feng Chan Tello 59ST.

4.2.1.7 TELLO 58

LAMINA A - DOMO NORTE

INICIO DE PRODUCCION: 07/2000

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 58 está influenciado por los inyectores Tello 49ST y Tello 61. Figura 32.

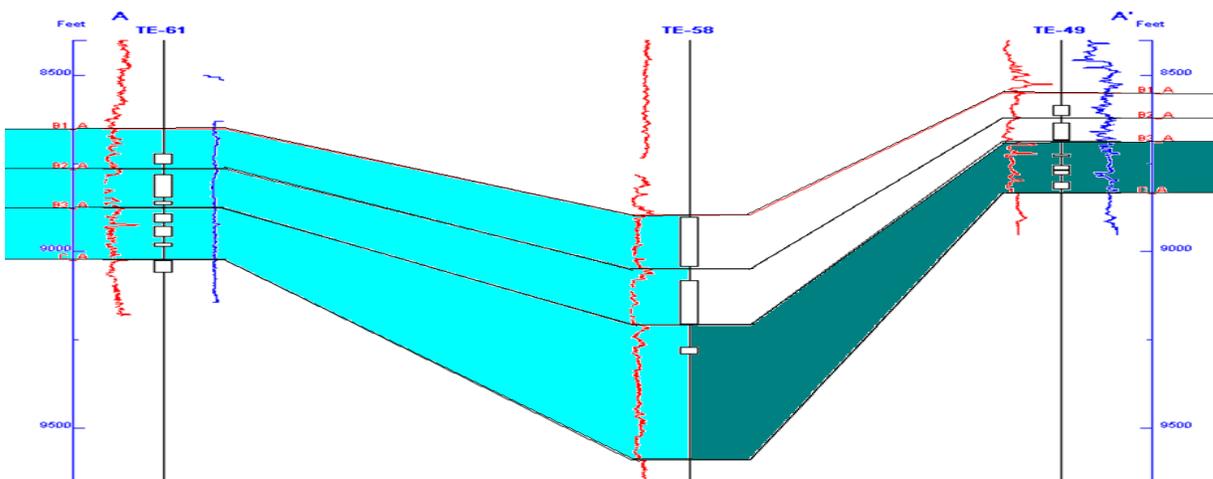


Figura 32. Influencias Tello 58.

Estratigráficamente el pozo Tello 58 penetró las unidades productoras de la formación Monserrate con desviación de 69 grados, alcanzando una profundidad total medida de 9696 pies. En cuanto al comportamiento de producción en la figura 33, podemos ver que al igual que en el Tello 46 y Tello 56, hay dos etapas. La primera desde su inicio hasta principios del 2005, con una fuerte declinación en el aceite y un comportamiento un tanto estable de la producción de agua. La segunda etapa, corresponde a un aumento un tanto abrupto del aceite y posteriormente una declinación, éste aumento de aceite se debe a la aparición del pozo inyector Tello 61, luego presenta una declinación menos acentuada respecto a la primera etapa. En cuanto al comportamiento de agua en este periodo, se observa un aumento, éste se debe como se había dicho anteriormente por la inyección de agua del Tello 61. Se observa que el GOR de este pozo presenta un comportamiento estable.

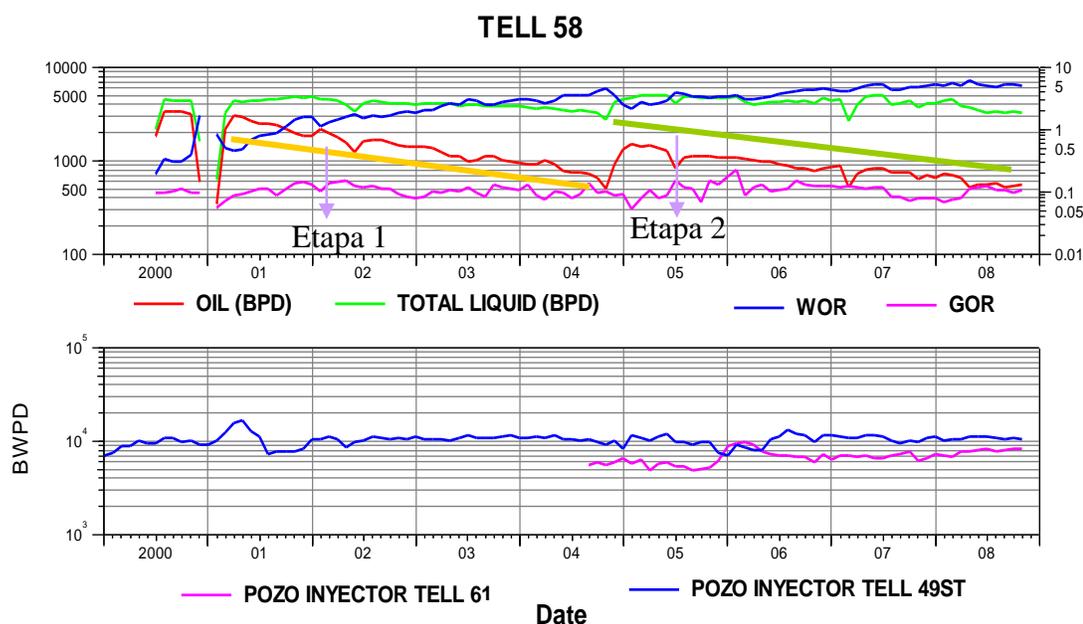


Figura 33. Curvas de producción para Tello 58.

El aumento del WOR de este pozo es gradual, lo cual era de esperarse ya que está muy influenciado por el pozo inyector Tello 61, este es un indicio de que el frente de inyección de agua alcanzó al pozo, razón por la cual aumenta la producción de agua de éste.

Observando la figura 34 de derivada WOR y WOR versus tiempo, se evidencia comportamiento normal de avance del frente de agua, según la figura 123.

El pozo Tello 58 fue perforado en el año 2000, para esta época ya había iniciado la inyección de agua para este sector, por lo cual posiblemente ya haya pasado el frente de agua por esta zona, esto se puede notar en la alta producción de agua desde su inicio.

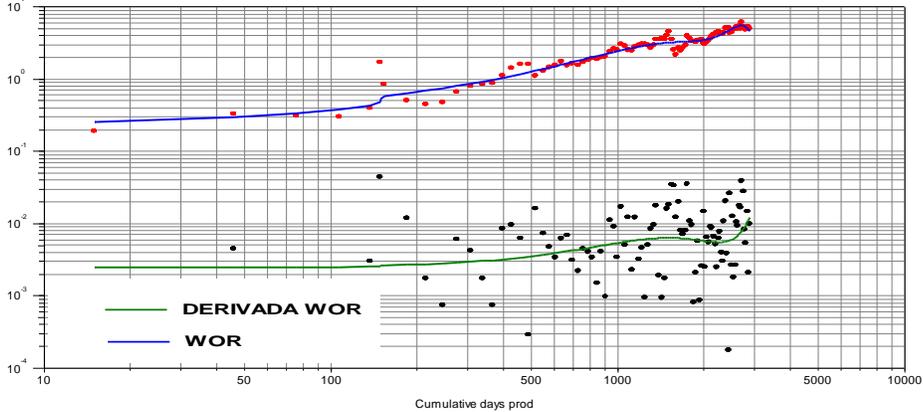


Figura 34 Curva de Feng Chan Tello 58.

4.2.1.8 TELLO 60

LAMINA A - DOMO NORTE
INICIO DE PRODUCCION: 02/2003
ESTADO: ACTIVO

Observando la figura 35 notamos que el pozo Tello 60 está influenciado por los inyectores Tello 49ST y Tello 07.

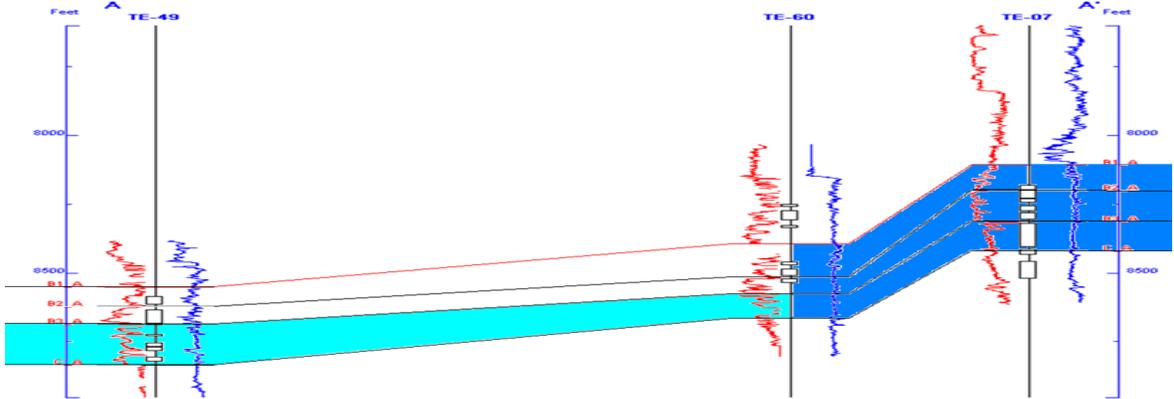


Figura 35. Influencias Tello 60.

Este pozo es candidato para ser convertido a inyector, como podemos verificar en la figura 36, desde el 2005 su incremento de producción de agua ha sido más pronunciado (óvalo verde), su conversión contribuiría a mantener la presión de la lámina A, y se contribuiría a mejorar la relación de índice de vaciamiento. Se nota aumentos en el GOR en el año 2007 (óvalos amarillos) debido a diferentes cierres del pozo.

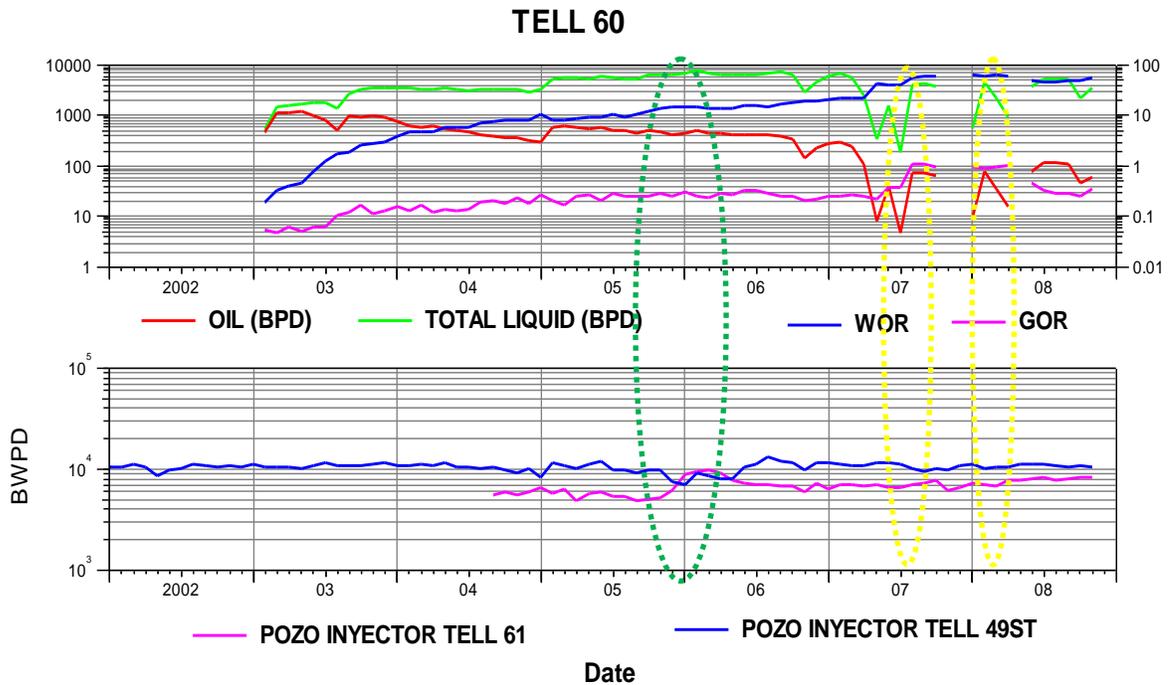


Figura 36. Curvas de producción para Tello 60.

Observando la figura 37 de derivada WOR y WOR versus tiempo, no observamos comportamiento bien marcado antes de la fecha de inicio del segundo inyector, no se nota ni canalización ni conificación, esto se debe a que el frente de agua en esta zona ya paso, un indicativo de este evento es la alta producción de agua que presenta este pozo desde su inicio, podemos observar que a los 1500 días (óvalo amarillo) la derivada WOR presenta una pendiente positiva pronunciada, ésta se debe a la aparición del pozo inyector Tello 61, este comportamiento es de canalización.

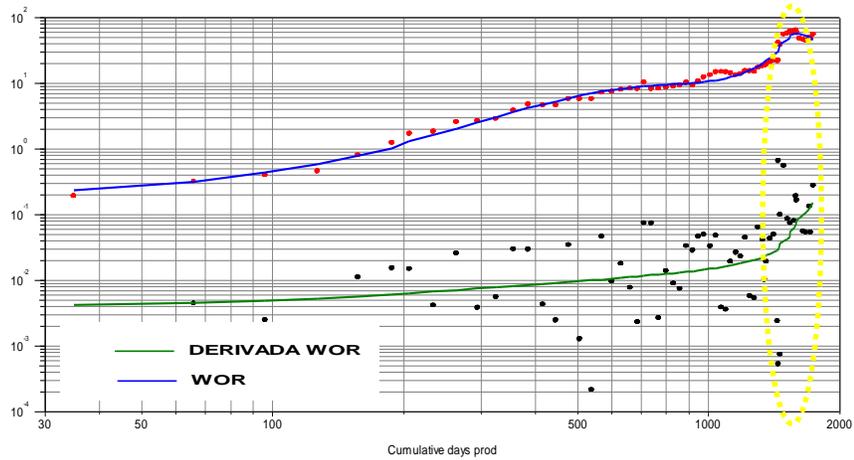


Figura 37. Curva de Feng Chan Tello 60.

4.2.2 PATRON 2° LÁMINA A DOMO SUR

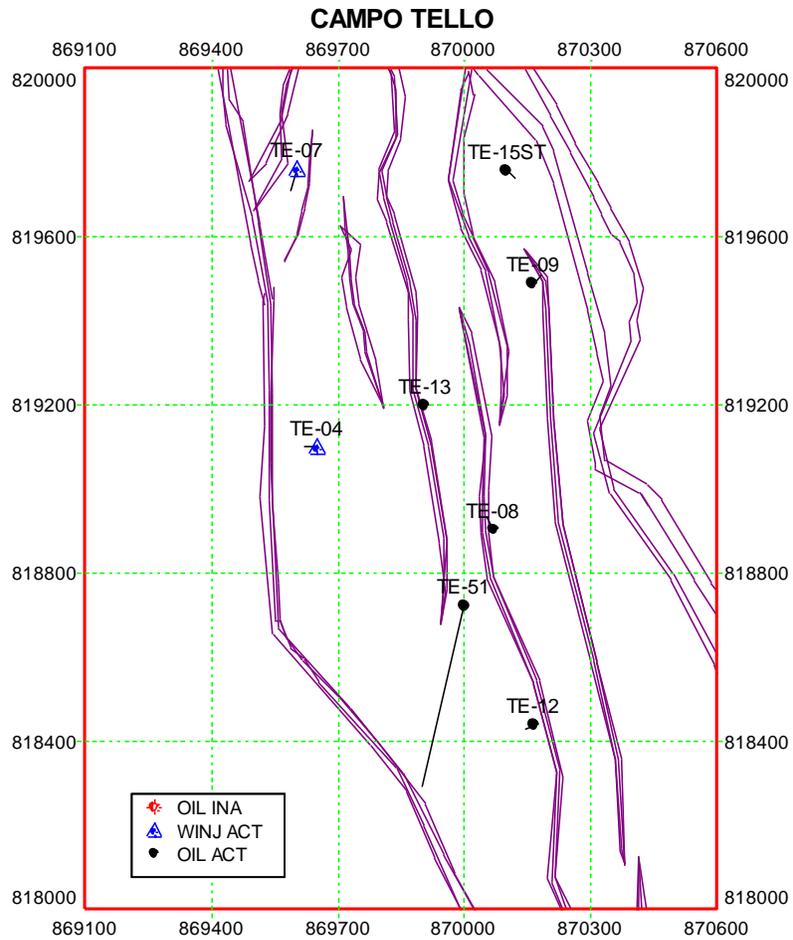


Figura 38. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores Tello 04 y Tello 07.

Observando la figura 38 vemos que en el patrón 2 lámina A domo sur, podemos encontrar los pozos inyectoros Tello 04 y Tello 07 que influencia a los pozos productores Tello 08, Tello 15ST, Tello 09, Tello 12, Tello 13 y Tello 51.

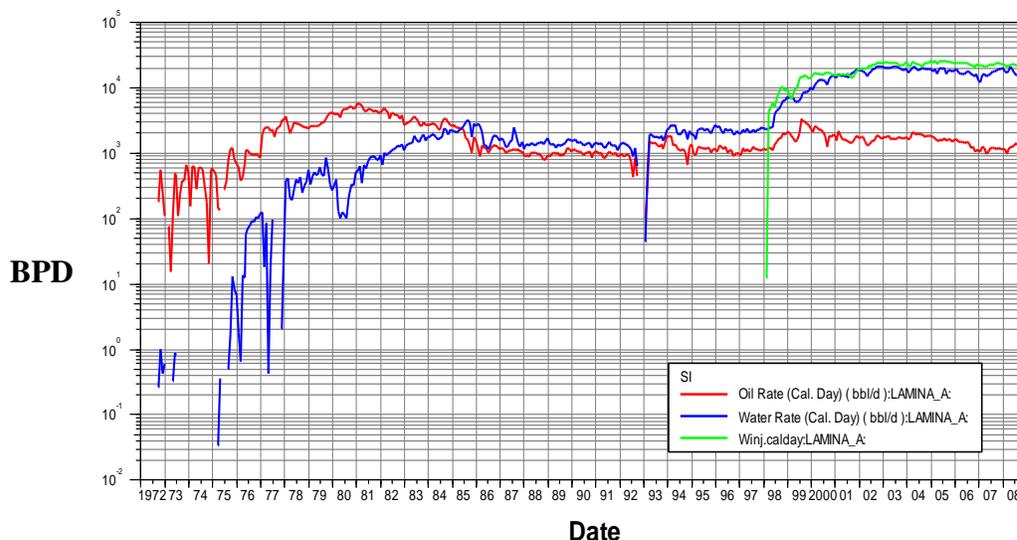


Figura 39. Producción Total de Líquidos vs Tiempo

El desarrollo del domo inició con la perforación del pozo Tello 04 en septiembre de 1972 y la inyección de agua se inició con el pozo Tello 07 en octubre de 1998. En este sector se presentó irrupción del agua antes del inicio de la inyección como se aprecia en la figura 39. Esta lámina presenta conectividad con el acuífero.

4.2.2.1 INDICE DE VACIAMIENTO PATRON 2° LÁMINA A DOMO SUR

Notamos que el sistema de inyección producción se encuentra balanceado en volumen, es decir la relación de agua inyectada vs los líquidos producidos (VRR) está entre 1 y 1.2 (figura 40). Esta característica es ratificada por la presión de yacimiento la cual ha sido constante en los últimos cinco años (1000 Psia) aproximadamente (ver figura 41). La ubicación de los pozos inyectoros en la parte baja del yacimiento y en línea con los planos de falla hace pensar que el proceso de inyección ha sido eficiente, sin embargo la parte sur del bloque podría requerir inyección de agua para mejorar el barrido hacia los pozos Tello 12 y Tello 51.

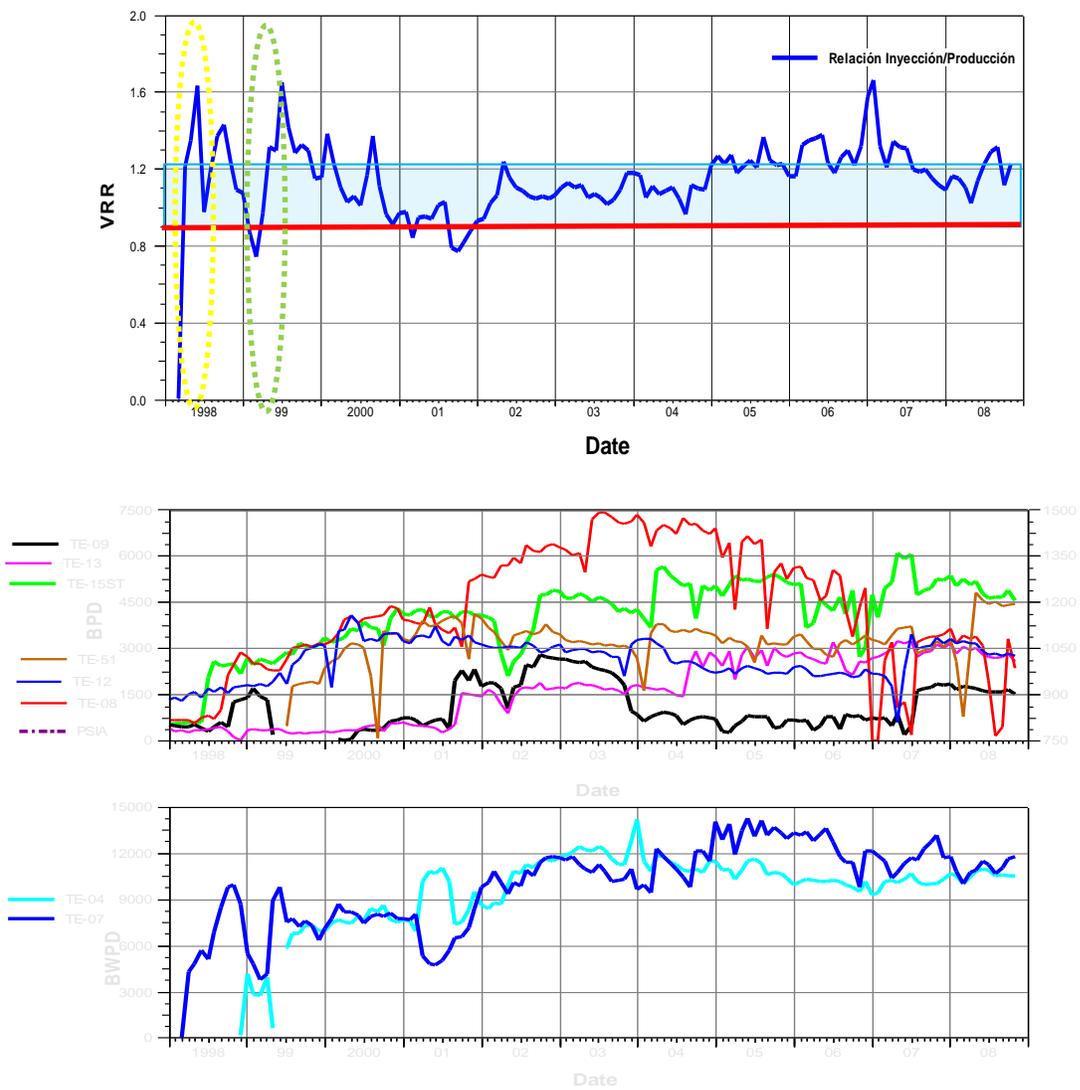


Figura 40. Índice de vaciamiento, gráfico de producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para patrón 2° lámina A domo sur.

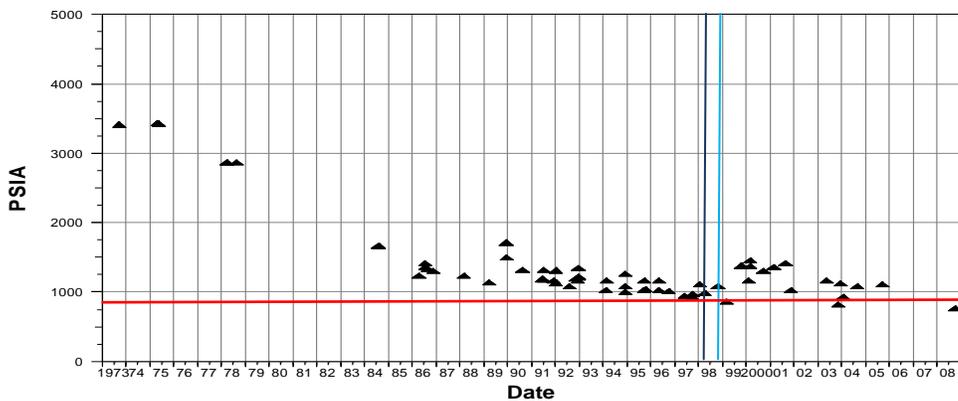


Figura 41. Comportamiento de presión de patrón 2 vs tiempo.

Como podemos apreciar en la figura 40 este patrón viene influenciado por el pozo inyector Tello 07 desde inicio del año de 1997, lo cual produce un ascenso en la curva hasta 1.62, (ver ovalo amarillo). Al inicio del año de 1999 el pozo inyector ha sido sometido a una estimulación orgánica haciendo que el índice de vaciamiento tienda a una disminución hasta 0.78 (ver ovalo verde), luego entra en funcionamiento como pozo inyector el Tello 04 el 20 de octubre de 1998 haciendo que la curva tome un ascenso rápido hasta 1.6, a mediados del año de 1999 la curva de índice de vaciamiento tiende a un descenso cuando aparece el Tello 51. En esta gráfica se puede observar que en el año 2002 tiene un pico máximo de 1.23, para esta fecha se puede relacionar un aumento en la rata de inyección del pozo Tello 04 haciendo que la curva de índice de vaciamiento tiende a estabilizarse. La eficiencia de la inyección se ve reflejada en el aumento de producción de aceite desde que se inicio con la inyección de agua en este patrón, en el Tello 09 se puede decir que la inyección de agua lo afecta poco, pues el aumento de su producción es la más baja de los pozos en este patrón.

4.2.2.2 MAPAS DE BURBUJA

4.2.2.2.1 ACEITE ACUMULADO

La figura 42 muestra la influencia de inyección sobre la producción en el tiempo, se observa la influencia de el Tello 04 sobre el Tello 08, también se puede observar como la inyección del Tello 04 afecta los otros pozos productores perforados. Observamos que el pozo que presenta la mayor tasa de aceite acumulado es el Tello 08, esto se debe como se había citado anteriormente a que este es el pozo más antiguo de de este sector, por lo cual presenta mayor tiempo de acumulación de aceite seguido por el pozo Tello 12. Observando la figura 42 vemos que el pozo con menor tasa de aceite es el Tello 51, esto se debe a que fue el último pozo perforado en este patrón.

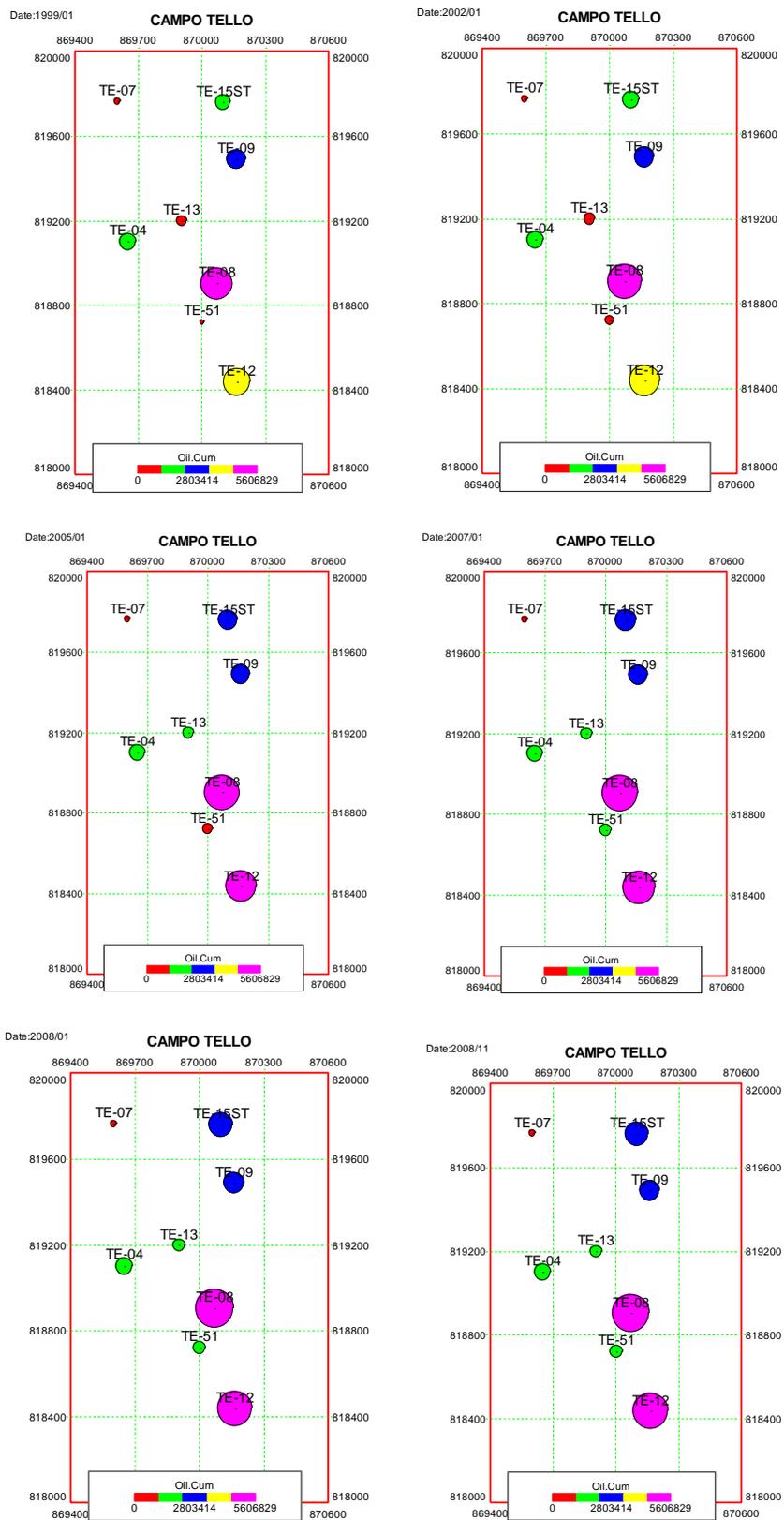


Figura 42. Tasa de aceite acumulado para patrón 2° lámina A domo sur.

4.2.2.2.2 TASA DE ACEITE PROMEDIO

Como podemos observar en la figura 43 el pozo de esta zona con mayor desempeño es el Tello 08, esto se debe a que es de lo más antiguos.

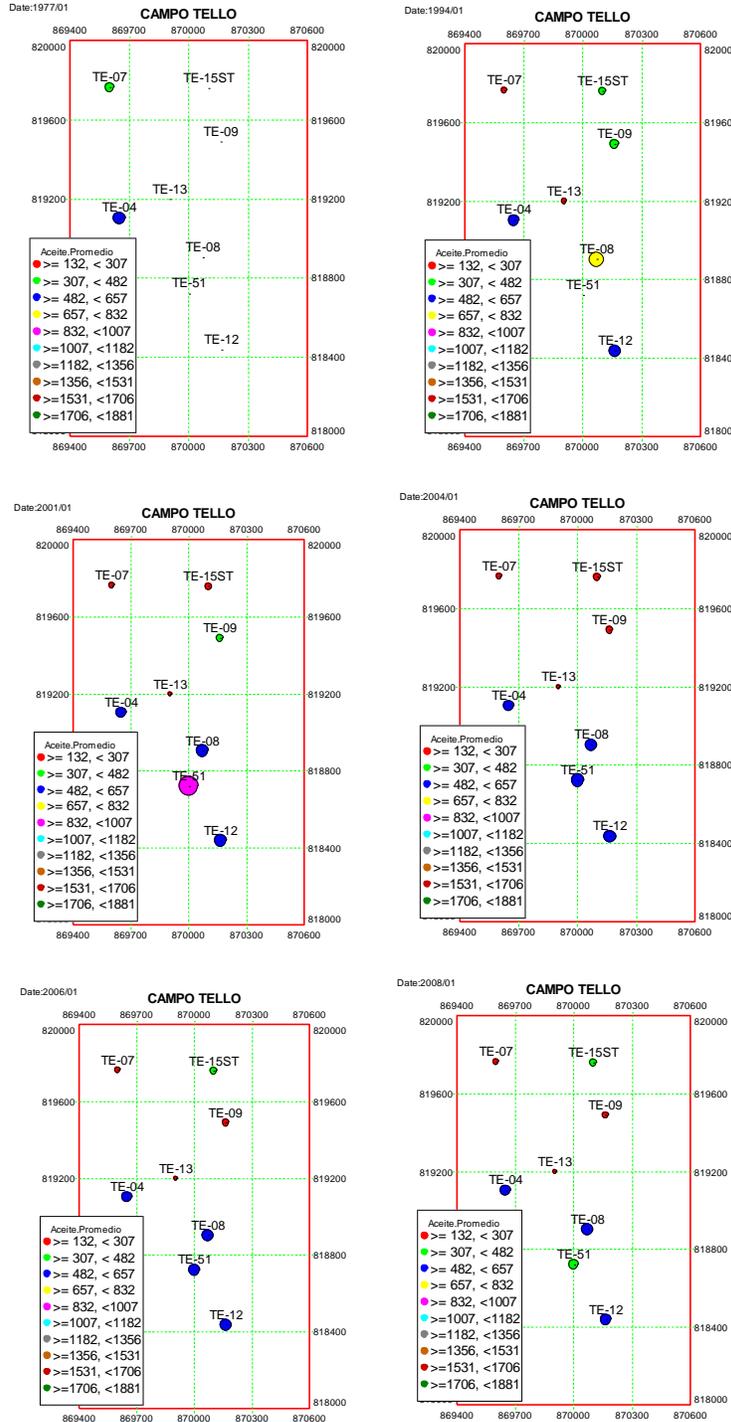


Figura 43. Tasa de aceite promedio para patrón 2° lámina A domo sur.

Notamos que el comportamiento del crecimiento es muy similar en todos los pozos aún siendo éstos perforados en diferentes fechas.

4.2.2.3 TELLO 08

LAMINA: A – DOMO SUR

INICIO DE PRODUCCION: 02/1977

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 08 está influenciado por los inyectores Tello 04 y Tello 07 como lo podemos apreciar en la figura 44, el pozo solo produce por la arena B2.

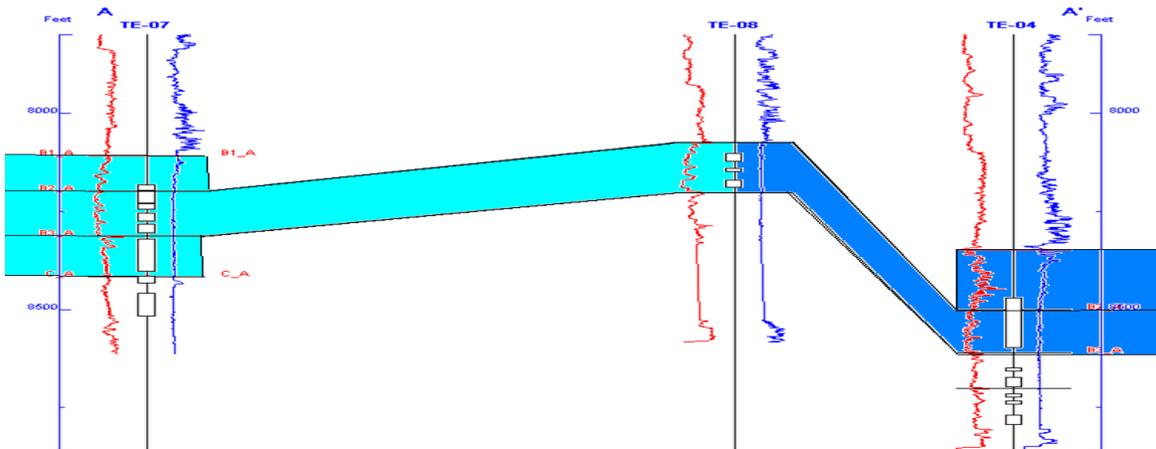


Figura 44. Influencias Tello 08.

Como podemos apreciar en la figura 45 el pozo Tello 08, presenta desde el año de 1986 hasta el año de 1996 una producción estable de agua y crudo, a mediados de 1998 la producción de crudo y agua aumenta debido a la inyección de agua de Tello 04 y Tello 07. Observamos que el año de 1985 (ovalo amarillo) se presenta grandes cambios en el WOR, estos se dieron a que se cañoneo en una zona en la que se encontraba agua, para remediar este error se aisló la zona con un tapón. Observamos que el GOR de este pozo es constante hasta el año de 1997, en donde empieza a aumentar, El WOR de este pozo tiende a aumentar más en el momento que aparece la inyección de agua.

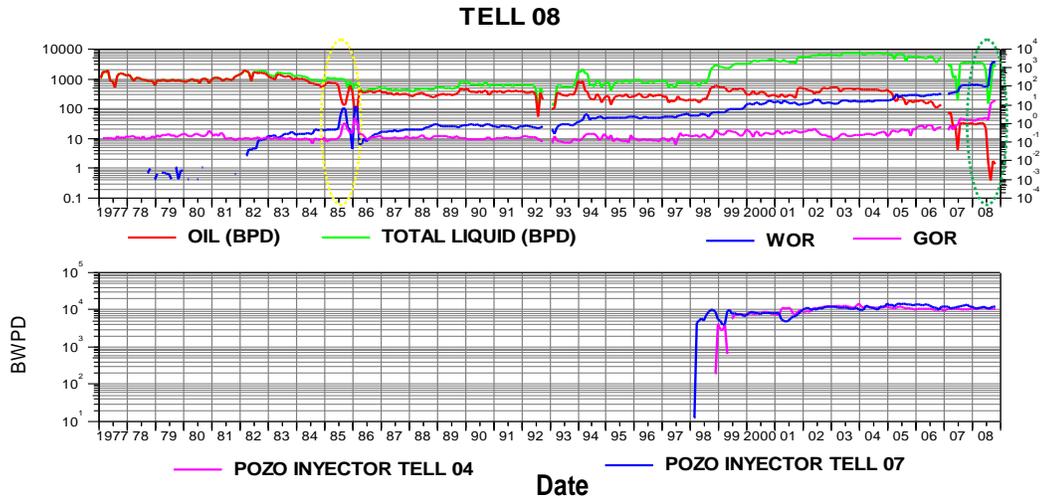


Figura 45. Curvas de producción para Tello 08.

Observando la figura 46 de WOR vs tiempo y la derivada WOR vs tiempo notamos que este pozo presenta un comportamiento normal hasta mediados de 1998 donde la inyección de agua empieza a afectar las curvas, haciendo que se efectúe cambios en el comportamiento de este pozo.

En la gráfica se observa que a mediados del año 2007 el pozo Tello 08 presenta canalización con cambios en la producción (Véase en anexos figura 130), este cambio en la curva se da después de un cambio de bomba en el pozo debido a esto la producción de aceite decae considerablemente. A finales del 2008 se nota el mayor cambio de WOR para este pozo (ovalo verde).

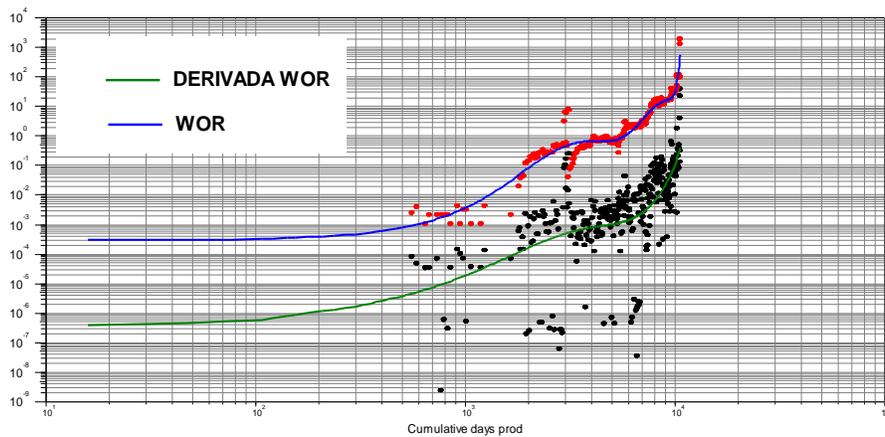


Figura 46. Curvas de Feng Chan Tello 08.

4.2.2.4 TELLO 15ST

LAMINA: A – DOMO SUR

INICIO DE PRODUCCION: 06/1980

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 15 está influenciado por los inyectores Tello 04 y Tello 07. Figura 47.

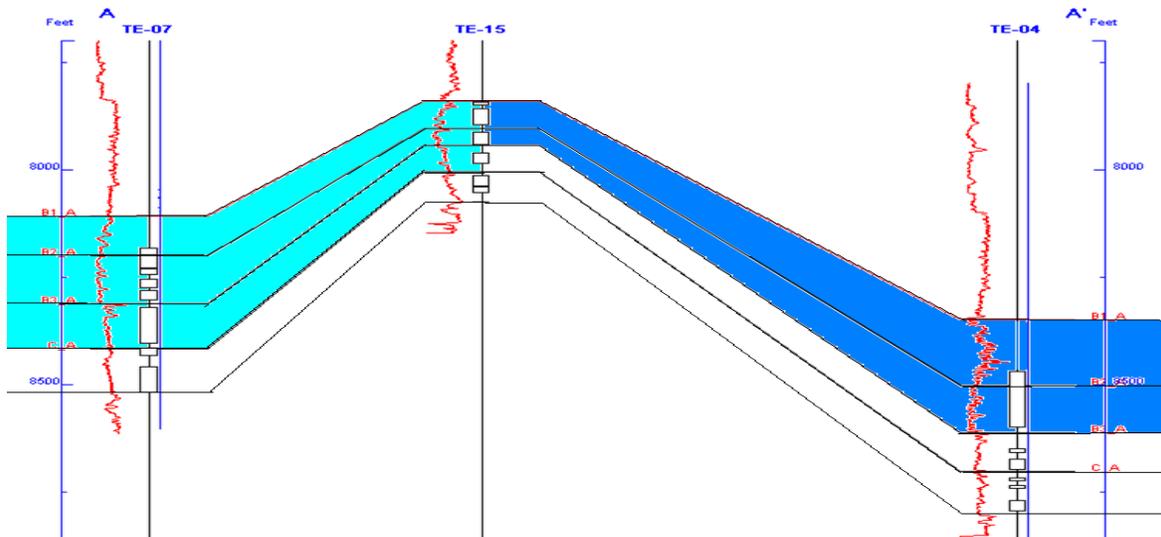


Figura 47. Influencias Tello 15ST.

Estratigráficamente el pozo Tello 15 penetró las unidades productoras de la formación Monserrate con desviación de 1 grado, alcanzando una profundidad total medida de 8140 pies.

Al observar la figura 48, en la cual se muestra las curva de produccion de Tello 15ST, notamos que este pozo está directamente influenciado por los pozos inyectores Tello 04 y Tello 07, notándose en él aumento de produccion de agua y de aceite poco tiempo despues del inicio de inyección de éstos (ovalo amarillo), el pozo inyector Tello 07 es el que más influye. Observamos que para este pozo el GOR es constante y el WOR aumenta al aparecer la inyección.

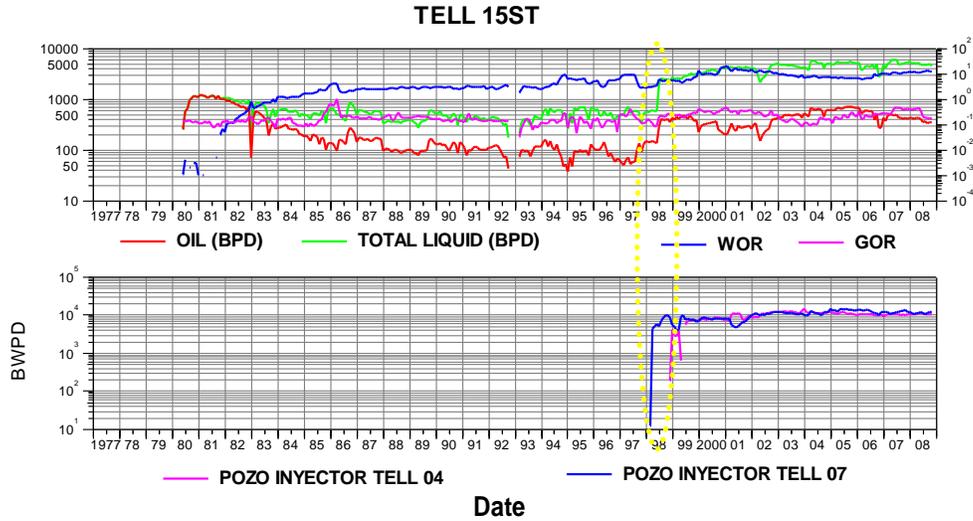


Figura 48. Curvas de producción para Tello 15ST.

Observando la figura 49 de WOR vs tiempo y la derivada WOR vs Tiempo, notamos que este pozo presenta comportamiento normal de avance del frente de agua, no se presenta ni comportamiento de canalización ni conificación, la inyección de este pozo ha sido exitosa. (Véase en anexos figura 134).

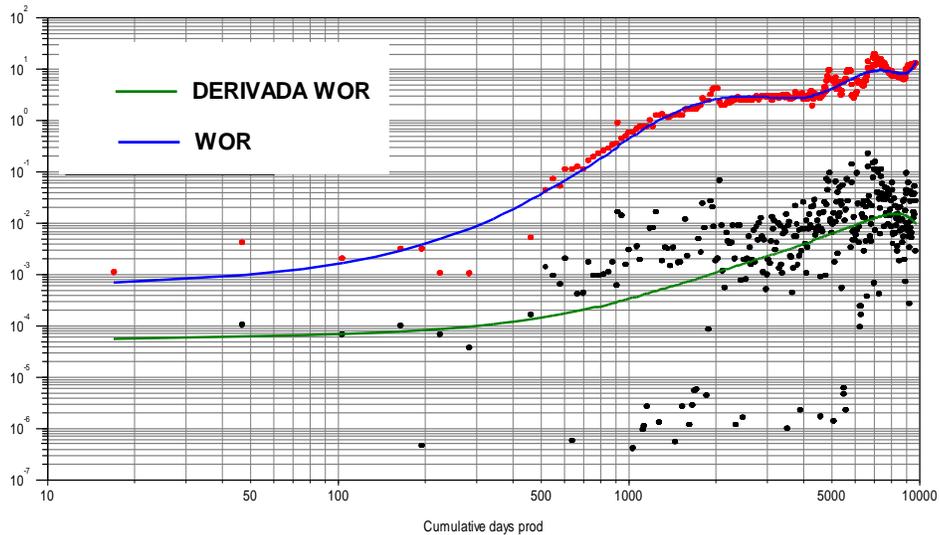


Figura 49. Curvas de Feng Chan Tello 15ST.

4.2.2.5 TELLO 09

LAMINA: A – DOMO SUR

INICIO DE PRODUCCION: 02/1977

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 09 está influenciado por los inyectores Tello 04 y Tello 07. Figura 50.

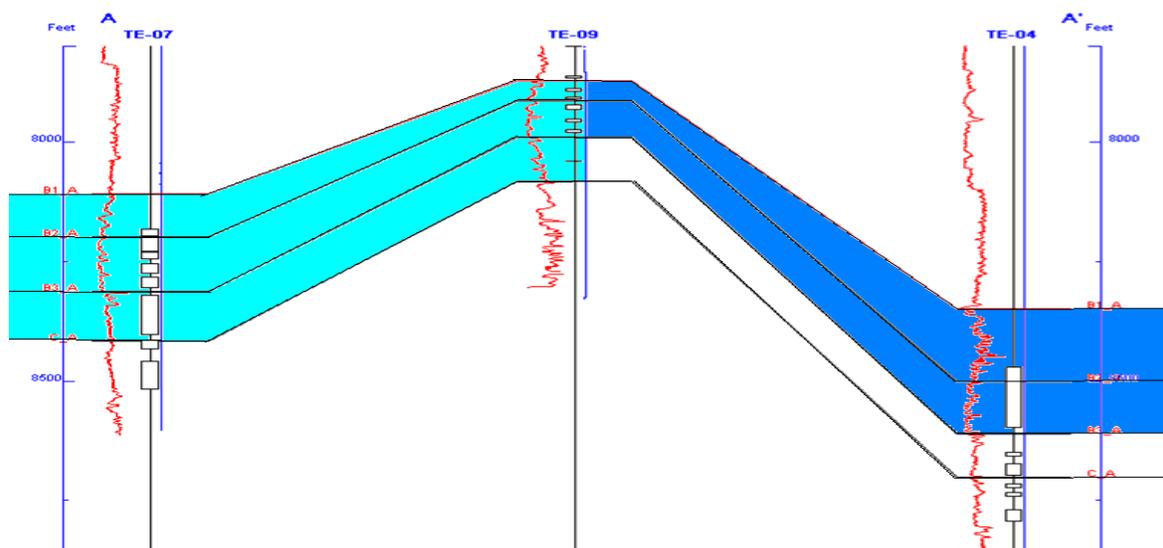


Figura 50. Influencias Tello 09.

Como podemos verificar en la figura 51, este pozo en sus primeros 10 años de producción presentó tendencia de declinación en la producción, entre los años 1988 y 1998 presenta un comportamiento más estabilizado, notamos que a finales de 1998 la producción de éste aumenta sustancialmente, esto se debió al cambio de sistema de levantamiento artificial, de bombeo mecánico a electrosumergible.

Este pozo presenta un aumento considerable en la producción de agua después de puesto en marcha de nuevo. (Ovalo amarillo).

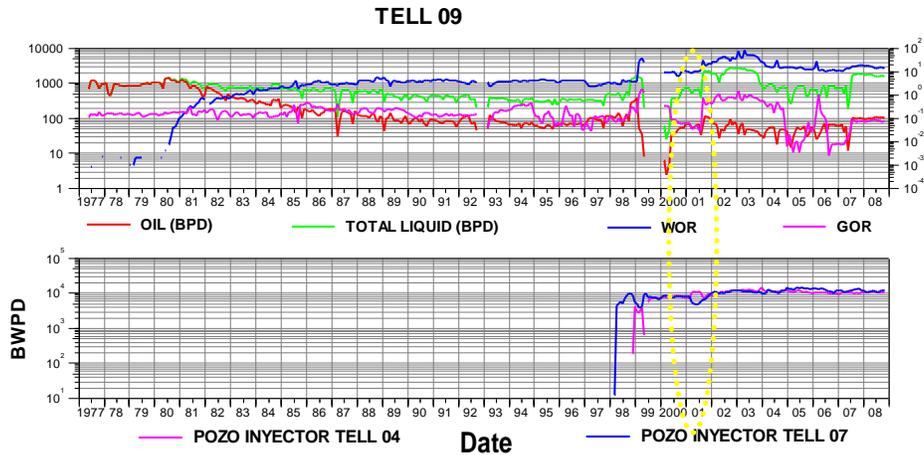


Figura 51. Curvas de producción para Tello 09.

Este pozo presenta algo de conificación la cual podemos identificar en la figura 52, pero esta tendencia desaparece rápidamente al entrar los inyectores los cuales hacen que la tendencia cambie rápidamente por la canalización. (Véase en anexos figura 131).

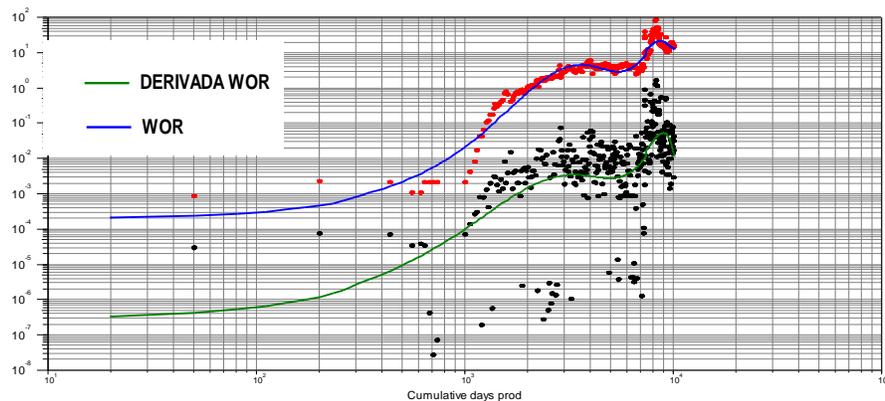


Figura 52. Curvas de Feng Chan Tello 09.

4.2.2.6 TELLO 12

LAMINA: A – DOMO SUR

INICIO DE PRODUCCION: 09/1979

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 12 está influenciado por los inyectores Tello 04 y Tello 07. Figura 53.

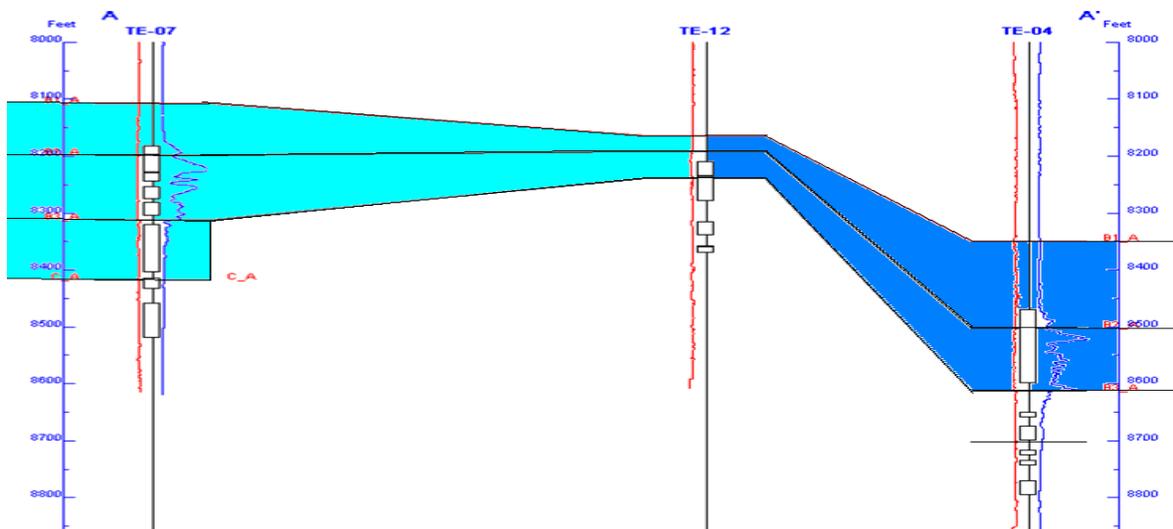


Figura 53. Influencias Tello 12.

Estratigráficamente el pozo Tello 12 penetró las unidades productoras de la formación Monserrate con desviación de 2 grados, alcanzando una profundidad total medida de 8602 pies. Este pozo vecino del Tello 15ST fue puesto a producción en septiembre de 1979, presenta cuatro etapas en el comportamiento de producción de aceite como podemos observar en la figura 54.

En el primer periodo se observa un tanto inestable, pero para las etapas posteriores mantiene tasas de aceite estables. En cuanto al comportamiento de presión, no se cuenta con medidas iniciales y las siguientes medidas muestran un mantenimiento de presión desde 1986 (primera medida) hasta la correspondiente a Junio 1991. Posteriormente declina, y restaura para Febrero 2000.

Tal como se señaló anteriormente, la primera etapa muestra inestabilidad de la tasa de aceite, pero a partir de 1987 mantiene una tasa de producción de 370 barriles promedio. La tercera etapa inicia en 1993 y corresponde a un aumento en el promedio de la producción de aceite a 750 BPPD hasta Agosto 2000, cuando la tasa promedio disminuye nuevamente a 330 BPPD de promedio.

Se observa que al aparecer el pozo inyector Tello 04 aumenta el WOR de éste, demostrando la conectividad entre el pozo inyector y productor; el GOR no presenta grandes variaciones en su historial producción.

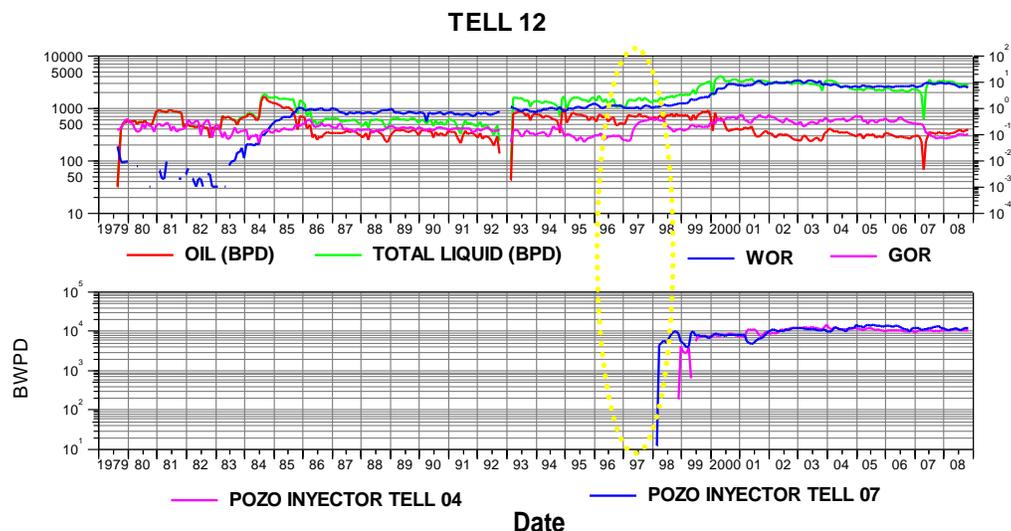


Figura 54. Curvas de producción para Tello 12.

Observando la gráfica del WOR vs tiempo y la derivada WOR vs tiempo Figura 55, notamos que este pozo presenta un comportamiento de canalización según el gráfico de Chan. (Véase en anexos figura 130).

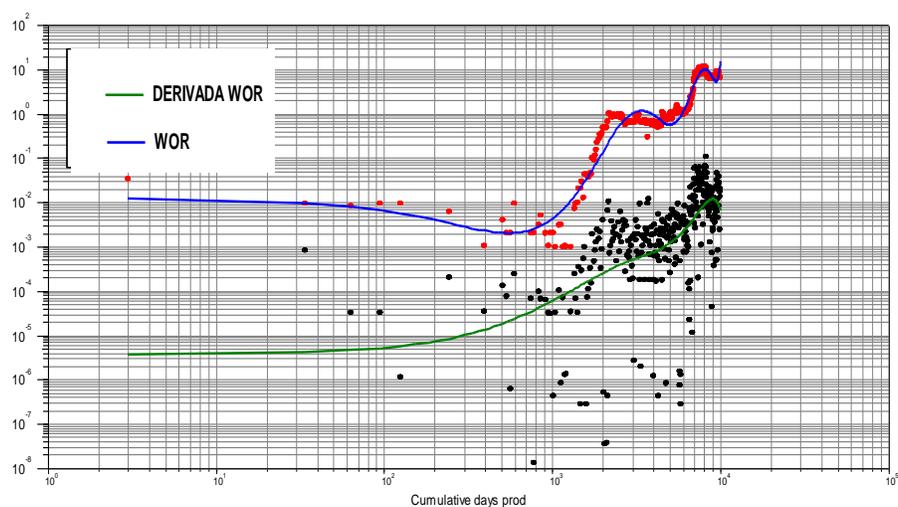


Figura 55. Curvas de Feng Chan Tello 12.

4.2.2.7 TELLO 13

LAMINA: A – DOMO SUR

INICIO DE PRODUCCION: 11/1979

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 13 está influenciado por los inyectores Tello 04 y Tello 07. Figura 56.

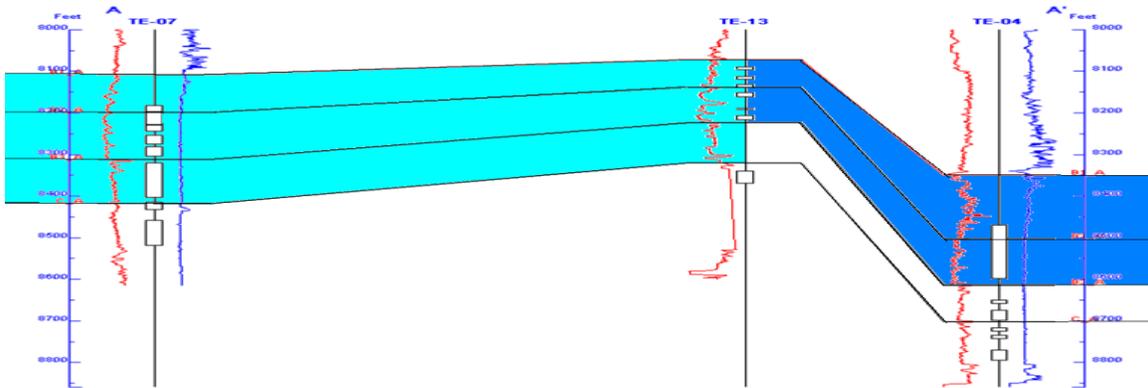


Figura 56. Influencias Tello 13.

Observando la gráfica de producción de Tello 13 figura 57, notamos que este pozo está influenciado por la inyección de los pozos Tello 04 y Tello 07, se nota que a mediados del año de 1999 la producción de agua aumenta de manera considerable. Se puede observar que para este pozo el WOR y el GOR aumenta cuando aparecen los pozos inyectores.

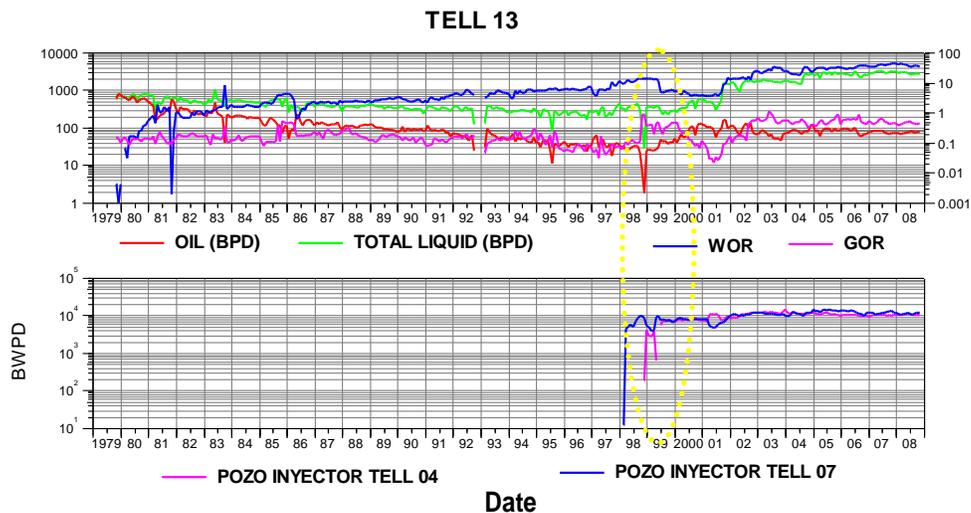


Figura 57. Curvas de producción para Tello 13.

Observando la gráfica del WOR vs tiempo y la derivada WOR vs tiempo figura 58, notamos que este pozo presenta un comportamiento de conificación y luego canalización (Véase en anexos figura 129).

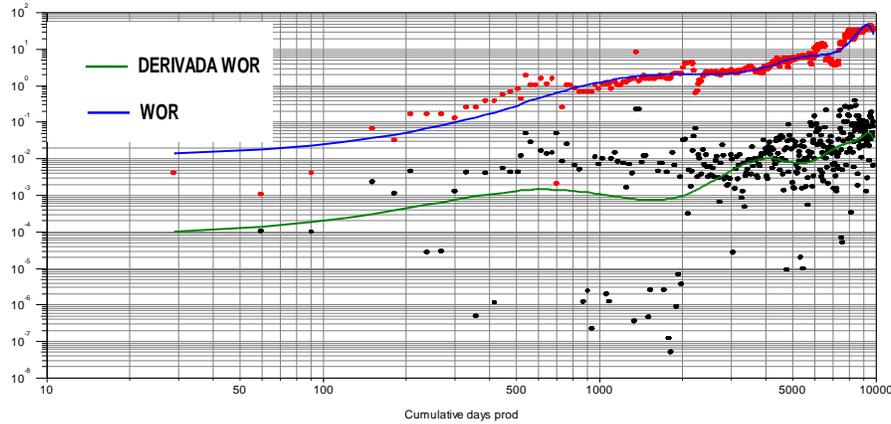


Figura 58. Curvas de Feng Chan Tello 13.

4.2.2.8 TELLO 51

LAMINA: A – DOMO SUR

INICIO DE PRODUCCION: 05/1999

ESTADO: ACTIVO

Observando el comportamiento de producción en la figura 59, notamos que en el pozo Tello 51 la producción ha ido decreciendo rápidamente.

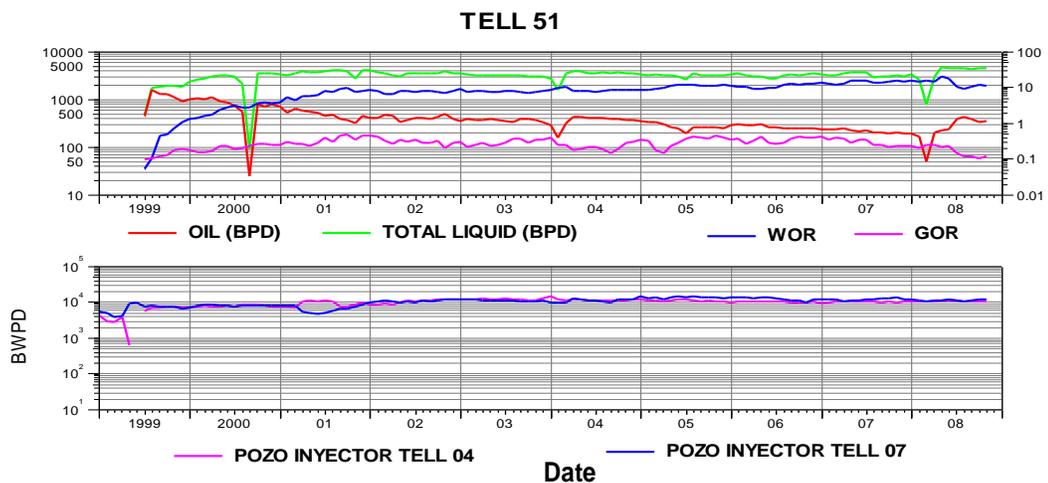


Figura 59. Curvas de producción para Tello 51.

Observando la gráfica del WOR vs tiempo y la derivada WOR vs tiempo figura 60, podemos identificar comportamiento normal de avance del frente de agua (Véase en anexos figura 134).

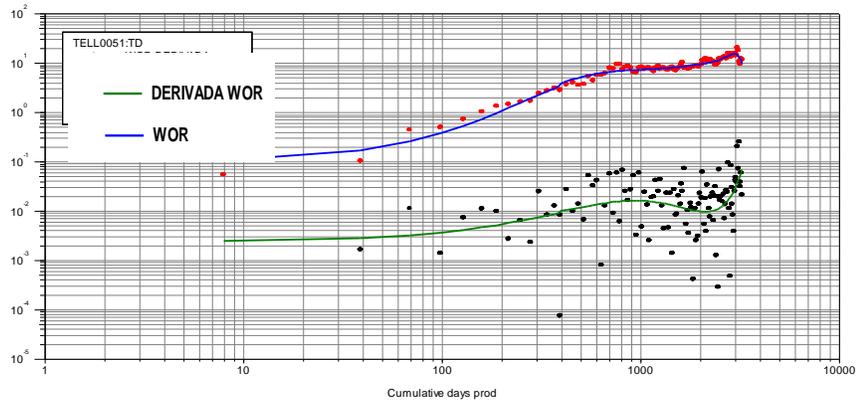


Figura 60. Curvas de Feng Chan Tello 51.

4.2.3 PATRON 3° LAMINA B

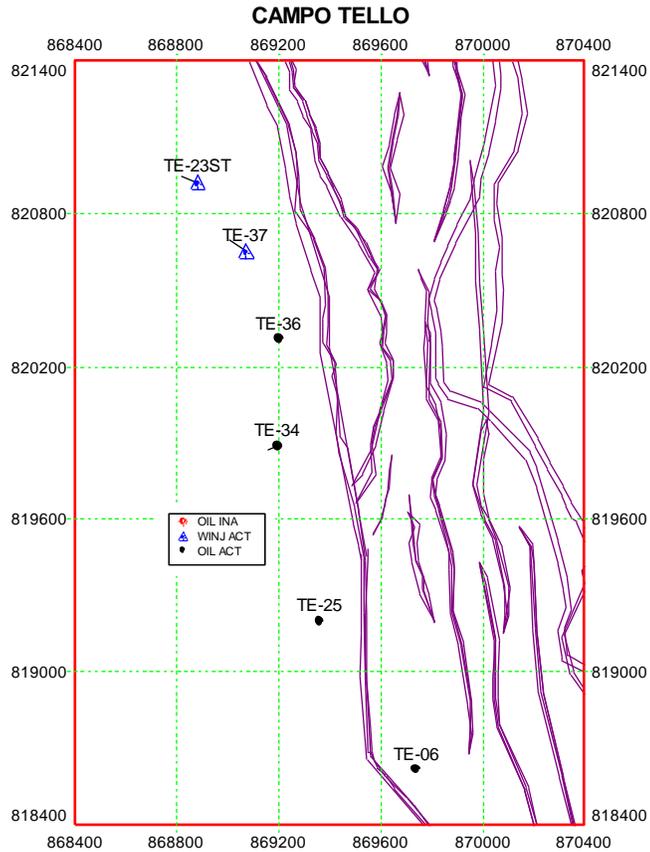


Figura 61. Pozos productores influenciados por los pozos inyectores Tello 23 y Tello 37.

En el patrón 3 lámina B, podemos encontrar los pozos inyectores Tello 23 y Tello 37 que influencia a los pozos productores Tello 34, Tello 36, Tello 43, y Tello 6 como lo muestra la figura 61.

Observando la figura 62, de producción de líquido e inyección vs tiempo notamos que en este patrón hay poco efecto de la inyección.

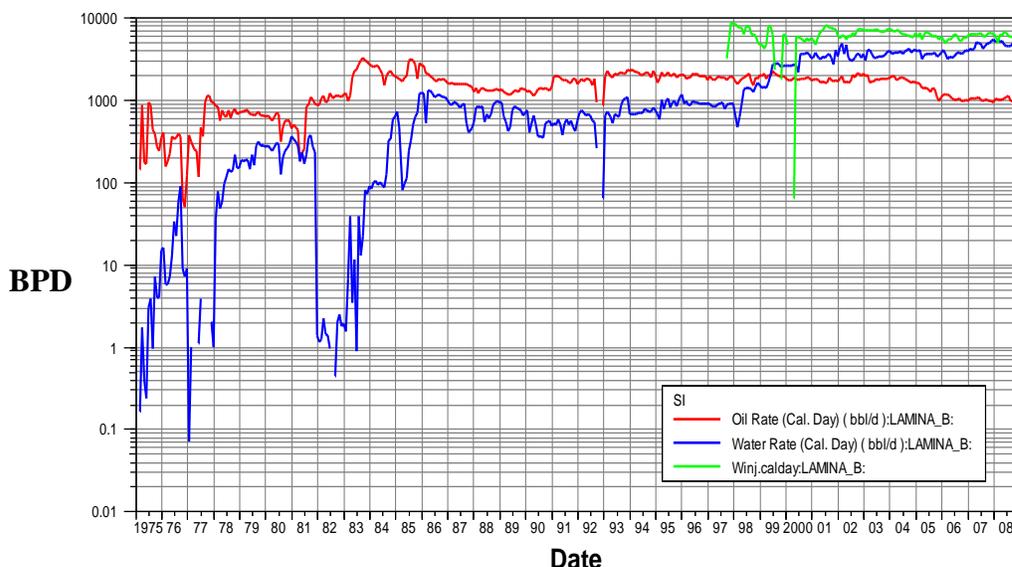


Figura 62. Producción Total de Líquidos vs Tiempo.

4.2.3.1 INDICE DE VACIAMIENTO PATRON 3° LAMINA B

Como podemos apreciar en la figura 63 este patrón viene influenciado por el pozo inyector Tello 23 desde mediados del año 1997, lo cual produce un ascenso en la curva hasta 3.25 (ver ovalo amarillo). El sistema de inyección producción no se encuentra balanceado en volumen, es decir se está extrayendo menos líquido del que se inyecta, la relación de agua inyectada vs los líquidos producidos (VRR) está en 2.7, a finales del año del 1998 el pozo inyector Tello 23 es sometido a una estimulación orgánica haciendo que la curva tenga un descenso rápido a un valor de 1.3. A mediados del año 1999 entra el pozo inyector Tello 37, debido a esto se ve un incremento en el VRR, (ovalo rojo). En los años de 1999 y 2000 el pozo

productor Tello 6 es sometido a estimulaciones orgánicas haciendo que la curva tome un descenso, es claro ver que el comportamiento de la curva a comienzos y a finales del año 2000 se debe a las estimulaciones orgánicas que también recibió el pozo inyector Tello 37, este mismo pozo es sometido a prueba de inyectividad en el año 2001.

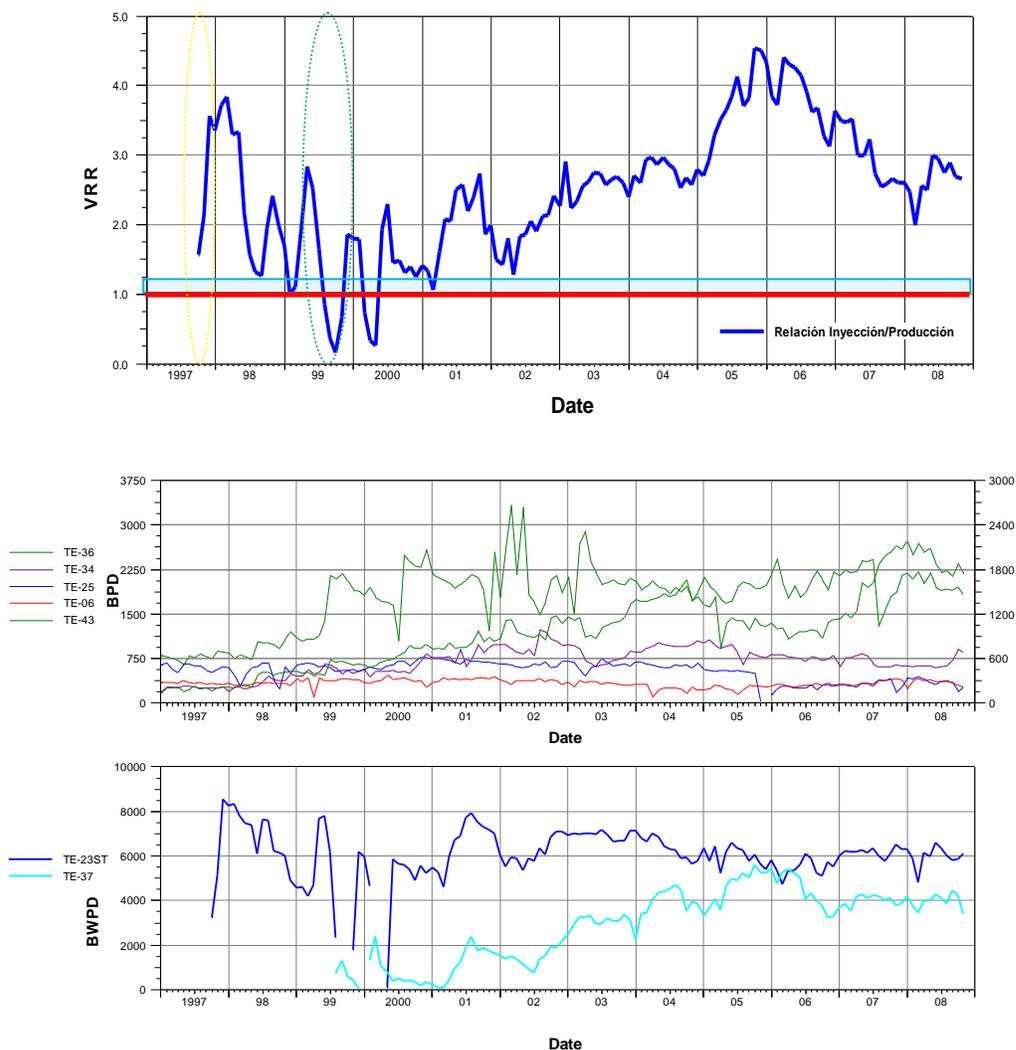


Figura 63. Índice de vaciamiento, gráfico de producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para patrón 3° lámina B.

Se puede observar que al aumentarse la inyección de agua del Tello 37 se presenta un pico de 4.7, este aumento de inyección logra un aumento en la producción del Tello 43. Desde que se inicio la inyección de agua en este patrón, el pozo con menos estabilidad en la producción de fluidos es el Tello 36, mientras

zque el Tello 43 sigue aumentando su producción a medida que el pozo inyector Tello 37 aumenta su inyección de agua.

Observando la comportamiento de la presión de este patrón, se nota la entrada de los pozos inyectores los cuales cambian la pendiente de declinación que se presentaba en esta zona del campo, podemos observarlo a la entrada del pozo inyector Tello 23ST (línea amarilla) y el Tello 37 (línea azul), donde se observa el aumento gradual de presión de esta zona.

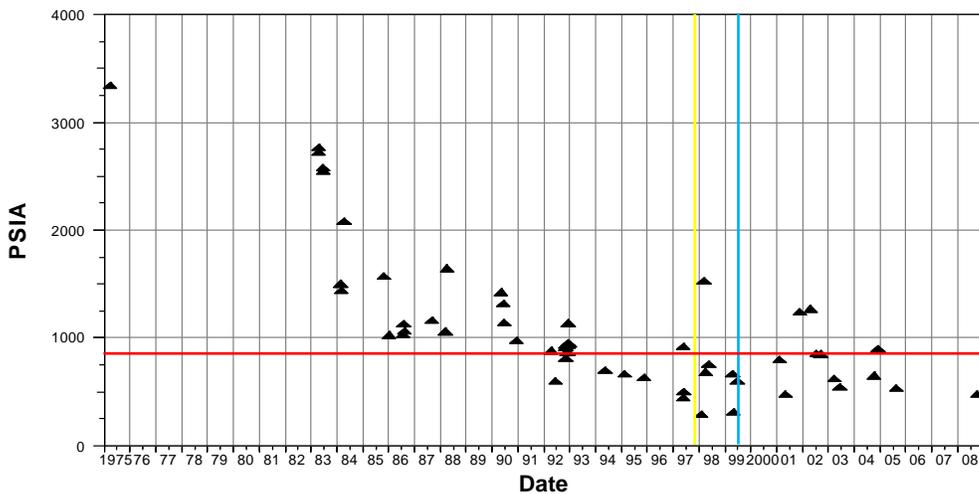


Figura 64. Comportamiento de presión de patron 3 vs tiempo.

4.2.3.2 MAPAS DE BURBUJA

4.2.3.2.1 ACEITE ACUMULADO

Observando la figura 65 los pozos con mayor aceite acumulado son los pozos productores Tello 25, Tello 06, Tello 36, Tello 34

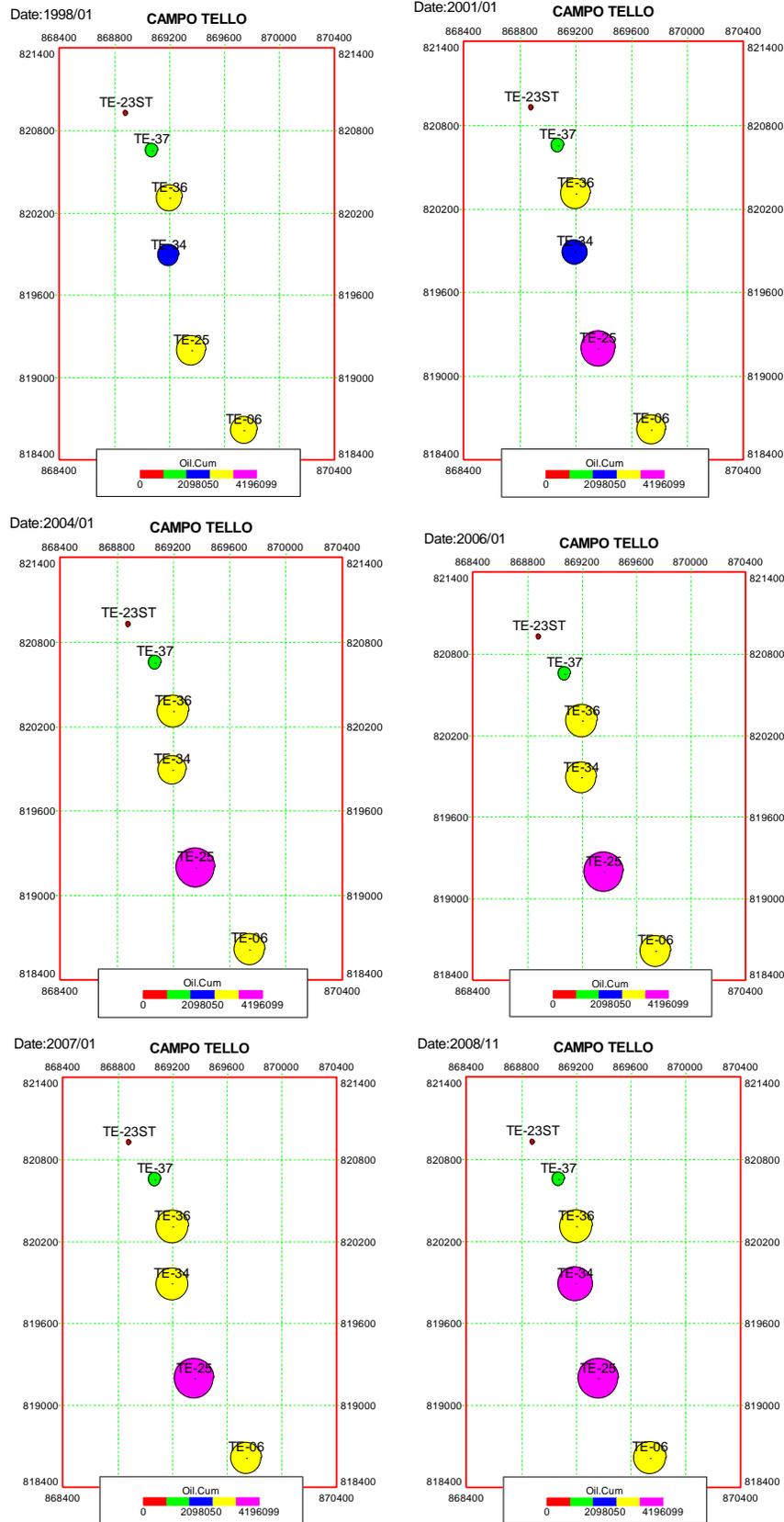


Figura 65. Tasa de aceite acumulado para patrón 3° lámina B.

4.2.3.2.2 TASA DE ACEITE PROMEDIO

En la figura 66 se puede observar eficiencia de los pozos de este patrón.

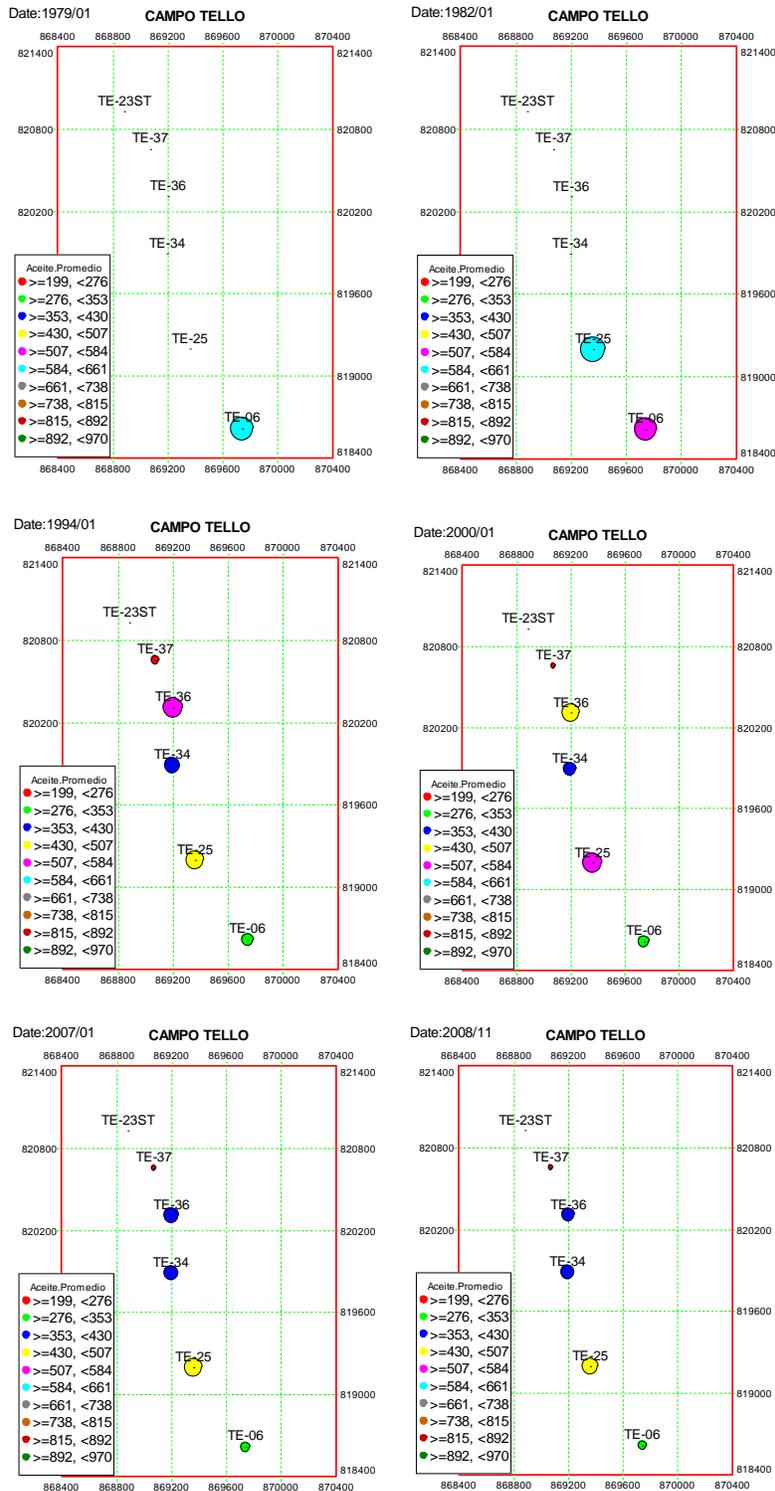


Figura 66. Tasa de aceite promedio para patrón 3° lámina B.

Se puede observar que el pozo Tello 06 al inicio de la producción presentó buen rendimiento en su tasa de aceite promedio, pero a medida de su desarrollo ha presentado de forma rápida disminución de esta; para el Tello 25, Tello 34 y el Tello 36 se observa que estos han tenido un muy buen desempeño en su tasas de aceite promedio desde el inicio de éstos.

4.2.3.3 TELLO 34

LAMINA: B

INICIO DE PRODUCCION: 04/1983

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 34 está influenciado por los inyectores Tello 23 y Tello 37. Figura 67.

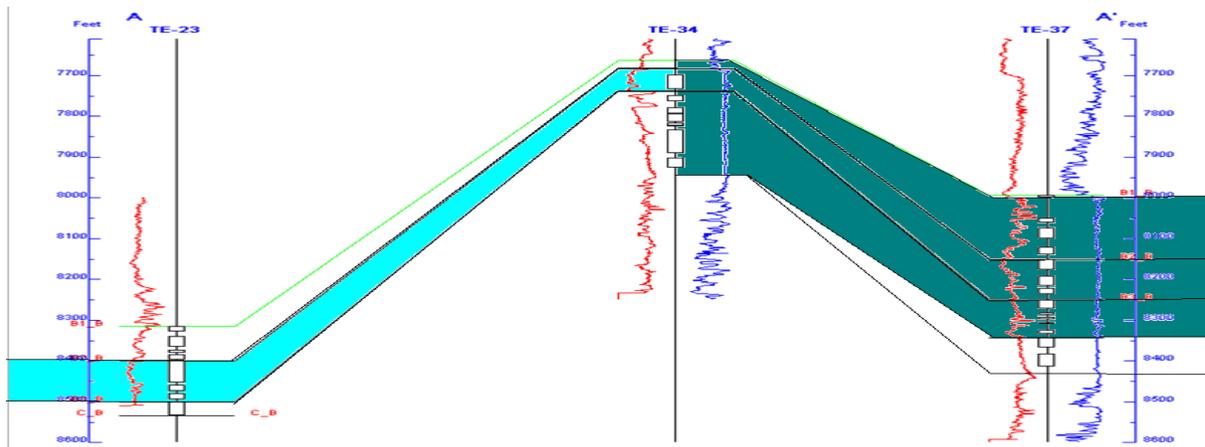


Figura 67. Influencias Tello 34.

El pozo Tello 34 produce por las arenas B1, B2 y B3; en la gráfica de curvas de producción, figura 68, observamos que la producción de agua aumenta rápidamente cuando el Tello 34 comienza a ser influenciado por el pozo inyector Tello 23ST, la producción de petróleo tiene un pequeño aumento a finales del 1999 cuando empieza a ser influenciado por el pozo inyector Tello 37 manteniéndose constante.

En el 2003 observamos (óvalos amarillos) que la producción de líquido empieza a decaer por el cambio de diseño en el bombeo electrosumergible, además de eso a el pozo se le realiza para la misma fecha una limpieza orgánica, en el 2005 es sometido a otra limpieza orgánica y es en donde observamos que el GOR tiene un leve aumento y tiende a estabilizarse.

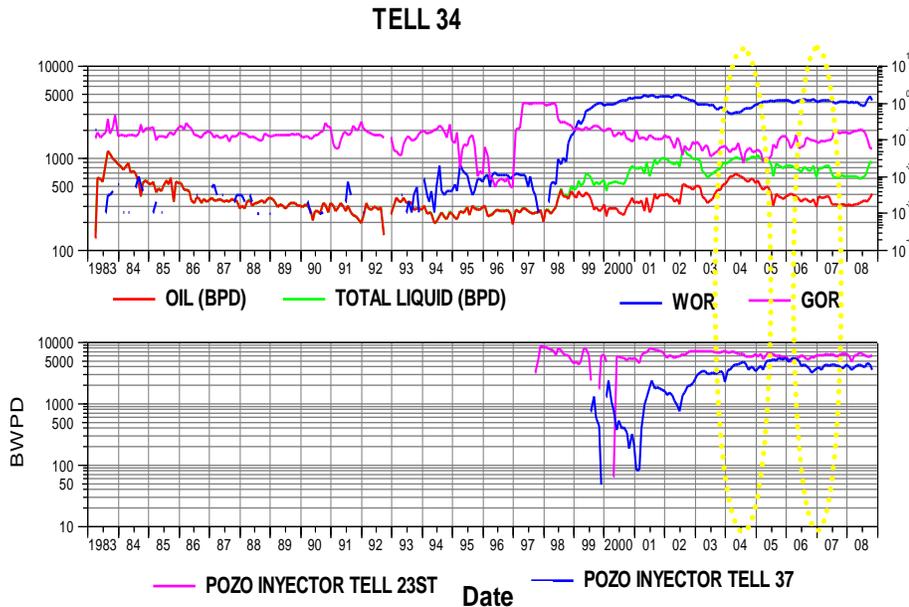


Figura 68. Curvas de producción para Tello 34.

Observando la figura 69 de 'WOR' y WOR vs tiempo, verificamos que el pozo en sus inicios presenta un buen comportamiento, el WOR de este pozo es muy bajo como se puede observar en la figura 68 y 69, en este pozo se nota un aumento del WOR de este al aparecer la inyección de agua.

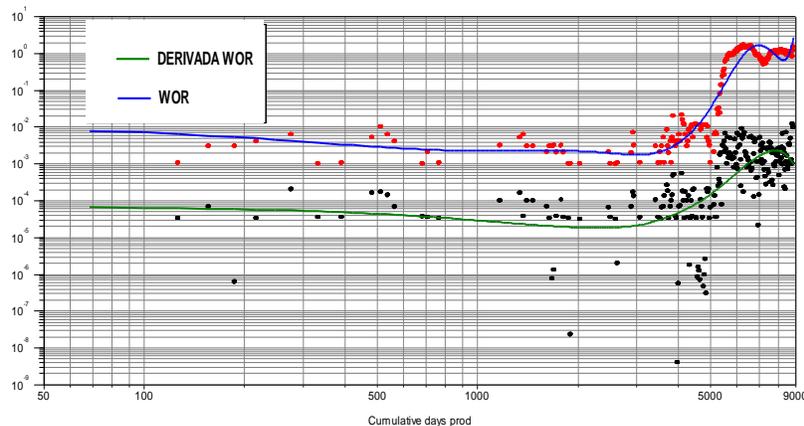


Figura 69. Curva de Feng Chan Tello 34.

4.2.3.4 TELLO 36

LAMINA: B

INICIO DE PRODUCCION: 06/1983

ESTADO: ACTIVO

Estratigráficamente el pozo Tello 36 penetró las unidades productoras de la formación Monserrate con desviación de 7 grados, alcanzando una profundidad total medida de 8500 pies. El pozo Tello 36 está influenciado por los inyectores Tello 23ST y Tello 37. Existe inyección preferencial del inyector Tello 23ST hacia este pozo. Figura 70.

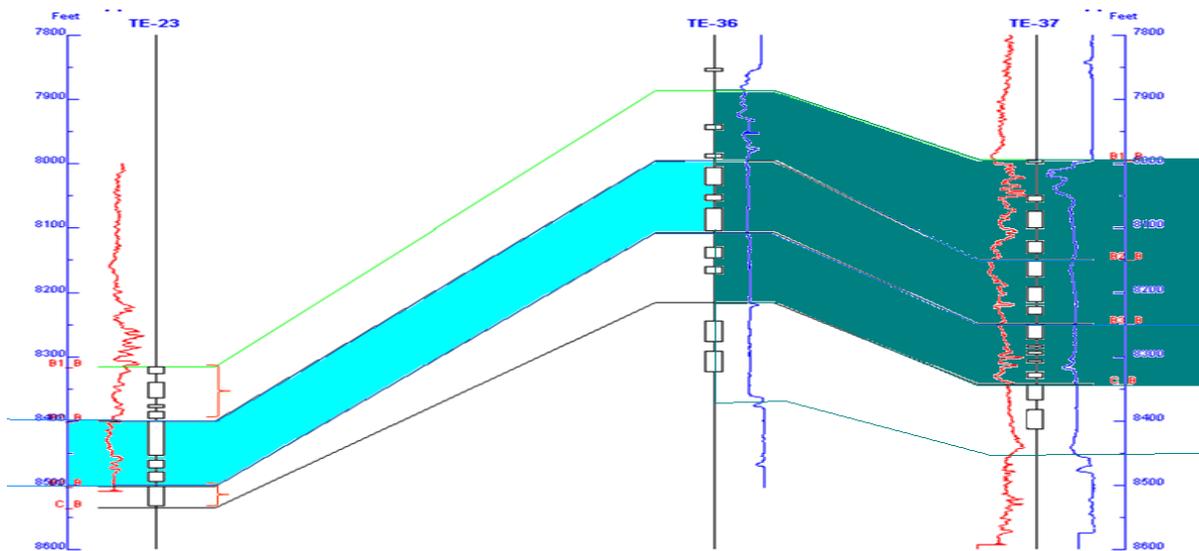


Figura 70. Influencias Tello 36.

Este pozo inicio producción en Junio de 1983 con 533 BPPD y 0% de corte de agua. A través de la figura 71 de producción de fluido, se puede notar que la declinación del aceite no se observa acentuada, de hecho, desde 1987, mantiene promedio de 450 BPPD hasta marzo de 1998, cuando el corte de agua inicia un rápido crecimiento coincidiendo con la entrada del pozo Tello 23ST en octubre de 1997, anterior a esta fecha el corte de agua proviene del acuífero asociado, interpretándose como un acuífero débil, en base a las medidas de presión y el comportamiento de producción.

Observamos que en el año 2000 la producción de agua tiende a aumentar cuando empieza a ser influenciado por el pozo inyector Tello 37.

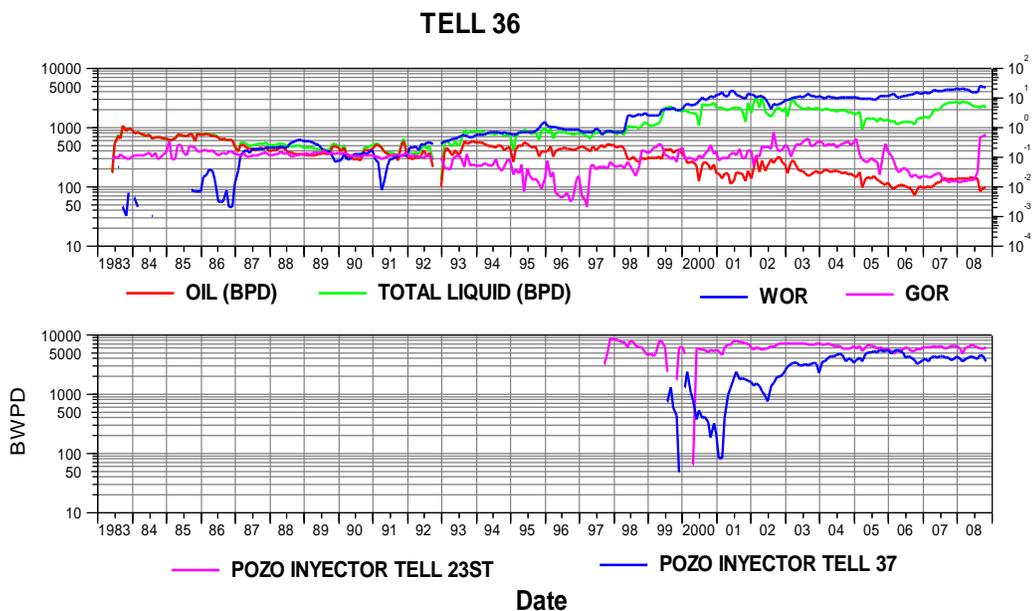


Figura 71. Curvas de producción para Tello 36.

En la figura 72, se encuentra el diagrama de Chan para este pozo, en la cual se evidencia que el comportamiento en la producción de agua de este pozo proviene de la Canalización con cambios en la producción, esta va aumentando progresivamente. (Véase en anexos figura 130).

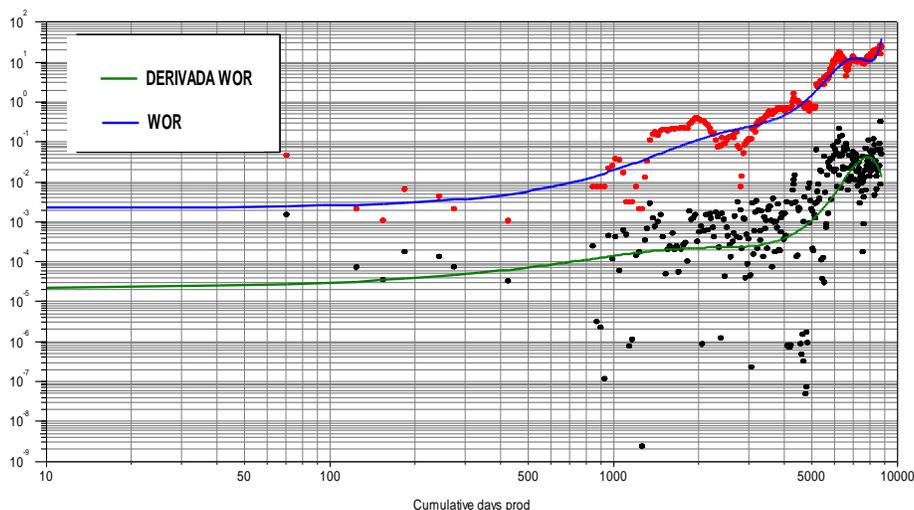


Figura 72. Curva de Feng Chan Tello 36.

4.2.3.5 TELLO 43

LAMINA: B

INICIO DE PRODUCCION: 02/1992

ESTADO: ACTIVO

Estratigráficamente el pozo Tello 43 penetró las unidades productoras de la formación Monserrate con desviación de 5 grados, alcanzando una profundidad total medida de 8211 pies.

El pozo Tello 43 está influenciado por los inyectores Tello 23ST y Tello 37. Figura 73.

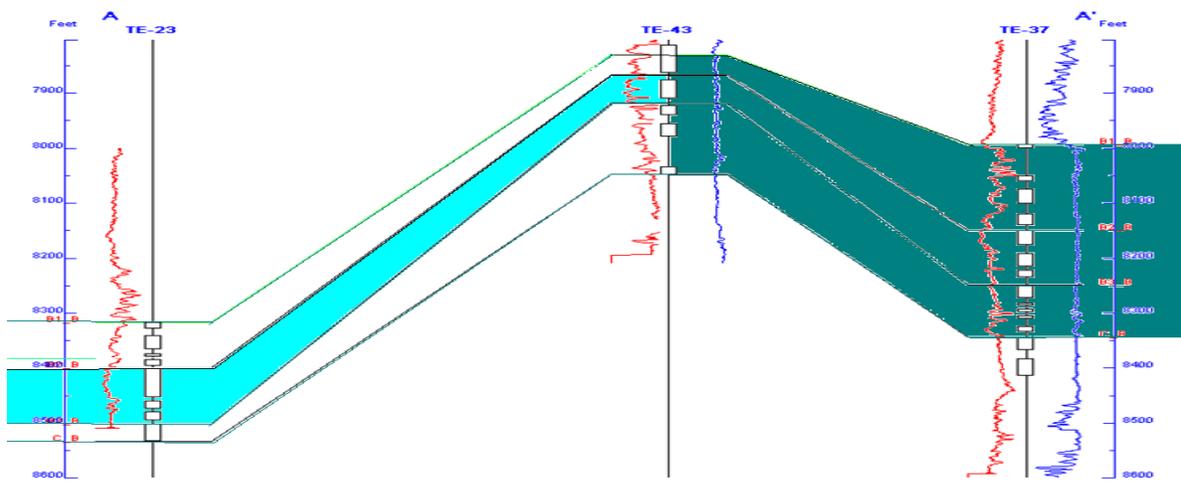


Figura 73. Influencias Tello 43.

Como se muestra en la figura 74, la producción presentó una declinación hasta obtener rangos de producción de 230-290 BPPD a mediados de 1997, donde se observa un aumento en su producción de aceite acompañado de un aumento rápido de la producción de agua. Este cambio es producto de la inyección de agua, en primer lugar del pozo Tello 23ST el cual inicio actividad en octubre de 1997 y posteriormente del Tello 37 que empezó con la inyección de agua en junio de 1999. Posteriormente, se presenta un tercer periodo a finales del año 2002 donde podemos observar un comportamiento del pozo con declinación de la tasa

de aceite y aumento en la producción de agua, para esta fecha no se obtuvieron datos de eventos en donde podamos verificar las posibles causas de este comportamiento.

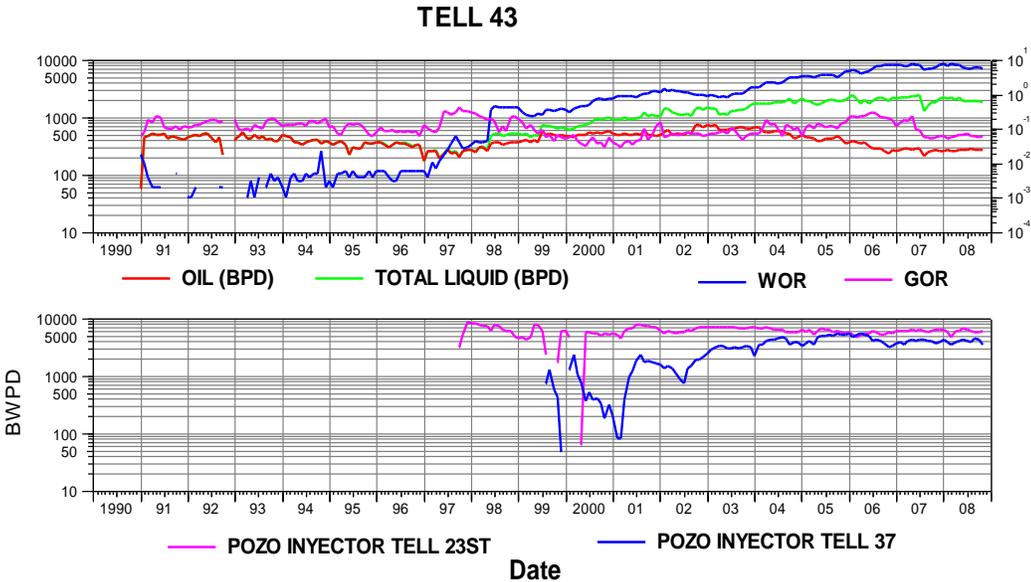


Figura 74. Curvas de producción para Tello 43.

Como se verifica en la figura 75 de WOR' y WOR vs tiempo para este pozo, se evidencia un comportamiento normal.

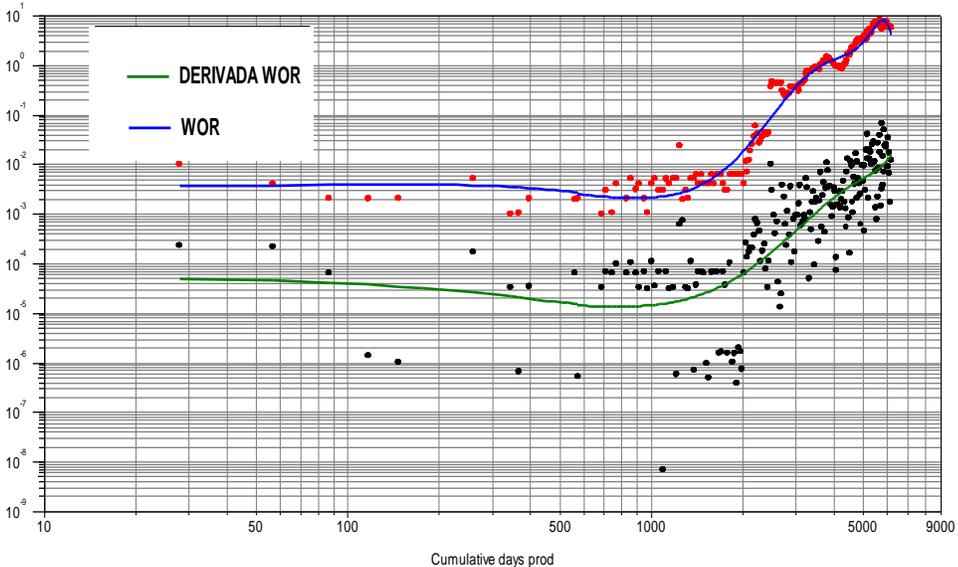


Figura 75. Curva de Feng Chan Tello 43.

4.2.3.6 TELLO 06

LAMINA: B

INICIO DE PRODUCCION: 2/1998

ESTADO: ACTIVO

Estratigráficamente el pozo Tello 6 penetró las unidades productoras de la Formación Monserrate con desviación de 15 grados, alcanzando una profundidad total medida de 8786 pies. Este pozo se encuentra influenciado por los pozos inyectoros Tello 23ST y Tello 37 como se muestra en la figura 76.

El pozo Tello 06 produjo inicialmente de la lámina A y fue aislado mediante empaques a 8403' MD en 1977. Actualmente solo tiene producción de Lámina B y tiene un pescado que esta frente a los intervalos completados en la lámina A con tope a 8248'.

Adicionalmente en la historia del pozo se observa buena respuesta en producción después de realizar trabajos de estimulación con tratamientos orgánicos. Podemos observar que el pozo Tello 06 tiene buena respuesta al ser influenciado por los pozos inyectoros Tello 23ST y Tello 37 pues su tasa de producción se ha mantenido estable.

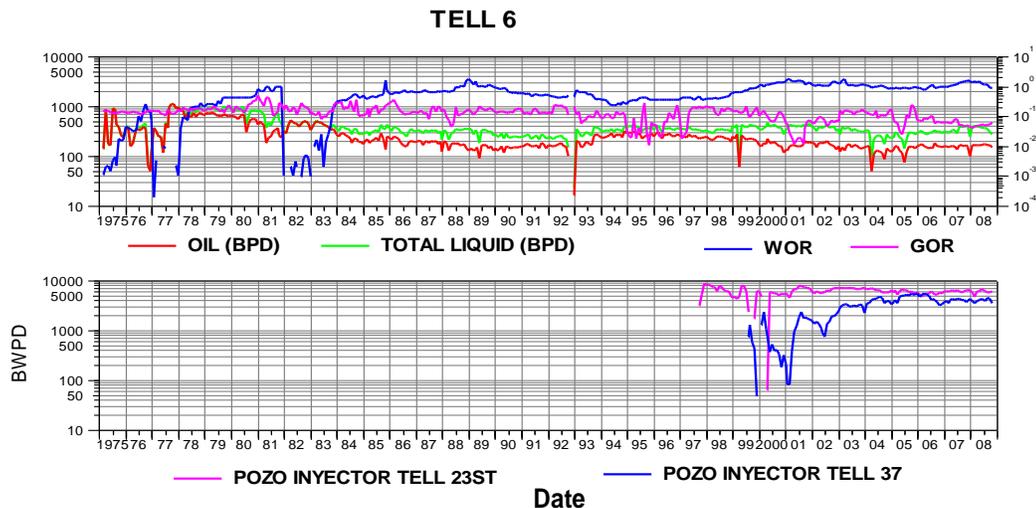


Figura 76. Curvas de producción para Tello 06.

Como se verifica en la figura 77 de WOR' y WOR vs tiempo para éste pozo, se evidencia que el comportamiento en la producción de agua es normal, debido a esto presenta un WOR bajo, el aumento de este se debe a la inyección de agua.

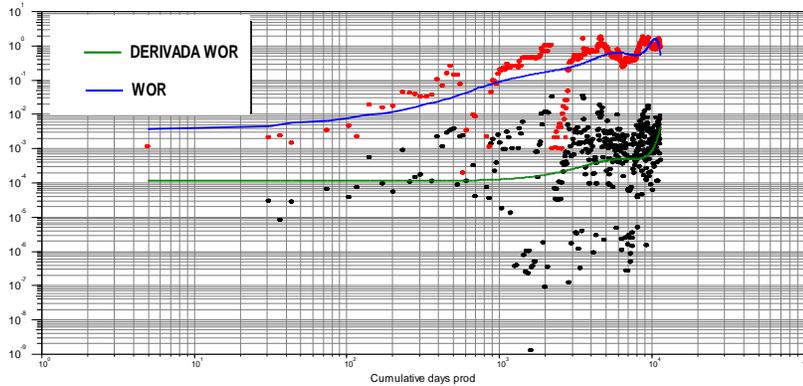


Figura 77. Curva de Feng Chan Tello 06.

4.2.4 PATRON 4° LAMINA D DOMO SUR

En el patrón 4 lámina D domo sur, podemos encontrar el pozo inyector Tello 38 que influencia a los pozos productores Tello 18A, Tello 30D, Tello 44, Tello 48 como lo muestra la figura 78.

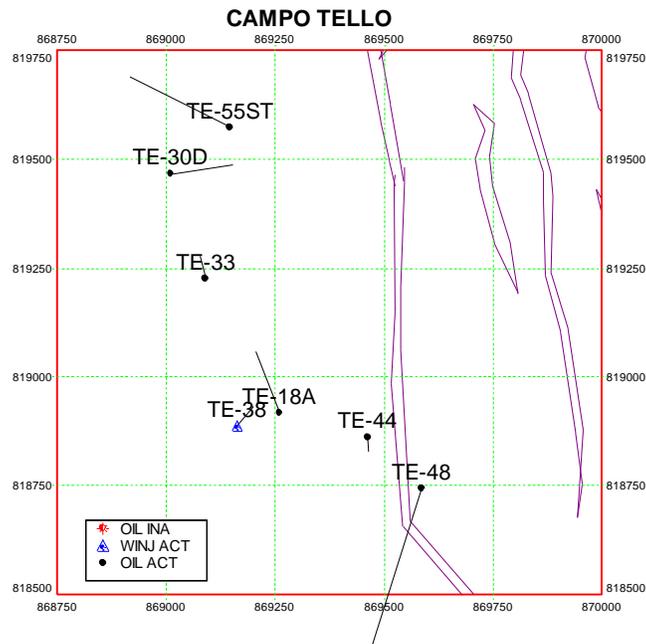


Figura 78. Pozos productores influenciados por el pozo inyector Tello 38.

Observando la figura 79 de producción de líquidos e inyección vs tiempo notamos que en este patrón hay poco efecto de la inyección.

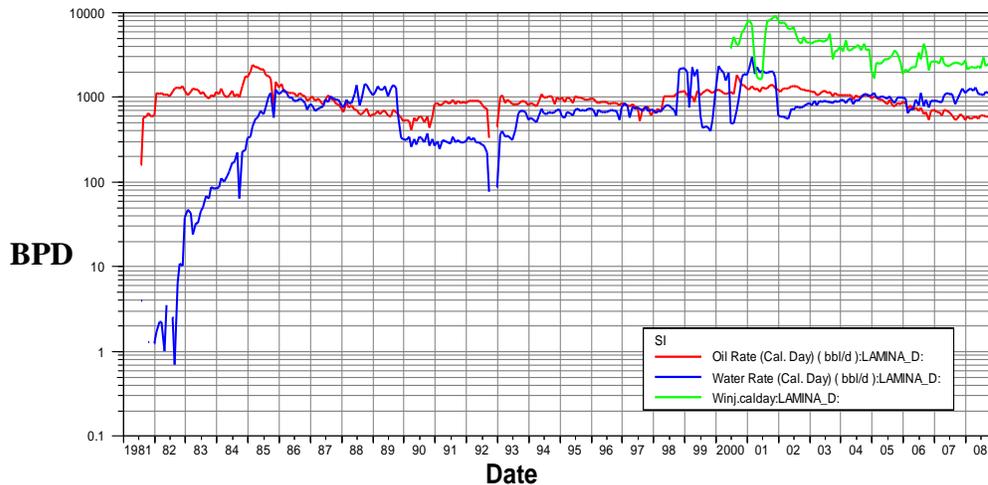


Figura 79. Producción Total de Líquidos vs Tiempo.

4.2.4.1 INDICE DE VACIAMIENTO PATRON 4° LAMINA D DOMO SUR

Para este patrón encontramos que el índice de vaciamiento presenta valores muy elevados desde que se inicia la inyección de agua hasta finales del 2004 (ovalo amarillo) como lo podemos ver en la figura 80, estos valores elevados en VRR se deben a que al entrar el pozo inyector Tello 38 la cantidad de agua inyectada era demasiada alta, esto se ve reflejado en el aumento del tren de presión de los pozos afectados por este inyector, la inyección de agua para este patrón se normaliza a partir del año 2005, donde las tasa de inyección es bajada a un promedio 2500 BWPD, esto hace que se genere un VRR promedio de 1.5, valor que está por encima de lo recomendado, ya que los valores de VRR deben de oscilar entre 1.1 y 1.3. Podemos observar en la figura 81 que en esta zona del campo se estabiliza la presión debido a la entrada del pozo inyector (línea azul), gracias a esto se ha mantenido la presión por encima del punto burbuja 846 Psia.

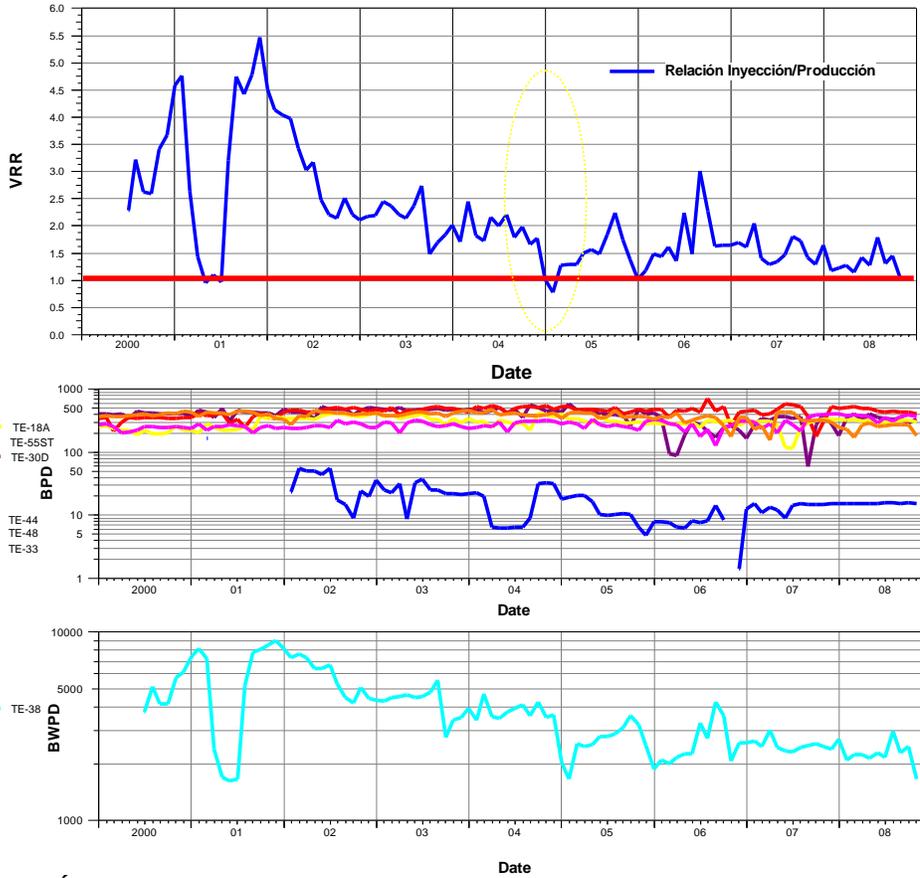


Figura 80. Índice de vaciamiento, gráfico de producción de líquidos e inyección de agua vs tiempo para el patrón 4° lámina D domo sur.

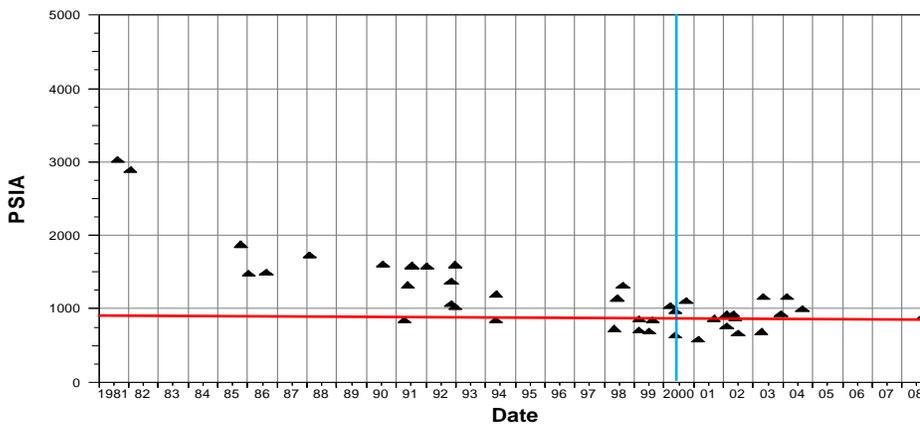


Figura 81. Comportamiento de presión de patron 4 vs tiempo.

4.2.4.2 MAPAS DE BURBUJA

4.2.4.2.1 ACEITE ACUMULADO

Observado la figura 82 de aceite acumulado, notamos que los pozos que presenta mayor cantidad de aceite acumulado son los Tello 30D y el Tello 33.

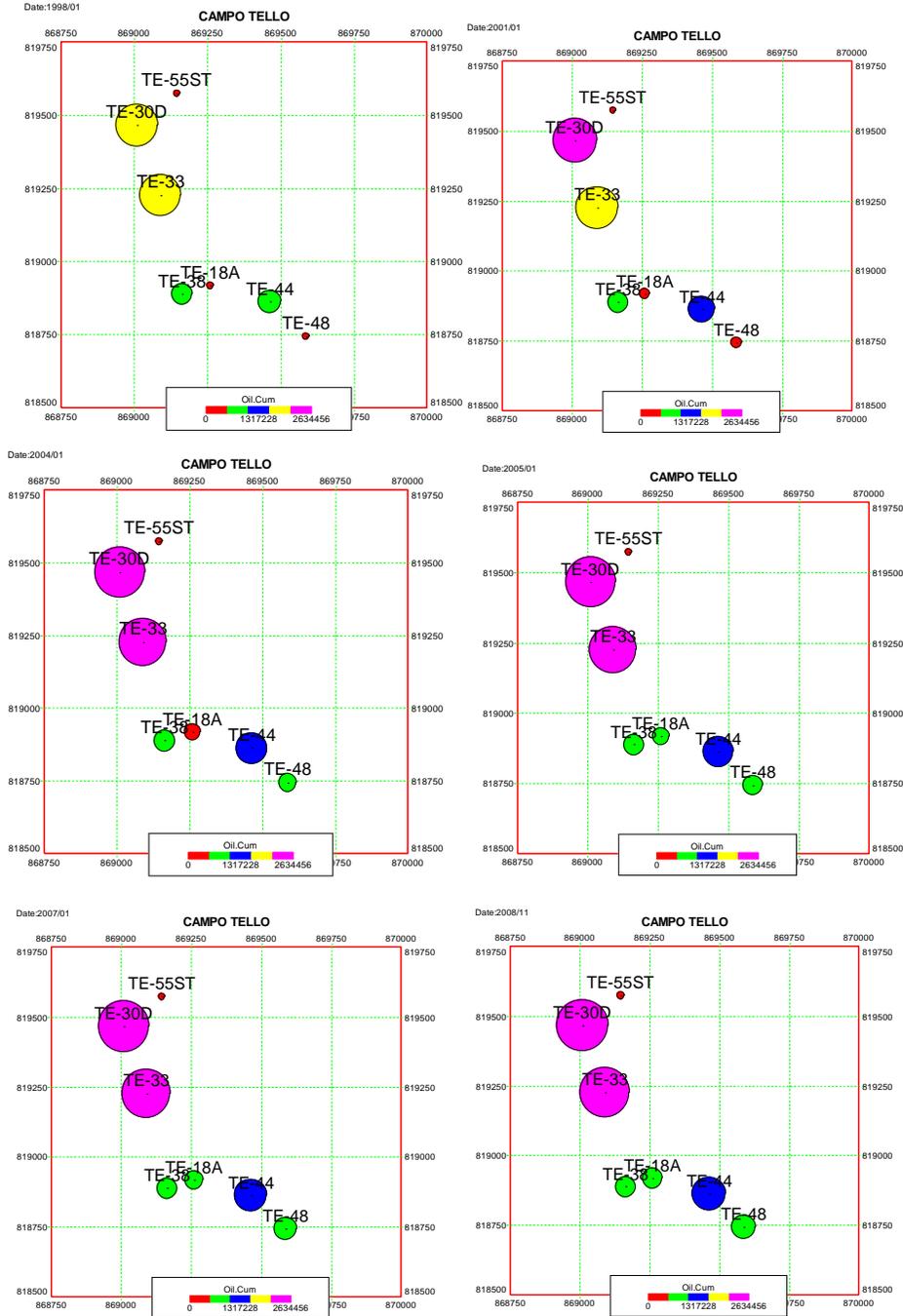


Figura 82. Tasa de aceite acumulado para patrón 4° lámina D domo sur.

4.2.4.2.2 TASA DE ACEITE PROMEDIO

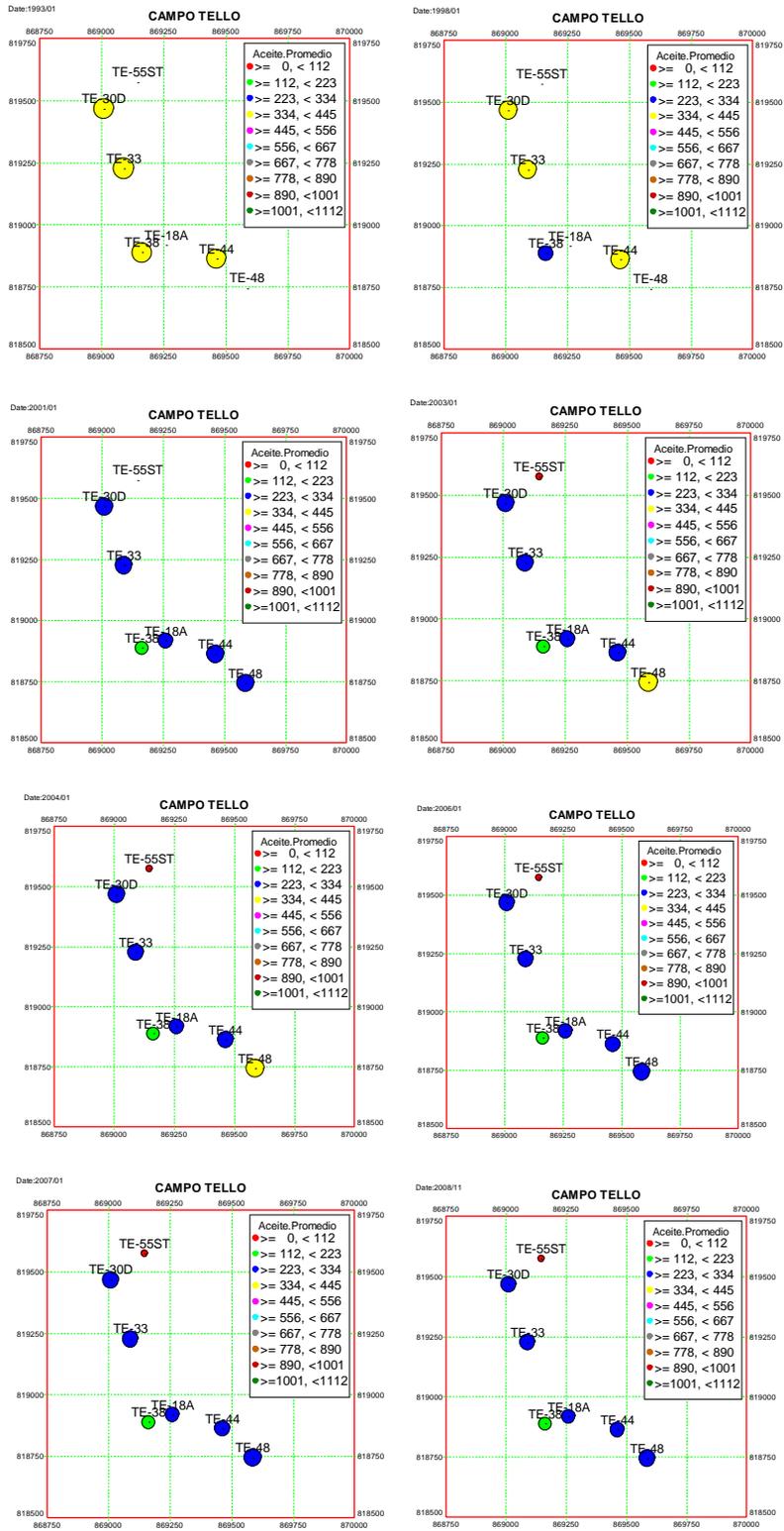


Figura 83. Tasa de aceite promedio para patron 4° lámina D domo sur.

Observando las tasas de aceite promedio en la figura 83, notamos que éstas varían demasiado de una época a la otra, se puede observar que en el periodo donde se presenta mayor estabilidad de la tasa promedio entre los pozos Tello 30D, Tello 33 y el Tello 44 se da entre los años 1993 a 2000, esto se debe a que en esta época no había entrado el pozo inyector Tello 38, de esta fecha en adelante se presentan grandes cambios en las tasas de aceite promedio, esto se debe a que la inyección de agua del Tello 38 afecta en mayor grado a el Tello 18A, Tello 30 y Tello 33.

4.2.4.3 TELLO 18A

LAMINA: D

INICIO DE PRODUCCION: 05/1998

ESTADO: ACTIVO

Este pozo está influenciado por el Tello 38. Figura 84.

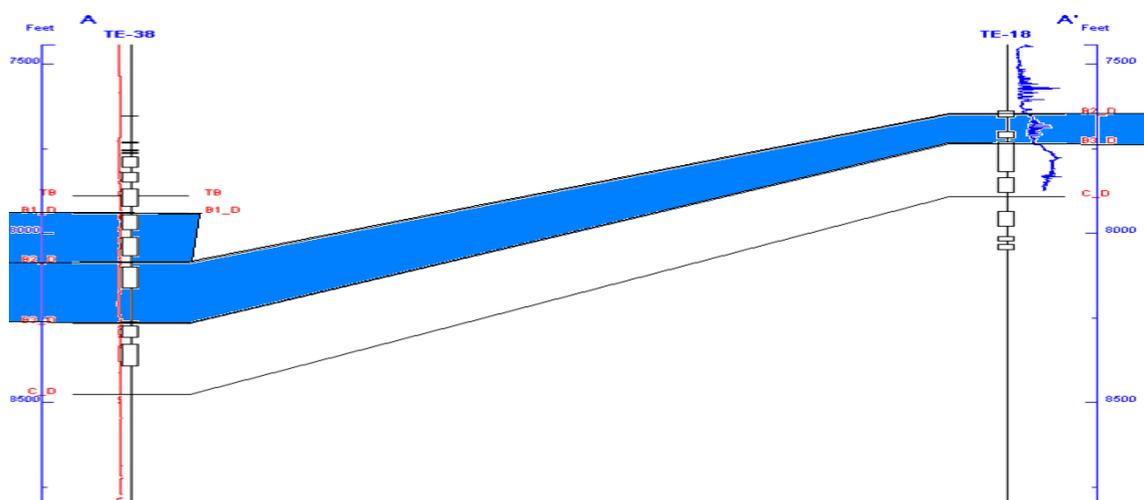


Figura 84. Influencias Tello 18A.

Este pozo como podemos verificar en la figura 85, en su inicio presentó un caudal de agua muy bajo, pero éste se ha ido incrementándose con el tiempo (ovalo amarillo). Esto se debe a la influencia que ejerce la inyección de agua sobre éste.

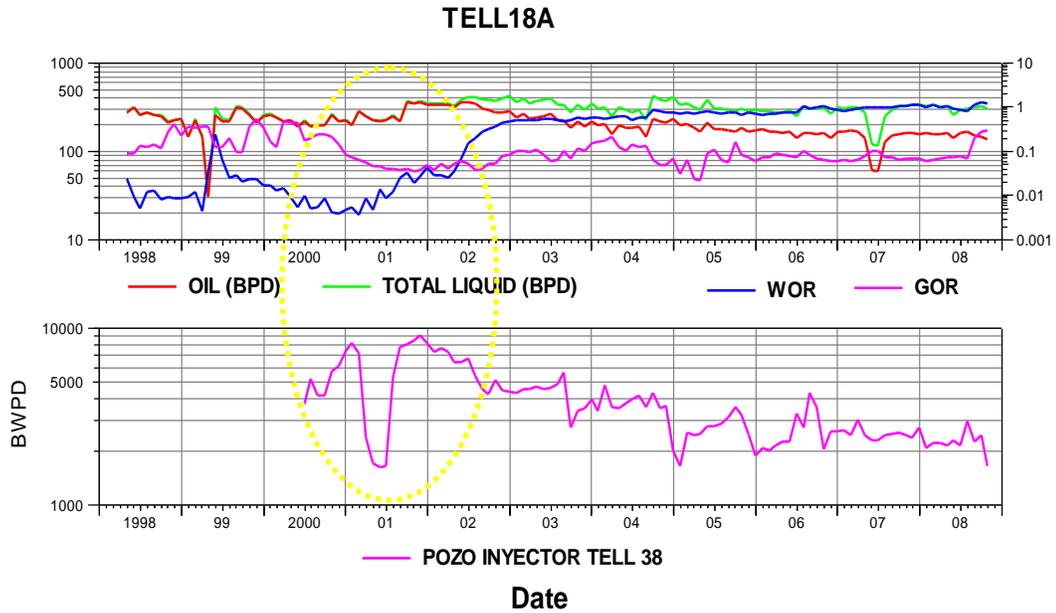


Figura 85. Curvas de producción para Tello 18A.

Observamos como aumenta el WOR al aparecer el pozo inyector Tello 38 (ovalado amarillo) presentando en éste un comportamiento más estable a partir del año 2004 donde se disminuye el caudal de inyección del Tello 38. Observando la figura 86 notamos que este pozo no presenta ni conificación ni canalización.

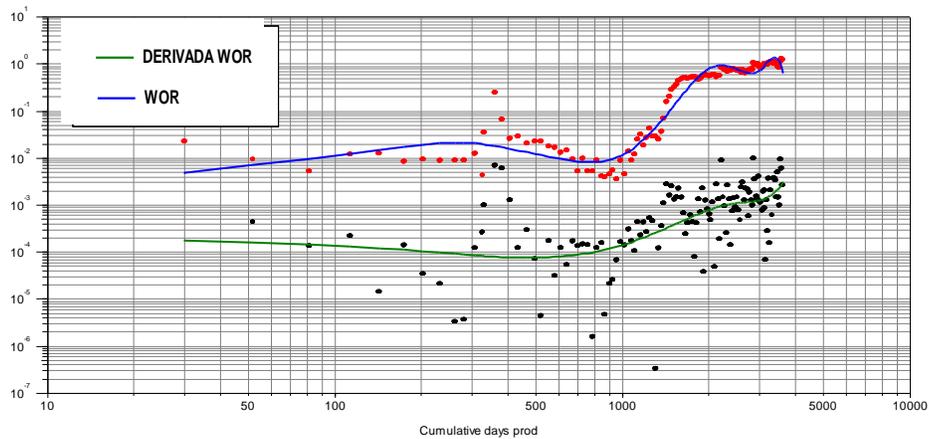


Figura 86. Curva de Feng Chan Tello 18A.

4.2.4.4 TELLO 30D

LAMINA: D

INICIO DE PRODUCCION: 08/1981

ESTADO: ACTIVO

El pozo Tello 30D se encuentra influenciado por el inyector Tello 38. Figura 87.

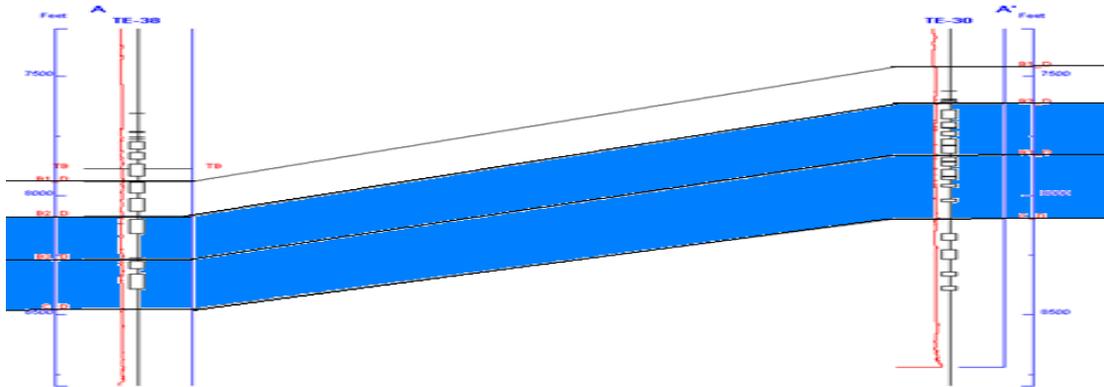


Figura 87. Influencias Tello 30D.

Observando la figura 88 de producción inyección vs tiempo, notamos que este pozo mantuvo una buena relación hasta el año 2004, en donde la relación de agua aceite empieza a aumentar, esto se debe a la inyección de agua. Este pozo presenta un WOR bajo, pero se alcanza a notar como la inyección de agua del Tello 38 afecta la producción de aceite de éste (ovalo amarillo) y aumenta la producción de agua.

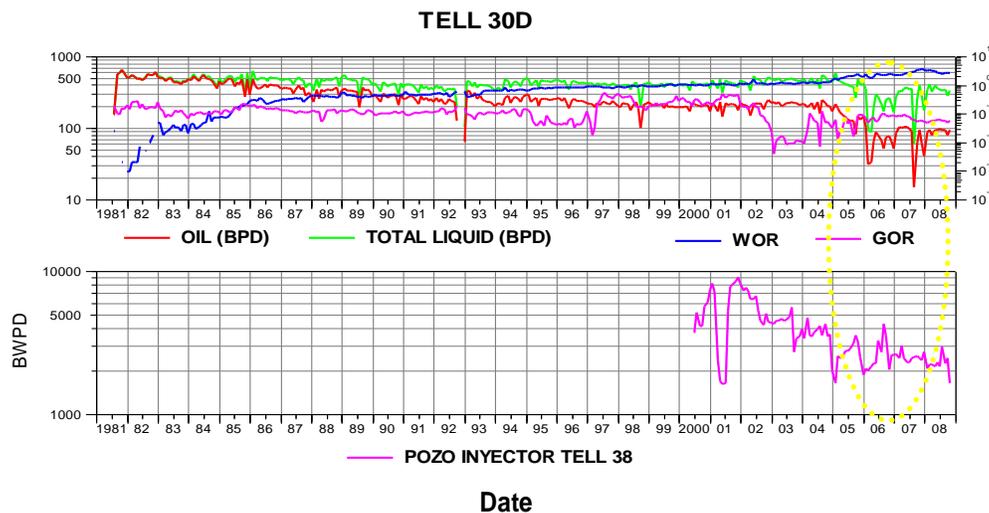


Figura 88. Curvas de producción para Tello 30D.

Observando la figura 89 de derivada WOR y WOR vs tiempo acumulado notamos que éste presenta un comportamiento normal del avance del frente de agua. (Véase en anexos figura 135).

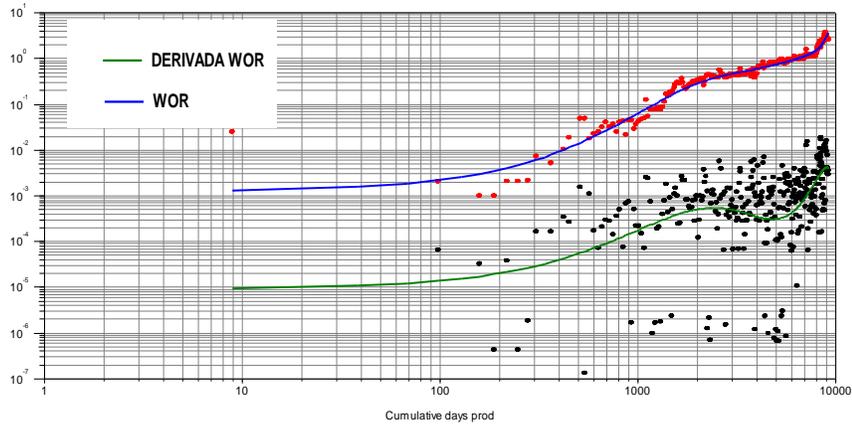


Figura 89. Curva de Feng Chan Tello 30D.

4.2.4.5 TELLO 44

LAMINA: B

INICIO DE PRODUCCION: 01/1991

ESTADO: ACTIVO

En un principio se pensaba que este pozo no se encontraba influenciado por la inyección, pero análisis posteriores demostraron que este pozo estaba influenciado por el pozo inyector Tello 38. Figura 90.

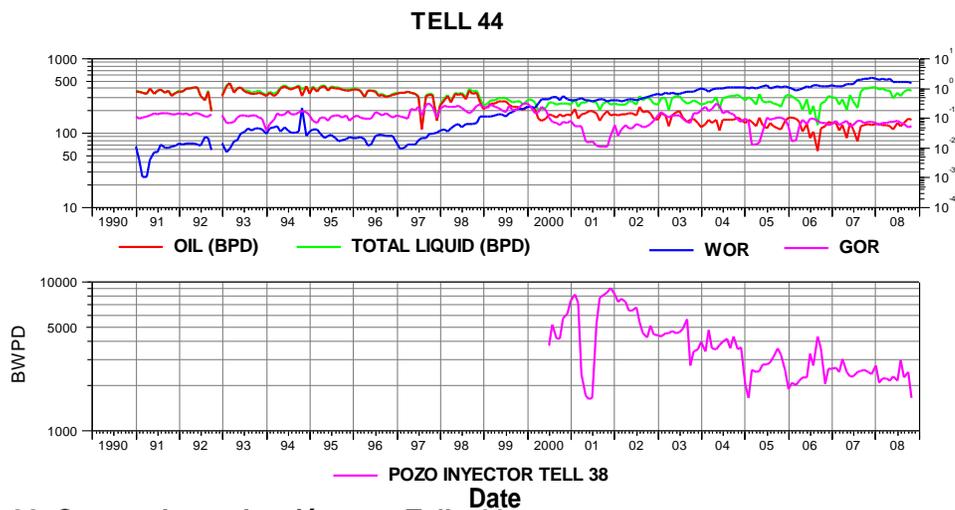


Figura 90. Curvas de producción para Tello 44.

Observando directamente en la figura 91 la distribución de los puntos, notamos un comportamiento normal del avance de frente de agua. (Véase en anexos figura 135).

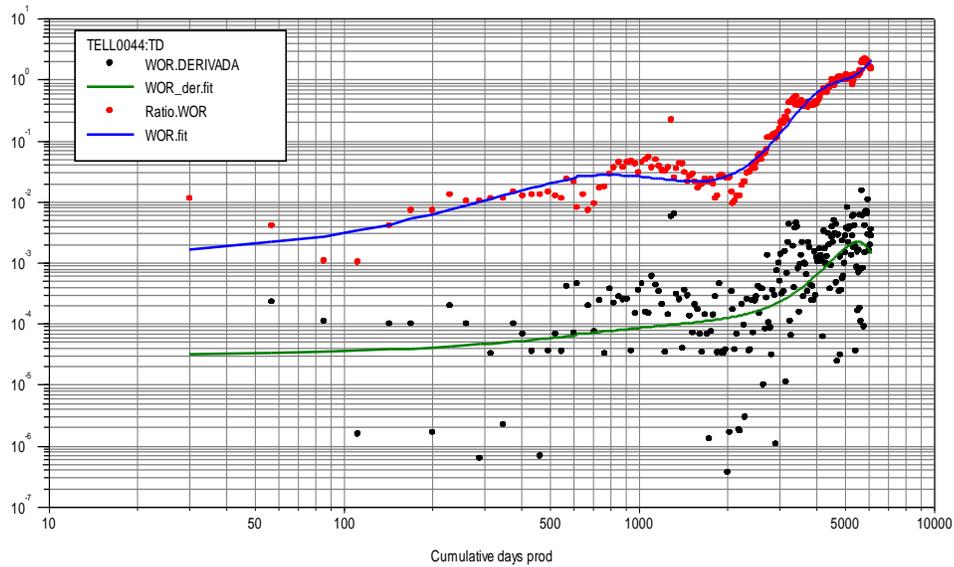


Figura 91. Curva de Feng Chan Tello 44.

4.2.4.6 TELLO 48

LAMINA: B

INICIO DE PRODUCCION: 10/1998

ESTADO: ACTIVO

En un principio se pensaba que este pozo no se encontraba influenciado por la inyección, pero análisis posteriores demostraron que este pozo estaba influenciado por el pozo inyector Tello 38, reflejándose en el comportamiento del WOR, el cual tiende a aumentar (ovalo amarillo), como lo podemos verificar en la figura 92.

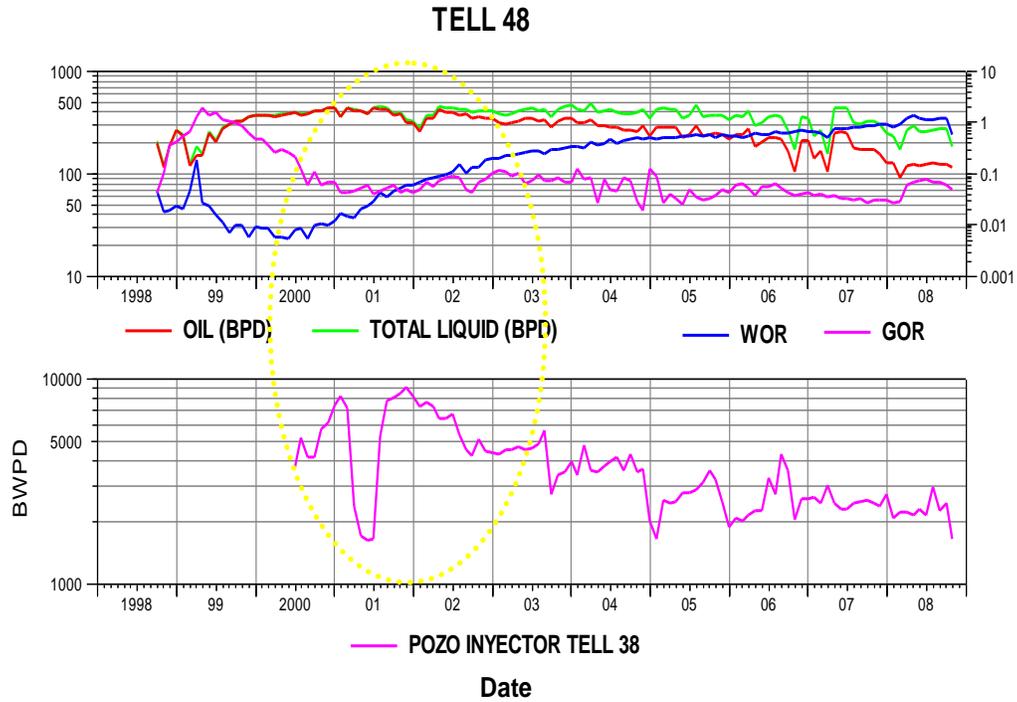


Figura 92. Curvas de producción para Tello 48.

Observando la figura 93 de derivada WOR y WOR vs tiempo notamos que este pozo no presenta ni conificación ni canalización.

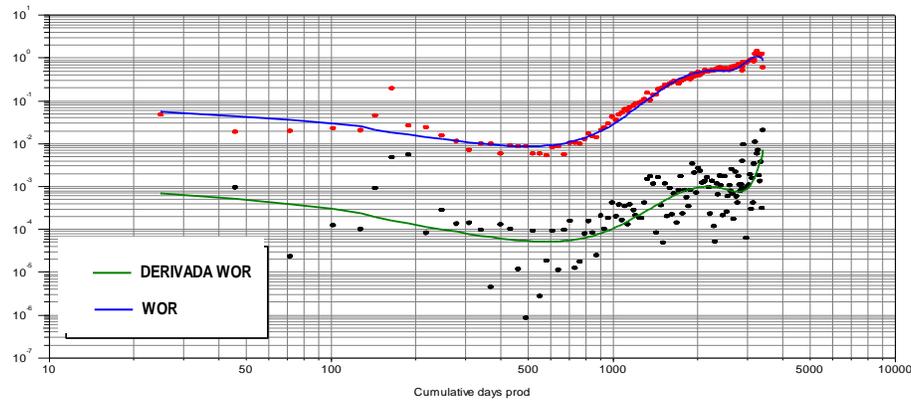


Figura 93. Curva de Feng Chan Tello 48.

4.3 ANALISIS A POZOS INYECTORES

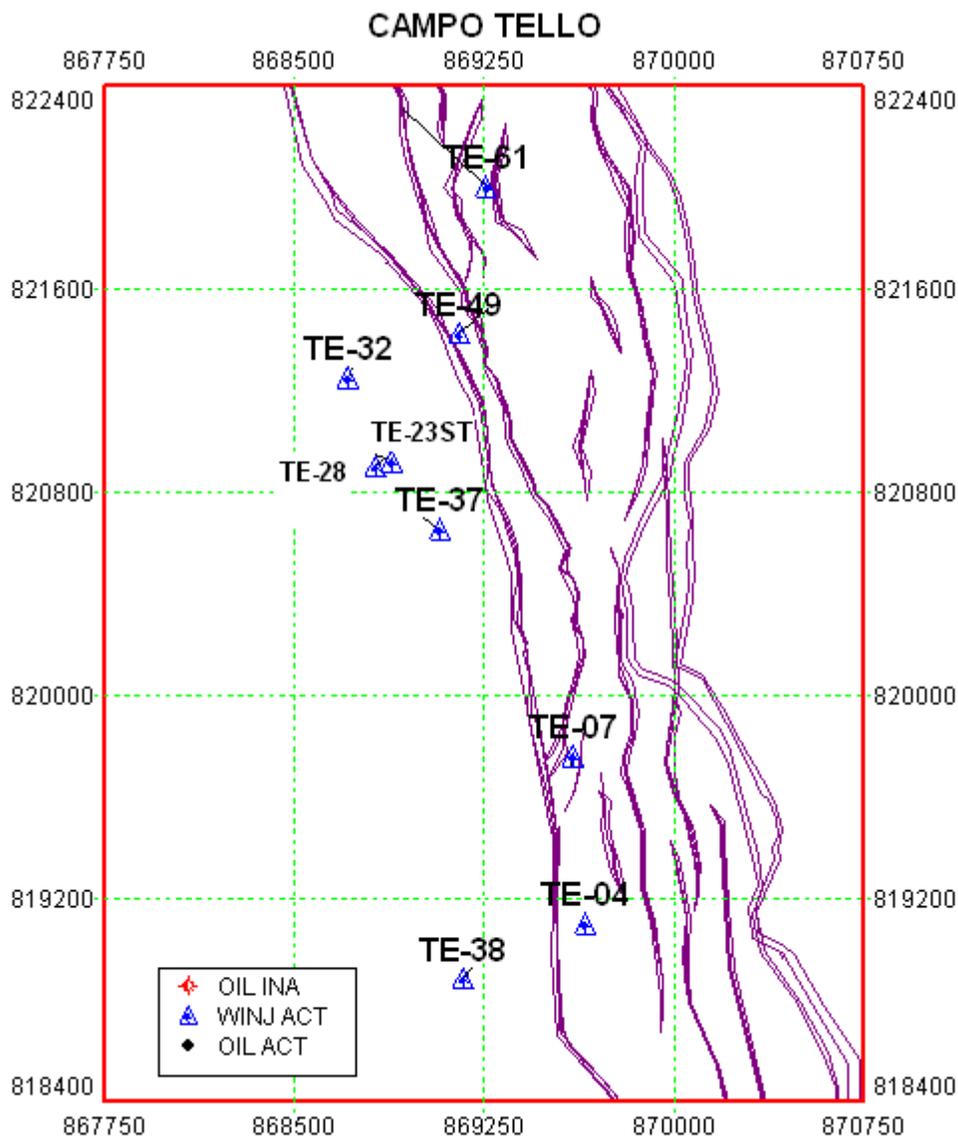


Figura 94. Ubicación de pozos inyectores en Campo Tello.

Para el análisis de inyección de agua a nivel de pozo, por pozo inyector, se analizó el comportamiento a través de gráficos Hall Plot, para así determinar el comportamiento característico del pozo, en la figura 94 podemos observar la ubicación de todos los pozos inyectores del campo Tello.

4.3.1 TELLO 04

Observando la figura 95, el Tello 04 se encuentra ubicado en la lámina A, en el domo sur, e influencia a los pozos Tello 8, 9, 12, 13, 15ST y Tello 51. Este pozo ha inyectado un total de 34 Mbbls de agua a enero del 2009.

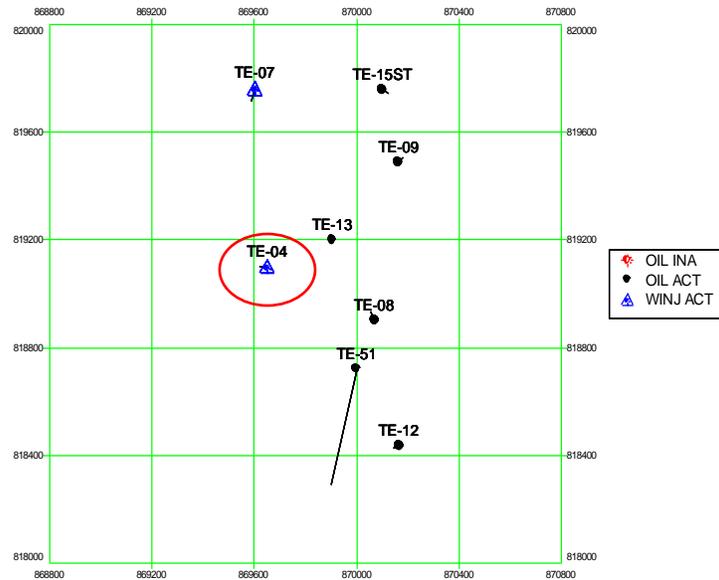


Figura 95. Ubicación pozo inyector Tello 04.

Este pozo fue inicialmente productor, en el año de 1998 fue convertido en inyector, posee 3 trazadores radiactivos, el primero en el año 1999, y los dos siguientes en 2001 y 2002, después de esto no se tiene información ni de trazadores ni de eventos, es por esto que se toma el trazador del año 2002 como el más idóneo para describir el comportamiento de inyección hasta la fecha.

4.3.1.1 Análisis Hall Plot.

Debido a la ausencia de información de los eventos de los inyectores, se trabajaron solo con las fechas de toma de los trazadores. Los cambios de pendiente nos indican el daño o la estimulación del pozo; en el cambio de pendiente ocurrido en el evento 2 y 3, se estimuló el pozo, haciendo que se

redujera el daño a la formación y se visualiza con el descenso de la pendiente. En diciembre de 2005 se puede apreciar (ovalo amarillo) el cambio de pendiente de la recta (Winj cum: 24 Mbbls), es posible que en esta fecha se estimulo el pozo haciendo que la pendiente decreciera (no hay información disponible). Figura 96.

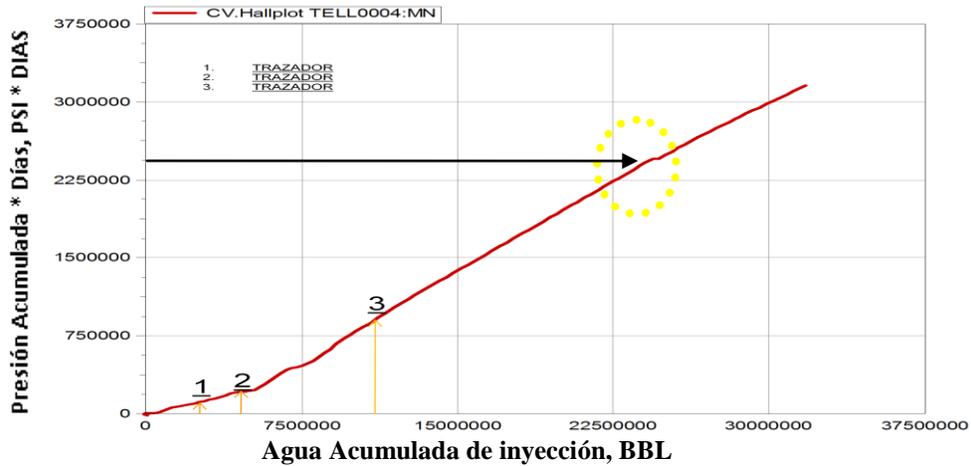


Figura 96. Hall Plot Tello 4

El comportamiento de la gráfica muestra un desarrollo normal de la inyección de agua, según el gráfico de Hall. (Véase en anexos Figura 119).

4.3.2 TELLO 07

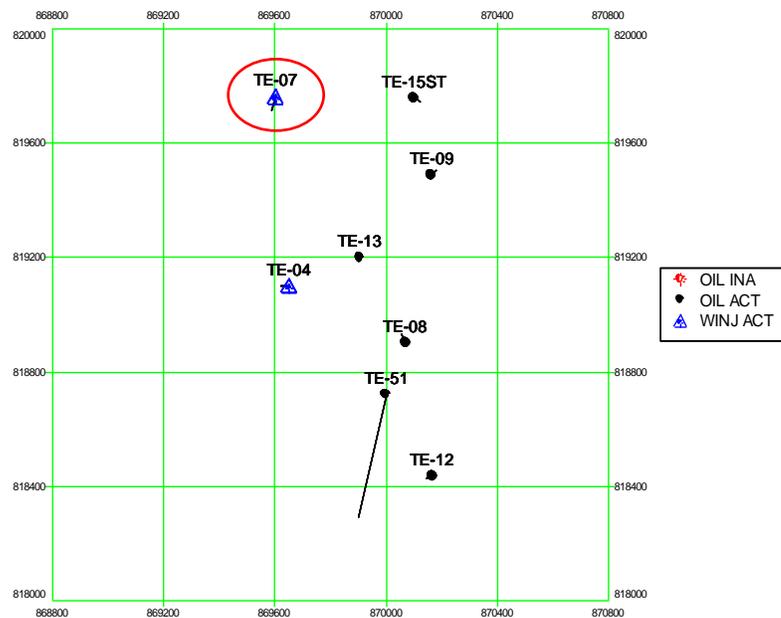


Figura 97. Ubicación pozo inyector Tello 07.

En la figura 97 podemos encontrar la ubicación del pozo inyector Tello 7, y como el anterior pozo inyector, éste inicialmente fue productor y luego convertido en marzo de 1998, posee 5 trazadores radiactivos, y un evento registrado de estimulación selectiva en septiembre de 1998. El ultimo trazador tomado en agosto de 2006, muestra la inyección preferencial por la arena B3.

El Tello 07 se encuentra ubicado en la lámina A, en el domo sur, entre los límites de los domos, influencia a los pozos Tello 8, 9, 12, 13, 15ST, 51, 59ST, y Tello 60 como se puede apreciar en la figura 96. Este pozo ha inyectado un total de 38 Mbbls de agua a enero del 2009.

4.3.2.1 Análisis Hall Plot

A este pozo seis meses después de ser convertido a inyector se le realizó un tratamiento Orgánico-Acido selectivo a la formación B1, B2 y B3 en septiembre de 1998, debido a esto presenta un buen desarrollo desde su inicio.

En diciembre de 2005 se puede apreciar (óvalo amarillo) el cambio de pendiente de la curva (Winj cum: 35 Mbbls), es posible que en esta fecha se haya estimulado el pozo (no hay información disponible) haciendo que la pendiente decreciera. Figura 98.

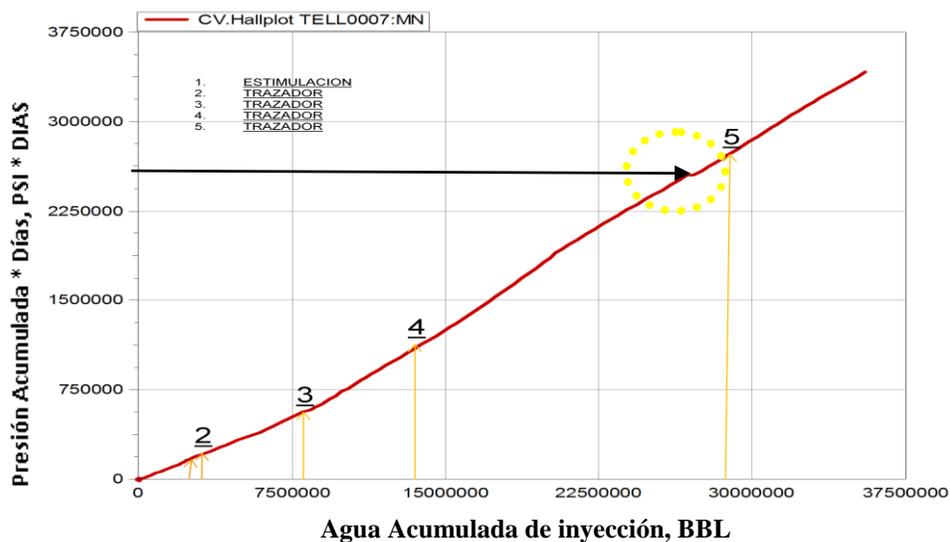


Figura 98. Hall Plot Tello 07.

El comportamiento de la gráfica muestra un desarrollo normal de la inyección de agua, según el gráfico de Hall. (Véase en anexos Figura 119).

4.3.3 TELLO 23ST

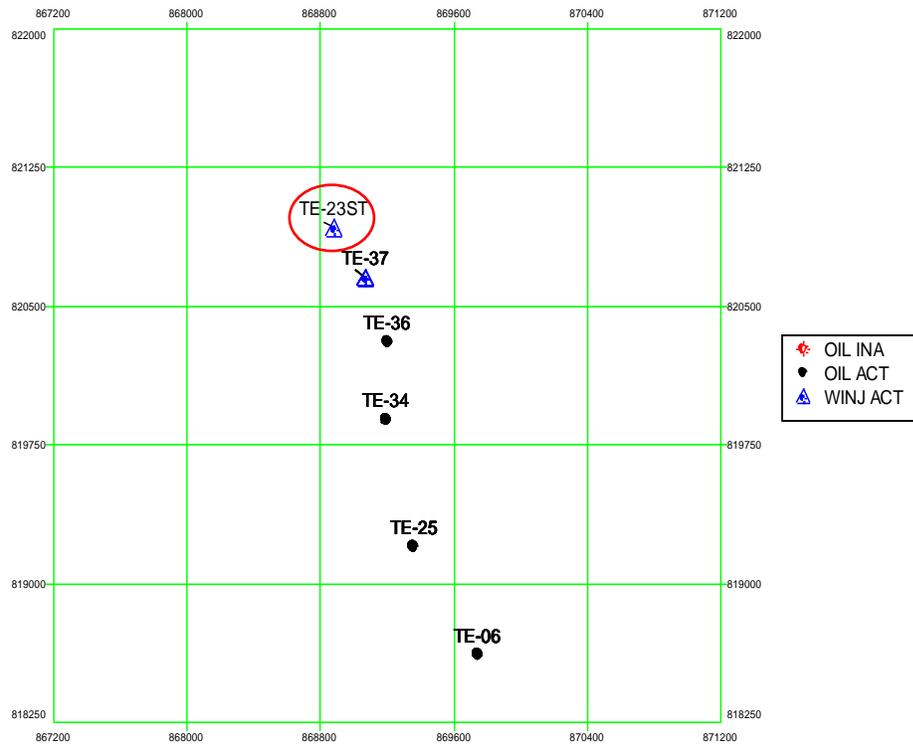


Figura 99. Ubicación pozo inyector Tello 23ST.

El pozo Tello 23ST produjo de 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.

Este inyector pertenece a la lámina B ubicado al norte de la lámina, influencia a los pozos productores Tello 34, 36, 43, 25 y Tello 6 como podemos apreciar en la figura 99. De este pozo se tienen 5 trazadores y un evento de estimulación Orgánico-Acido a la formación B1, B2 y B3; Este pozo ha inyectado un total de 24 Mbbls de agua a enero del 2009.

4.3.3.1 Análisis Hall Plot

Para este pozo se muestran 5 registros, el trazador 1 y 2 se tomo para evaluar la conversión a Inyector, el trazador 3 se toma para evaluar un recañoneo siendo este exitoso, ya que cambia la tendencia de la curva de hall y ésta nos indica que hay desarrollo normal de la inyección de agua (véase figura 119).

En diciembre de 2005 se puede apreciar (5), el cambio de pendiente de la curva (Winj cum: 18 Mbbls), en esta fecha se toma el ILT, en esta parte de la recta se muestra el cambio de pendiente, es posible que se estuviera probando la efectividad de una estimulación previa (no hay información disponible). Figura 100.

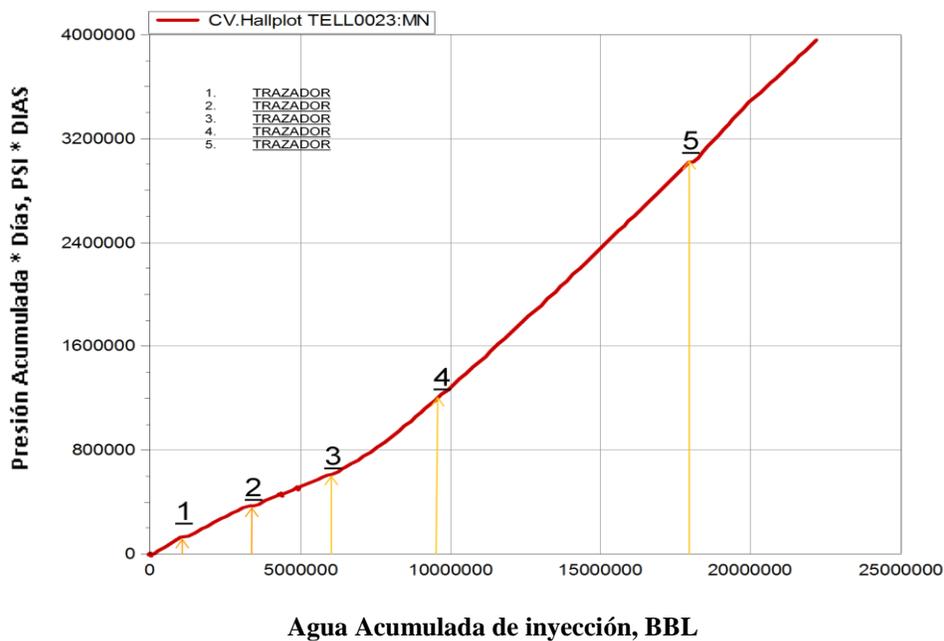


Figura 100. Hall Plot Tello 23

4.3.4 TELLO 28

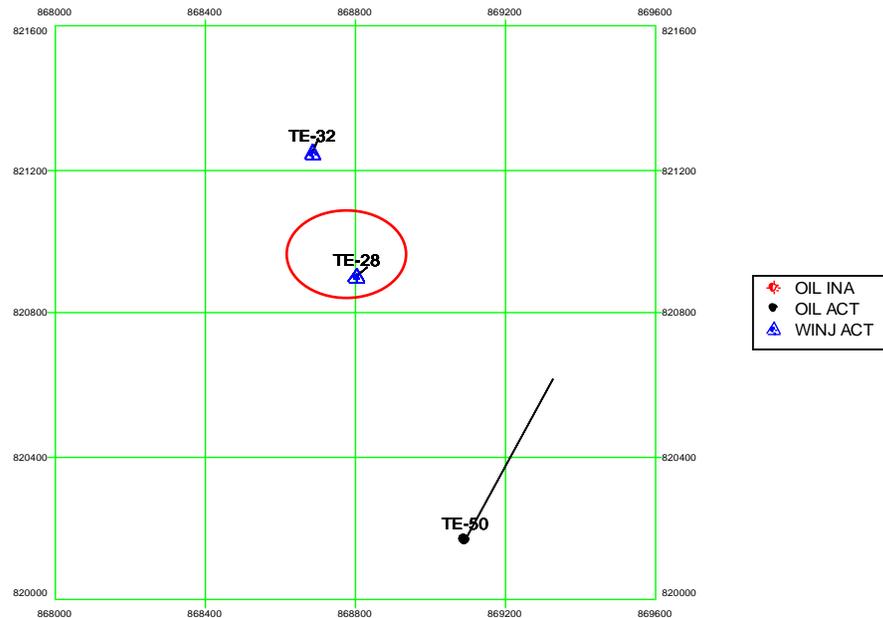


Figura 101. Ubicación pozo inyector Tello 28.

El Tello 28 fue un pozo productor desde el año 1981 hasta 1999, año en el cual fué convertido a inyector, con una tasa inicial de inyección de 3101 bbl/d, a octubre de 2008 tiene un acumulado de 3,6Mbbbls.

Este pozo pertenece a las láminas C y D, influencia en la lámina D a los pozos Tello 5 y en la lámina C al Tello 50 como podemos ver en la figura 101.

4.3.4.1 Análisis Hall Plot

El 7 de marzo del 2000 se realizó ácido selectivo (ovalo amarillo) a la formación B1, B2, B3 y C, no efectuó cambio en el pozo. En el evento uno se realiza estimulación acida exitosa, demostrándose en la gráfica Hall de este pozo, donde la pendiente decrece demostrando estimulación, figura 102.

En el evento marcado con el número 6 se supone que se está evaluando una estimulación previa (no hay información disponible), en esta evaluación podemos ver que la estimulación no fue exitosa y se incremento el daño a la formación. Figura 102.

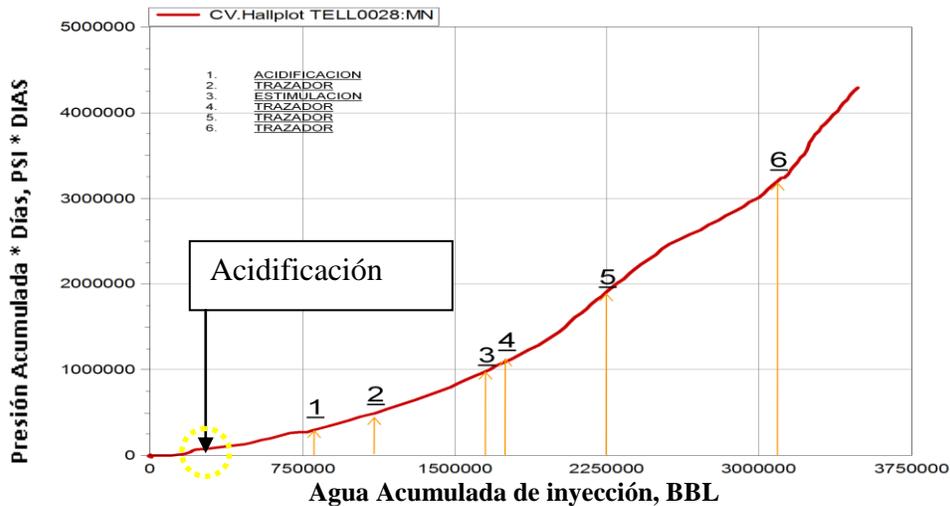


Figura 102. Hall Plot Tello 28.

El comportamiento de la gráfica muestra que el pozo presenta daño en la formación, según el gráfico de Hall. (Véase en anexos Figura 119).

4.3.5 TELLO 32

Pozo productor de 1982 hasta 2000, año en el que fue cerrado por su alto corte de agua, luego convertido a inyector con una tasa inicial de inyección de 97 bbl/d, desde el año 2006 su tasa de inyección ha disminuido drásticamente. Desde marzo de 2007 hasta noviembre de 2007 la tasa de inyección es de 1 bbl/d, de diciembre del 2007 a marzo del 2008 este pozo deja de funcionar, cuando vuelve entrar en funcionamiento su tasa de inyección es aumentada a un promedio diario de 145 bbl/d (octubre del 2008).

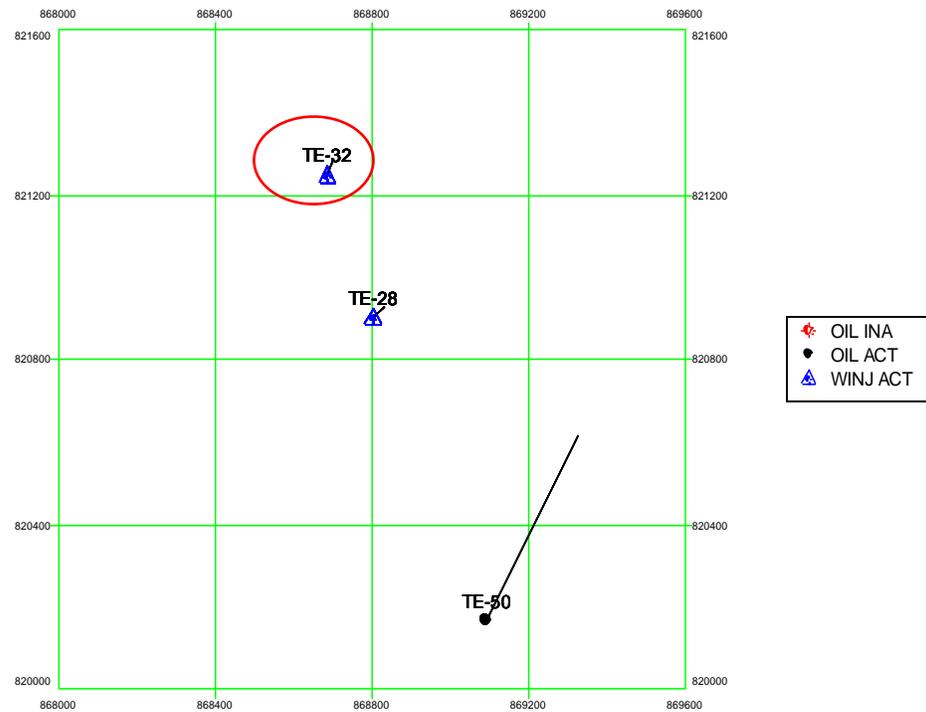


Figura 103. Ubicación pozo inyector Tello 32.

Este pozo pertenece a las láminas C y D, al pozo Tello 05 lo influencia en la lámina C; el pozo ha inyectado un total de 1 Mbbls de agua a enero del 2009.

4.3.5.1 Análisis Hall Plot

Los cambios de pendiente en éste pozo no son claros y lo que se puede observar es la forma asintótica que toma la curva desde el año 2006, en donde su tasa de inyección empezó a disminuir.

En el evento tres se realiza una estimulación acida no exitosa, figura 104.

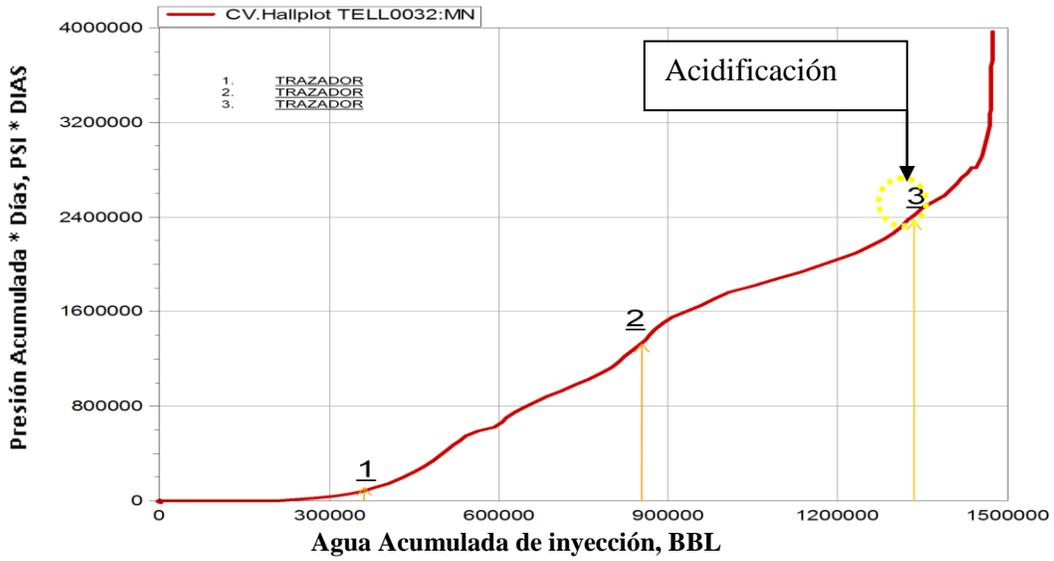


Figura 104. Hall Plot Tello 32.

El comportamiento de la gráfica muestra que el pozo presenta daño en la formación, según el gráfico de Hall. (Véase en anexos Figura 119).

4.3.6 TELLO 37

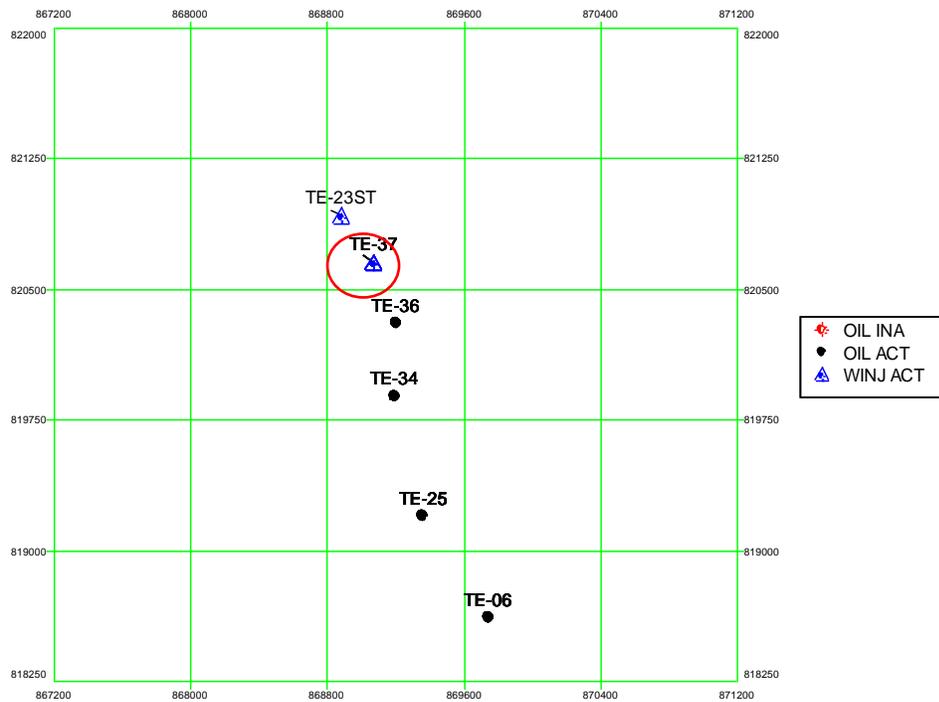


Figura 105. Ubicación pozo inyector 37.

Este pozo fue productor desde 1984 hasta 1999, cuatro meses después fue convertido, la tasa de inyección a enero de 2008 es de 4192 bbls/d.

Este inyector está ubicado al norte de la lámina B influencia a los pozos productores Tello 34, 36, 43, 25 y Tello 6 como podemos apreciar en la figura 105. Este pozo ha inyectado un total de 10 Mbbls de agua a enero del 2009.

4.3.6.1 Análisis Hall Plot

En el primer evento se da un cambio de pendiente positivo, está se da por un tratamiento ácido selectivo que se le realizó a la formación B2 y B3.

En el segundo evento se realizó una estimulación a las formaciones B2, B3 y C, generando un ligero cambio en la pendiente el cual al poco tiempo retorna a su estado anterior. En el año 2006 cuando su acumulado era aproximadamente de 5.7 Mbbls, la tendencia de incremento de su pendiente disminuyó, esto se pudo deber a algún tratamiento realizado (ovalo amarillo) (no hay información disponible). Figura 106.

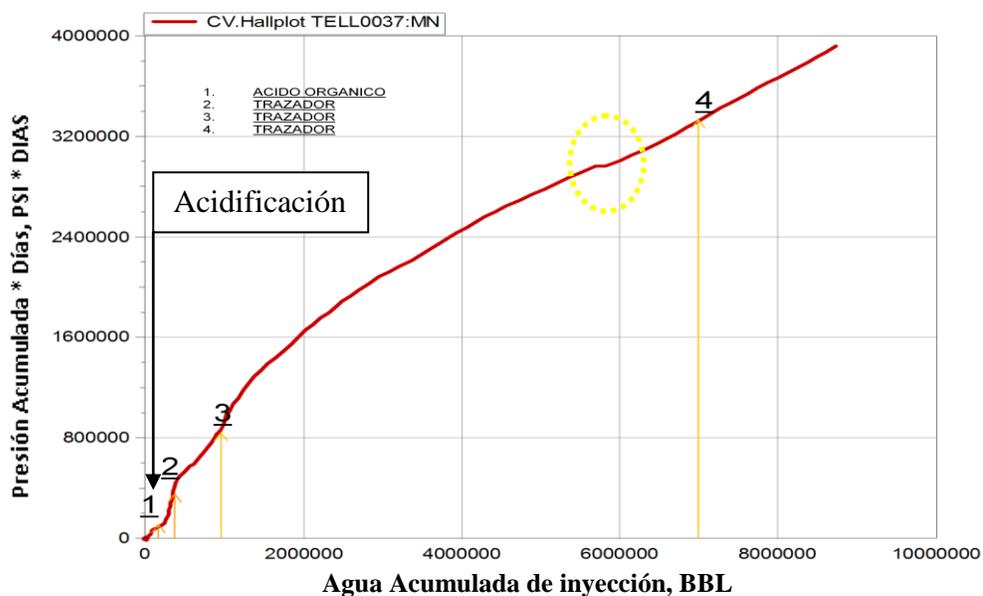


Figura 106. Hall Plot Tello 37.

4.3.7 TELLO 38

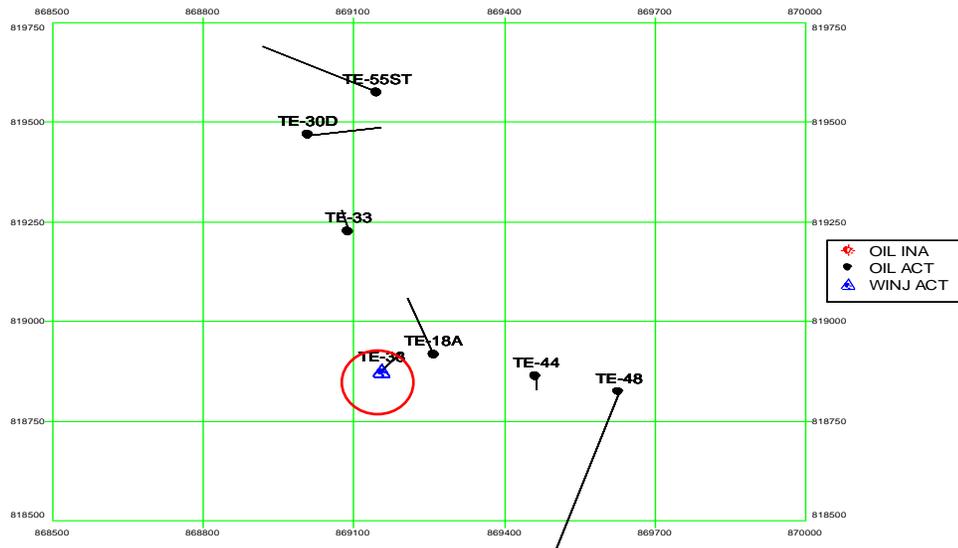


Figura 107. Ubicación pozo inyector Tello 38.

Pozo productor desde 1984 hasta a 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.

Este pozo está ubicado en la zona sur de la lámina D. Influencia al pozo Tello 18A, 30 y Tello 33 como podemos ver en la figura 107.

Este pozo ha inyectado un total de 11 Mbbls de agua a enero del 2009.

4.3.7.1 Análisis Hall Plot

En el evento enmarcado entre los numerales 3 y 4 del gráfico, se observa fuerte aumento de la pendiente, el cual se debe a una estimulación no exitosa, los trabajos en fechas siguientes no ayudan a remediar el daño a la formación, viéndose en el trazador tomado en la última fecha (numeral 5) donde la pendiente no decrece y que por el contrario tiene a ser más levantada. Figura 108.

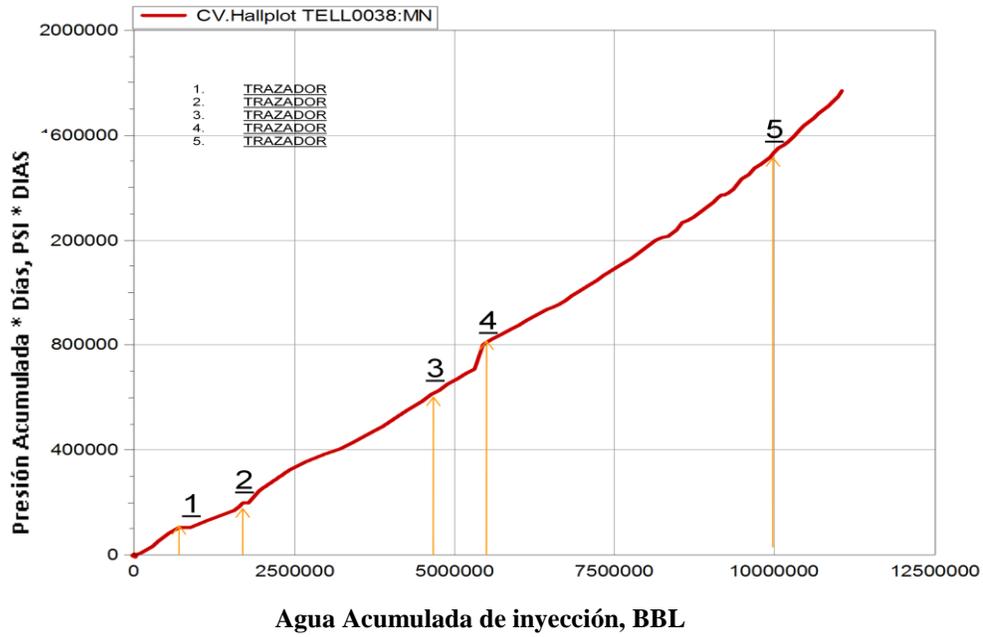


Figura 108. Hall Plot Tello 38

4.3.8 TELLO 49ST

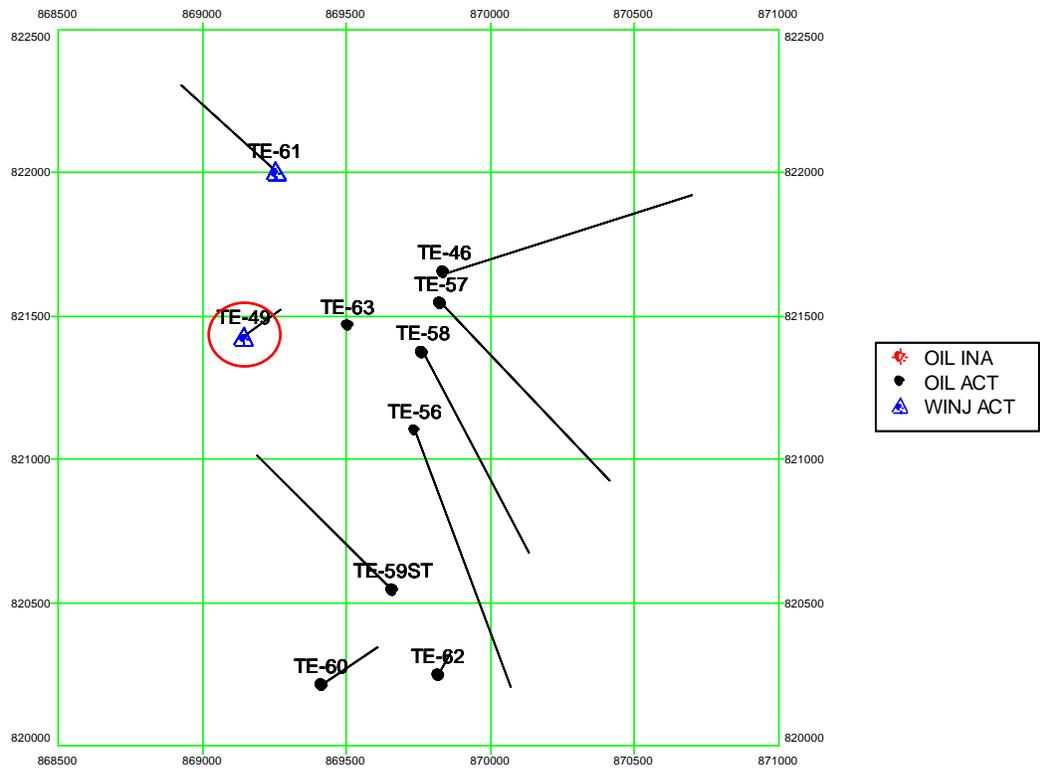


Figura 109. Ubicación pozo inyector Tello 49ST.

Este inyector presenta un cambio de estrategia de inyección en el año 1999, al cual se pone a inyectar selectivamente por tubería y anular sin que existan datos posteriores a esta fecha.

Este pozo pertenece a la lámina A, influencia a los pozos Tello 46, 56, 57, 58, 59ST, 60, 62 y Tello 63 como lo podemos apreciar en la figura 109. Este pozo ha inyectado un total de 35 Mbbls de agua a enero del 2009.

4.3.8.1 Análisis Hall Plot

En los numerales 2 y 3, se observa el incremento de la pendiente, la cual disminuye posteriormente con posibles trabajos realizados al pozo, en el número 4 vemos que la curva vuelve a levantarse.

Se recomienda realizar trabajos que ayuden a modificar el perfil de inyección e implementar el uso de sartas selectivas. Figura 110.

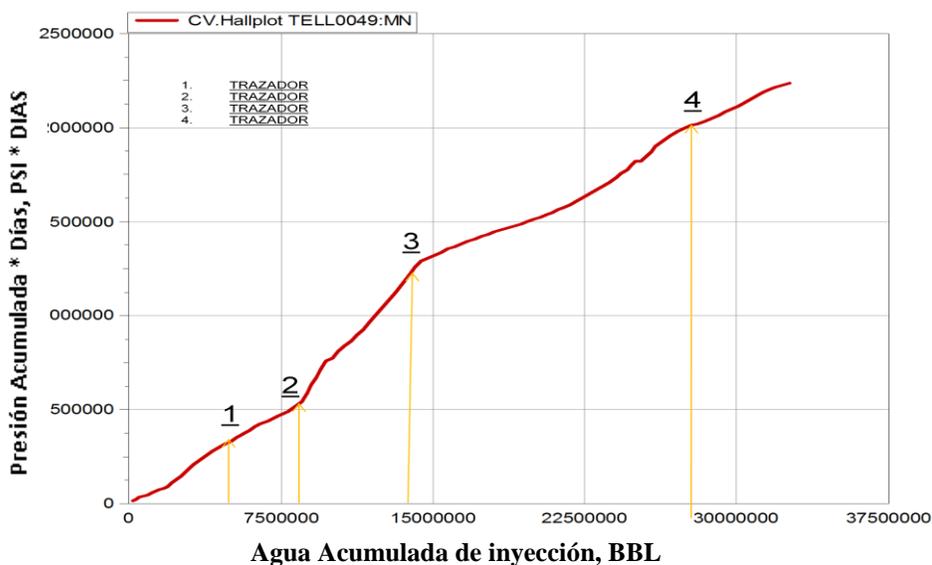


Figura 110. Hall Plot Tello 49ST

4.3.9 TELLO 61

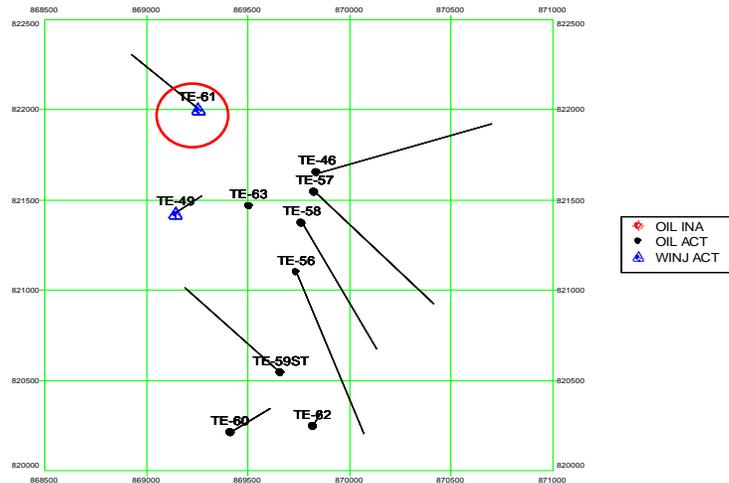


Figura 111. Ubicación pozo inyector Tello 61.

De los inyectores, es el que empieza su historia de inyección más tarde, (2004), no tiene eventos registrados ni trazadores, con este inyector sólo se trabajó con el dato obtenido en la primera prueba de inyectividad tomado en su inicio. Este pozo pertenece a la lámina A, influencia a los pozos Tello 46, 56, 57, 58, 59ST, 60, 62 y Tello 63 como lo podemos apreciar en la figura 110. Este pozo ha inyectado un total de 10 Mbbls de agua a enero del 2009.

4.3.9.1 Análisis Hall Plot

Debido a la ausencia de información de eventos, no es posible hacer un análisis concluyente de esta gráfica. Figura 112.

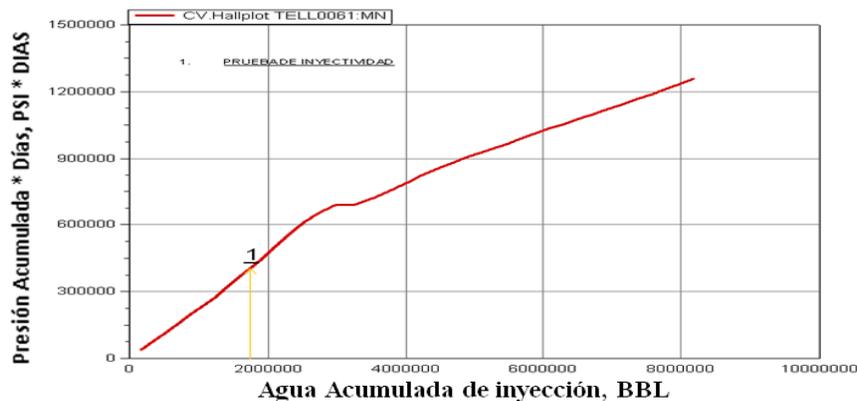


Figura 112. Hall Plot Tello 61.

5 CONCLUSIONES

1. En el campo Tello predominan cuatro patrones de inyección de agua, en donde encontramos presente canalización de agua en los pozos Tello 09, 12, 13, 36, 46 y Tello 60.
2. Campo Tello presenta un índice de vaciamiento de 0.84, lo que indica que se está extrayendo más fluido del que se inyecta, generando despresurización en algunos sectores del Campo especialmente en el sector norte de la Lámina A. La tendencia de descenso del índice de vaciamiento se da a partir del segundo semestre del año 2000, esta se debe a la perforación de los pozos Tello 56 y Tello 58.
3. Desde el punto de vista petrofísico (calidad de roca), las arenas B2 son las de mejores propiedades y acorde con esto son las que más han recibido agua como lo muestran los registros de inyección (ILT), por lo tanto es importante la evaluación de las arenas mediante registros (PLT) para determinar si se está aprovechando de manera eficiente las propiedades de esta arena o si es dado el caso encontrar problemas en estas para así solucionarlos y optimizar la producción por parte de esta arena.
4. Los intervalos completados en los pozos inyectoros son mayores que los que se completaron en los pozos productores según registros (ILT), es decir no todo lo que está expuesto a inyección está completado a nivel de productores, debido a esto no se está aprovechando en su totalidad la cantidad de agua inyectada.

5. La explotación del bloque sur de la lámina A del campo Tello se ha llevado a cabo en forma eficiente con los pozos perforados actualmente, esto es representado en la tendencia constante de producción que se presenta en la zona y en el buen mantenimiento de la presión de los pozos, la cual se mantiene por encima de la presión de burbuja gracias a la inyección de agua. Esta zona del campo es la más madura en el proceso de recobro secundario.

6 RECOMENDACIONES

1. Debido a las dificultades presentadas durante la recopilación de los datos del campo Tello, es recomendable que la información se clasifique y se organice adecuadamente en un lugar específico.
2. Se recomienda la toma de registros (ILT) para todo el Campo, ya que los últimos registros (ILT) fueron tomados entre agosto y septiembre del año 2007; a partir de los nuevos ILT se podrá determinar el estado de los pozos y de esta forma mejorar la eficiencia vertical de la inyección de agua mediante el uso de sartas de inyección selectiva o trabajos remediales.
3. Se recomienda convertir el pozo Tello 60 a inyector, como podemos verificar en la figura 30 desde el 2005 su incremento de producción de agua ha sido más pronunciado, su conversión contribuiría a mantener la presión de la lámina A, y esto ayudaría a mejorar la relación de índice de vaciamiento, ya que se está extrayendo más fluido del que se inyecta en esta zona del campo.
4. Adquisición de información para la evaluación de los pozos Tello 8 y Tello 35A, ya que estos pozos han presentado cambios drásticos desfavorables en sus tasas de producción.
5. Se recomienda evaluar la perforación de un pozo productor en la lámina A en el domo norte, en el área oriental detrás de los pozos productores Tello 46 y Tello 57, antes de la falla, esta zona de la lámina no ha sido explotada y los pozos contiguos a esta presentan tasas altas de producción de aceite.
6. Se recomienda evaluar la perforación de un pozo inyector en la lámina A domo sur, detrás del pozo Tello 12 entre los pozos Tello 64 y Tello 39ST, ya que en esta zona la inyección de agua ayudaría a el barrido de los pozos Tello 12, Tello 51 y principalmente del Tello 64, el cual se encuentra alejado de los inyectores Tello 7 y Tello 4, y no es afectado de forma eficiente por estos.

7 BIBLIOGRAFIA.

- Alvarez (HOCOL S.A.), L. Goyeneche (HOCOL S.A.), M. Gonzalez (HOCOL S.A.), H. Borja* (HOCOL S.A.) SPE Como Controlar la Producción de Agua en Yacimientos Maduros por Medio del Análisis de Curvas de WOR y la Metodología CHAN -Caso: CAMPO SAN FRANCISCO, HUILA, COLOMBIA D. Soto (HOCOL S.A.)*, C. 1997.
- D.M. Anderson, G.W.J. Stotts, and L. Mattar, Fekete Assocs. Inc., and D. Ilk and T.A. Blasingame, Texas A&M U. Production Data Analysis—Challenges, Pitfalls, Diagnostics. Art. SPE 102048. Este documento fue presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition held en San Antonio Texas, USA en el 2006.
- K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori, SPE, Arabian Oil Co. Ltd. An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Analysis. Art. SPE 100995. Este documento fue presentado en la SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Adelaide, Australia en el 2006.
- ECOPETROL S.A., ANH. 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. Neiva, Septiembre de 2006.
- Informe Técnico Anual de Geología, Geofísica, Ingeniería de Petróleos y Contractual. Año 2002. Concesión Tello No. 1161.
- Mc FADDEN, S. *et al.* HOCOL Colombia S.A. Tello Field Review and Development Opportunities.. April 1994.
- M. Terrado, S. Yudono, and G. Thakur, Chevron Energy Technology Co. Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. Art. SPE 102200. Este documento fue presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition held en San Antonio Texas, USA en el 2006.
- Raj Deo Tewari, SPE, Mohd Razib Bin Abd Raub, SPE, Wang Yin Xi, SPE, and Fahmi Abdallah, SPE, GNPOC. Reservoir Management Ingredients for Optimizing the Water-Injection Performance in Small and Medium-Sized Fields. Art. SPE 104501. Este documento fue presentado en el 15th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference held in Bahrain International Exhibition Centre, Kingdom of Bahrain, en el 2007.

- Z. Yang, SPE, Exgeo CGG Venezuela, and I. Ershaghi, SPE, U. of Southern California. A Method for Pattern Recognition of WOR Plots in Waterflood Management. Art. SPE 93870. Este documento fue presentado en la Western Regional Meeting held en Irvine, USA en el 2005.
- Zhengming Yang, SPE, Aera Energy LLC. **A New Diagnostic Analysis Method for Waterflood Performance. Art. SPE 113856.** Este documento fue presentado en la SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting held in Bakersfield, California, USA, en el 2008.

ANEXOS

ANEXOS 1

FUNDAMENTOS TEORICOS OFM

El software Oil Field Manager (OFM) está conformado por módulos diseñados con el propósito de facilitar las labores cotidianas de supervisión y administración de campos petroleros y de gas. Oil Field Manager (OFM) permite al usuario modificar, visualizar y analizar los datos de producción y del yacimiento, con los cuales se desarrollan análisis básicos y complejos, para grupos de pozos, completamientos individuales como también para múltiples zonas.¹¹

➤ HERRAMIENTA DE ANALISIS

Mapa base: Constituye la base para otros módulos y define los datos del proyecto.

Reportes: Despliega los datos de entrada o datos calculados.

Gráficos: Adapta los datos de uno o más completamientos.

➤ MODULOS AVANZADOS DE INGENIERIA Y GEOLOGIA

Análisis de curvas de declinación: Analiza, predice y planifica el rendimiento del pozo. Se puede efectuar una predicción de declinación, resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas sobre los datos de producción histórica.

Mapas de burbuja: Los mapas de burbujas muestran cambios mensuales sobre valores dinámicos de la base de datos (producción de aceite, agua, líquido y gas, inyección de fluidos) e identifican tendencias, anomalías y problemas potenciales del campo.

¹¹ Tomada y modificada de Oil field manager OFM 2005, manual de uso básico

Mapas de grilla: Genera mapas de contorno con datos sobre un mapa base, con rellenos de color y representaciones tridimensionales de los datos relacionados con la profundidad o el tiempo.

Mapas de gráficos XY: Permite crear una presentación gráfica que combina el mapa base con gráficos de datos que varían en el tiempo.

Gráficos de dispersión: Realiza hasta cuatro gráficos XY (con dos variables dadas) y en función del tiempo, correlaciona el comportamiento de los pozos a través de todas ellas.

Visualización de registros: Visualiza, analiza y maneja registros de uno o varios pozos.

Secciones transversales: Visualiza rápidamente la estructura del yacimiento a través de trazas de perfiles, esquemas de pozo, litología y marcadores.

Diagramas de estado mecánico: describe la historia de los equipamientos y genera esquemas de completamiento de pozos.

➤ **MODULOS OPCIONALES**

Distribución de producción: Equilibra los volúmenes de producción en cada nodo de la red de producción. Incluye diversos tipos de cálculos de ingeniería de petróleo para la estimación de la tasa de producción de fluidos y simula cierres no programados y otros hechos inesperados.

Balance de materiales: Ayuda a determinar el petróleo y gas in situ; además predice el comportamiento del yacimiento y facilita el estudio de los efectos que las condiciones del mismo ejercen sobre la producción.

➤ TIPOS DE INFORMACION

Los datos en OFM se pueden clasificar en tres categorías:

INFORMACION DEFINIDA

El tipo de información requiere que se especifique la estructura de la tabla en la cual se va a almacenar, antes de que pueda cargarse en la base de datos.

TIPOS DE TABLAS PARA INFORMACION DEFINIDA

El OFM maneja unos tipos de tabla preestablecidos (modelos de tabla); los diferentes tipos de tabla han sido optimizados para almacenar un tipo de información la cual tiene predefinida la forma con la cual las tablas se relacionan unas con otras.

TABLAS ESTATICAS

Contiene datos que no tienen historia y raramente éste cambia con el tiempo u otro parámetro, por ejemplo, el nombre del pozo, sus coordenadas, profundidad, intervalos perforados.

*WELLBORE	*WELL_TYPE	*GROUND_LEVEL	*MD	*TVD
TELL0001	PRODUCER	1834	12191	12101,4
TELL0002	PRODUCER	1846	9763	9756,32
TELL0003	PRODUCER	1879	-99999	-99999
TELL0004	INJECTOR	1880	8873	8871,77

Figura 113. Ejemplo de tabla estática.

Las tablas estáticas figura 113, se relacionan en una sola tabla estática maestra figura 114 donde el usuario carga los objetos o entidades que desea analizar dentro del proyecto (pozos, intervalos, tanques, etc.). La clave primaria de la tabla maestra siempre es la primera columna que se define (UNIQUEID), y debe contener datos de tipo alfanumérico.

*UNIQUEID	*LAYER	*TOP_MD	*BOTTOM_MD	*TOP_TVD	*BOTTOM_MD	*TOP_TVDSS	*GROSS
TELL0001N:Kmb1B	Kmb1B	8191,89	8278,56	8191,89	8278,56	6673,89	87
TELL0001N:Kmb2B	Kmb2B	8278,56	8343	8278,56	8343	6760,56	96
TELL0001N:Kmb3B	Kmb3B	8343	8409,29	8343	8234,83	6825	30
TELL0001:Kmb1C	Kmb1C	8235,07	8330,57	8234,83	8330,32	6390,83	41

Figura 114. Ejemplo de tabla estática maestra.

TABLAS PERIODICAS

Acumulan valores que pertenecen a las entidades contenidas en la tabla maestra, los cuales cambian con el tiempo. Las tablas mensuales almacenan un solo valor por mes. Las tablas diarias son equivalentes a las mensuales figura 115, sólo almacena un solo valor por día. La clave primaria de estas tablas se compone de dos columnas: La primera columna (UNIQUEID) y la segunda columna corresponde al campo Date.

*WELLBORE	*FECHA	*DAYS	*GAS (MSCF)	*OIL (STB)	*WATER (BBL)
TELL 0001	20000301	30	3375	13864	69175
TELL 0001	20000401	29	3153	11768	69373
TELL 0001	20000501	31	3789	14497	77477
TELL 0001	20000601	28	3507	13033	70641

Figura 115. Ejemplo tabla monthly.

TABLAS ESPORADICAS

Estas tablas están diseñadas para almacenar valores esporádicos en el tiempo o con la profundidad (ver figura 116). Para este tipo de tablas, OFM no define completamente la clave primaria. La primera columna que se debe definir es la única que será combinada con la columna ID para generar la clave primaria (ID + DATE ó ID + DEPTH).

*POZO	*DATE	*BFPD	*BSW	*BOPD	*SPM	*LS	*Hz	*RPM	*CHOQUE
TELL0005	20010312	690	83	116	8	192	-99999	-99999	-99999
TELL0005	20010317	732	82	130	8	192	-99999	-99999	-99999
TELL0005	20010414	795	83	134	8	192	-99999	-99999	-99999

Figura 116. Ejemplo de tabla esporádica.

TABLAS DE REFERENCIA CRUZADA Y TABLAS DE BUSQUEDA

Contienen datos de referencia independientes de otras tablas. Normalmente se usan como un diccionario o una tabla de traducción. Los datos de referencia cruzada pueden estar ligados a un arreglo, a una variable de clasificación o a ningún elemento en particular.

La tabla de búsqueda almacena únicamente datos numéricos que son específicos de entidades que no necesariamente corresponden a las entidades de la tabla estática maestra, y que cambian a lo largo del tiempo, o con respecto a cualquier otra variable.

TABLAS TIPO TRACE

Están diseñadas para almacenar curvas de registros de pozo, es decir, datos que pertenecen a un pozo y que cambian con la profundidad. El usuario debe obligatoriamente crear la primera columna (DEPTH), la cual es obligatoria, y el usuario tiene que definirla manualmente usando dicho nombre de columna.¹²

TABLA DE VARIABLES DE CLASIFICACION

En esta se consideran como información no definida por que cuando se necesitan el OFM crea automáticamente la tabla donde se almacenan (tabla SC); sin embargo, es el usuario quien define las columnas de la tabla (variables de clasificación).

INFORMACION NO DEFINIDA

La información no definida se puede cargar directamente en la base de datos, en tablas cuya estructura esta preestablecida por el OFM y no puede ser modificada por el usuario, de modo que no es necesario crear un archivo de definición para ellas. En la figura 117 se presentan los tipos de información no definida que se manejan en la base de datos OFM.

¹² Tomada y modificada de Oil field manager OFM 2005, manual de uso básico

Figura 117. Tipos de información no definida.

TIPO DE INFORMACION	DESCRIPCION
Desviación (Deviation) (*.dev)	Información dependiente de profundidad que indica desviación en un pozo a partir de la localización de superficie, con palabras claves específicas (ej. tvd, depth, xdelt, ydelt).
Fallas (Fault) (*.flt)	Contiene información sobre los atributos de profundidad y tiro de la falla. Un máximo de 30 nombres de falla pueden usarse en un proyecto.
Anotaciones de Mapa (Map Annotations) (*.ano)	Información adicionada a un mapa base para mejorar su presentación (ej. líneas de recolección) y requiere de un formato específico de los archivos de entrada. Cuando se incluye en el proceso de carga, esta información se referencia automáticamente y se despliega cuando se accesa la base de datos.
Marcadores (Markers) (*.mrk)	Información dependiente de profundidad que registra un valor a una profundidad específica por entidad wellbore (ej. topes de formación, niveles de fluido) y requiere la palabra clave *Depth. Los nombres de los marcadores son definidos por el usuario.
Variables calculadas (Parser) (*.par)	Información definida por el usuario, variables calculadas que desarrollan cálculos sobre variables de entrada u otras variables calculadas.
Patrones (Pattern) (*.pat)	Información utilizada para identificar un grupo de entidades que forman una relación y la magnitud en que se relacionan (ej. pozos inyectores influyendo sobre los volúmenes de producción de pozos productores).
Categorías de clasificación (*.srt)	Información dependiente de una entidad que se utiliza para crear subconjuntos del proyecto para facilitar el análisis (ej. operador, campo, región PVT). Esta información requiere que las palabras claves sean introducidas y definidas entre las palabras clave específicas *Define y *End_Define.
Símbolos de pozo (Well Symbols) (*.sym)	Define los símbolos del mapa base, etiquetas y colores.
Estados Mecánicos (Wellbore) (*.wbd)	Archivos de carga de información de estados mecánicos de pozo. Lista el equipo de fondo de pozo (tubing, casing, liner, packers, cement, plugo) y eventos, tales como tratamientos. Requiere de un formato específico de los archivos de entrada.

Figura tomada y modificada de Oil field manager OFM 2005, manual de uso básico

INFORMACION DE REFERENCIA

Este tipo de información no se carga pero puede ser modificada. Entre este tipo de información se encuentran: unidades, multiplicadores y ecuaciones de conversión de información.

RELACIONES ENTRE LAS TABLAS DE UN PROYECTO OFM

La mayoría de los datos que se maneja en un proyecto OFM pertenecen a alguna entidad de diferente nivel; los datos de producción pertenecen a un completamiento o a un pozo, los datos de registros pertenecen a un pozo, los datos PVT y/o permeabilidades relativas pertenecen a una unidad de flujo. En la figura 118 se resume la mayoría de los tipos de tabla mencionadas y la manera en que ellas se relacionan con la tabla estática maestra.

Figura 118. Relaciones entre tablas de un proyecto OFM.

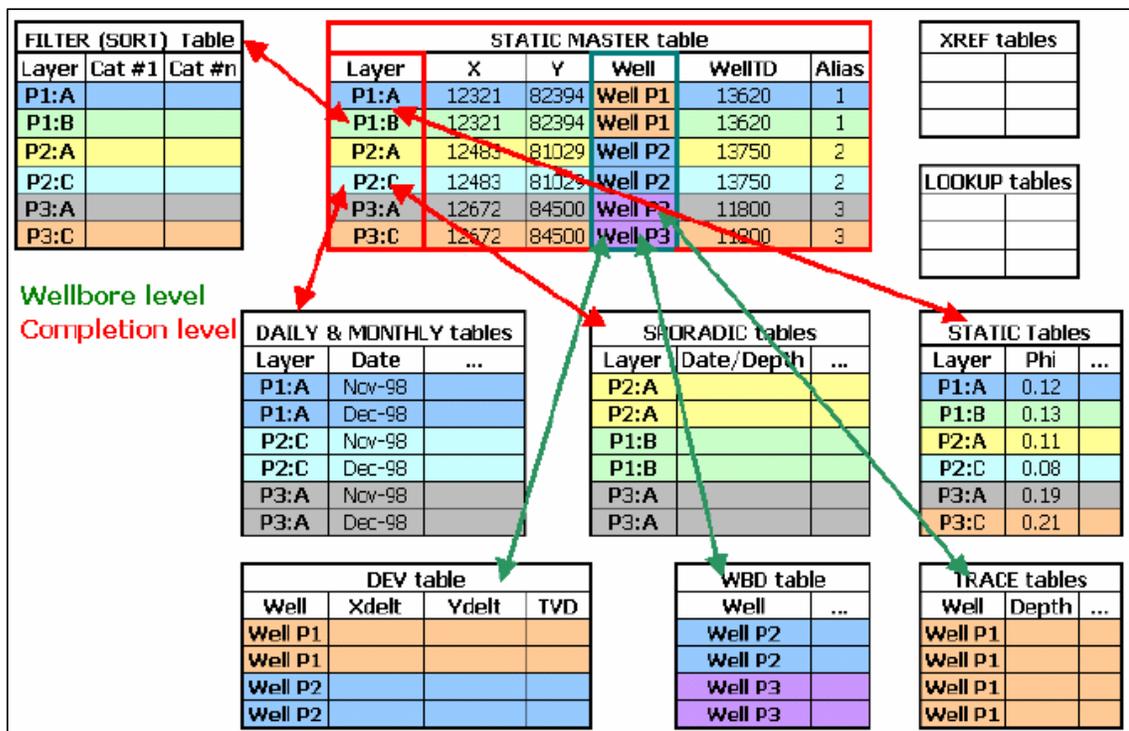


Figura Tomada y modificada de Oil field manager OFM 2005, manual de uso básico

TIPOS DE VARIABLES EN OFM

Una variable es como la etiqueta de los datos. También se conoce como un nombre de campo de datos o nombre de columna en una tabla de la base de datos. La variable tiene una propiedad llamada tipo, la cual la diferencia de otras variables y determina la clase de información que ésta almacenará, por ejemplo,

una variable puede ser de tipo entero (integer), doble (double), cadena (string) o flotante (float).

VARIABLES DE ENTRADA

Se crea en el momento en que se definen las tablas y columnas de tabla en el archivo de definición, estas variables son las columnas de tabla. Estas variables utilizan la información tal cual fue cargada en OFM para generar reportes, mapas, plots, etc, los cuales en el OFM siempre los datos de estas variables se encuentran cargados en la base de datos.

VARIABLES CALCULADAS

Son variables definidas por el usuario: el nombre de la variable y la fórmula que ésta utiliza. Las variables calculadas permiten hacer cualquier tipo de cálculo o utilizar las funciones definidas por el usuario. Al crear las variables calculadas se pueden utilizar constantes, operadores simples, variables de entrada e imputadas, incluso otras variables calculadas y más de 250 funciones de sistema.

VARIABLES ATRIBUIDAS

Variables cuyo valor es el resultado de un simple cálculo. Los operadores utilizados para las operaciones básicas de suma, resta, multiplicación y división son +, -, / y * respectivamente. Cada vez que se necesitan los datos, OFM hace el cálculo y los publica en la tabla donde están definidas las variables pero no los almacena, sin embargo están disponibles en el momento que se requieran.

FUNCIONES DEL SISTEMA

Estas funciones de sistema se emplean para realizar operaciones estándar tales como encontrar el mínimo o la suma de los datos de una columna. Hay funciones matemáticas para trigonometría, funciones estadísticas para promedios, funciones de formateo para nombres, fechas y funciones para calcular propiedades de aceite, gas y agua a partir de correlaciones. Las

funciones de sistema pueden utilizarse en variables calculadas, reportes, consultas, encabezados, y funciones definidas por el usuario archivos mapeadores.

FUNCIONES DEFINIDAS POR EL USUARIO

La función de usuario es un procedimiento escrito por el usuario que al igual que las funciones de sistema, desarrollan operaciones sobre los datos cargados en el proyecto, estas funciones se construyen utilizando declaraciones de funciones de usuario y funciones de sistema.

ANEXOS 2

FUNDAMENTOS TEORICOS PARA LA INYECCION DE AGUA

Cuando se perfora un pozo en un yacimiento petrolífero y se pone en producción, se crea una zona de baja presión que permite a los fluidos moverse desde el yacimiento al pozo. Cuando esta energía natural disminuye, se puede recurrir a otro método de recuperación obteniendo así una cantidad adicional de petróleo. Si por cualquier mecanismo se le entrega energía a un yacimiento, se dice que la producción es por recuperación asistida (secundaria o terciaria).

El barrido con agua (waterflooding) es un método de recuperación secundaria en el cual ésta es inyectada en uno o más pozos, formando un frente que desplaza el petróleo a través de la formación a los pozos productores. La inyección de agua produce la energía suficiente para desplazar el petróleo de la vecindad de los pozos inyectores hacia los pozos productores. Este es el más difundido de los métodos de recuperación secundaria por su bajo costo y alta eficiencia.

Inicialmente se pensó que la inyección de agua tenía como función principal, mantener la presión del yacimiento; pero más tarde se reconoció como mecanismo de desplazamiento.

El método de inyección de agua predomina entre los otros métodos de recuperación secundaria debido a las siguientes razones:

- Disponibilidad del agua.
- La forma relativamente fácil como el agua se inyecta, en parte, en virtud a la cabeza hidrostática que se crea en el pozo inyector.
- La habilidad con que el agua penetra y se dispersa a través de las formaciones productoras de petróleo.
- La eficiencia del agua para desplazar el petróleo.

➤ EFICIENCIA BARRIDO AREAL

Los procesos de desplazamiento en el yacimiento, frecuentemente se conducen en arreglos (patrones) donde una configuración específica de inyectores y productores se repite a través del campo.

Los patrones de 2 pozos y 3 pozos, son arreglos aislados para propósitos de posibles pruebas pilotos. Note que un arreglo normal de 4 pozos es idéntico al arreglo invertido de 7 pozos; el término “invertido” solo tiene un inyector por patrón. Esta es la diferencia entre normal e invertido.

Tabla Relación de patrones de inyección

PATRÓN	RELACIÓN PRODUCTORES/INYECTORES	PATRÓN DE PERFORACIÓN REQUERIDO
4-POZOS NORMAL	2	TRIÁNGULO EQUILATERO
4-POZOS SESGADO	2	CUADRADO
5-POZOS NORMAL	1	CUADRADO
7-POZOS NORMAL	½	TRIÁNGULO EQUILATERO
7-POZOS INVERTIDO	2	TRIÁNGULO EQUILATERO
9-POZOS NORMAL	1/3	CUADRADO
9-POZOS INVERTIDO	3	CUADRADO
EMPUJE DE LÍNEA RECTA	1	RECTANGULO
EMPUJE DE LINEA ALTERNA	1	LÍNEA INTERMITENTE DE POZOS

Tabla tomada y modificada: Escobar M Freddy Humberto. Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario.

➤ INYECTIVIDAD

En relaciones de movilidad favorables ($M < 1$), la inyectividad declina a medida que se incrementa el barrido areal, pero en relaciones de movilidad desfavorables

($M > 1$) la inyectividad se incrementa a medida que hay cercanía al cubrimiento areal total.¹³

➤ **FACTORES QUE AFECTAN EL BARRIDO AREAL.**

FLUJO FORZADO: Sistema con permeabilidad uniforme, cuando hay flujo de agua en la dirección perpendicular solamente una pequeña cantidad de petróleo adicional se recupera.

PERMEABILIDAD DIRECCIONAL: las mejores eficiencias areales se dan, cuando la dirección de máxima permeabilidad yace paralela a la línea que conecta inyectores adyacentes.

VARIACION DE PERMEABILIDAD: se estudió el efecto de canales presentes entre inyectores y productores en un sistema de 5n, el efecto de canales permeables es mayor cuando los canales están cerca al pozo productor. Mayor irrupción de agua.

POZO FUERA DE ARREGLO: El recobro de crudo en la ruptura es siempre menor cuando la posición del inyector no es la adecuada para un arreglo determinado. Además habrá un incremento del WOR en los productores cerca del inyector.

FRACTURAS HORIZONTALES: Su efecto en la eficiencia areal depende del radio (área) de la fractura, con menor efecto a menor tamaño del radio. Sin embargo, cuando el radio se incrementa, la eficiencia de barrido puede reducirse drásticamente porque puede haber erupción temprana de agua.

FRACTURAS VERTICALES: Aunque estas pueden afectar la ruptura temprana, hay un efecto mucho menor en el área cubierta con cortes de agua de 90%.

¹³ **Escobar M Freddy Humberto.** Aspectos Fundamentales de Recobro Secundario y Terciario.

BARRIDO MAS ALLÁ DEL PATRÓN NORMAL DE UN POZO: Ocurre en aquellos programas de inyección en los cuales hay un significativo volumen de formación entre la última hilera de pozos y la frontera de yacimiento. Por lo menos, el 90% del área fuera de la última hilera y dentro un espaciamiento de un pozo de estos pozos podrían ser barridos por el agua inyectada. Lo que indica que se recuperara crudo de los bordes del yacimiento.

➤ **GRAFICOS HALL**

Figura 119. Gráfico típico para una inyección típica de agua

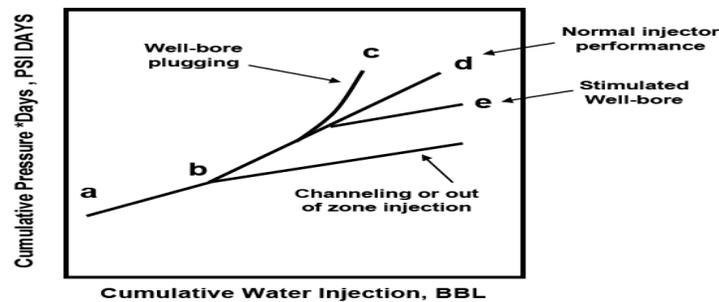


Figura tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Análisis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006.

Los gráficos Hall figura 119 son utilizados como un método de diagnóstico durante las operaciones de flujo de agua. Hall originó la propuesta de este método para el análisis del rendimiento de los pozos inyectores de agua. Para una fase de flujo simple la transmisibilidad no cambiara significativamente con el tiempo. Por eso algunos cambios en las pendientes de los gráficos Hall serán el resultado del efecto del skin :¹⁴

$$S_2 = S_1 + \frac{kh}{141.2\mu} (m_{H2} - m_{H1})$$

¹⁴ Tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Análisis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006.

Si kh/μ y el factor inicial del skin S_1 es conocido de los análisis de pozos, nosotros podemos estimar S_2 conociendo las pendientes de los gráfico Hall.

Como caso de estudio, los gráficos Hall fueron generados para inyección de agua con el objetivo de la evaluación del efecto del skin. Even Hall gráfico usando solo presiones de inyección y ratas de inyección para el análisis. Pozos inyectoros de agua puede ser cuantitativamente valorados por los gráficos.

INDICE DE HETEROGENEIDAD

El índice de heterogeneidad es un método de análisis especializado para datos de producción, que compara datos individuales que pertenecen a una región, campo o bloque para un tiempo dado. Un parámetro de índice heterogeneidad, o HI en abreviado, es el monitoreo del funcionamiento de pozos. Por definición HI es expresado de la siguiente forma:

$$HI_{Fluid} = \left[\frac{Fluid_{well}}{Fluid_{averagewell}} \right]_t \text{ para tiempo, } t = 1 \dots n \quad (1)$$

Donde HI_{fluid} es el índice de heterogeneidad para algunos tipos de fluidos de producción. El fluido puede ser aceite, agua, gas u otro parámetro tal como relaciones o cortes de agua, etc. HI es un tipo de procedimiento de normalización. Cuando HI es mayor a cero indica que el pozo tiene un desempeño superior al promedio de aceite y agua, cuando es menor que cero, quiere decir que el desempeño es menor que el promedio de aceite y agua. Las tasas de aceite y agua por unidad de arena completada se pueden obtener de las pruebas de producción (PLTs) que se hayan realizado. El HI se ha extendido a análisis en 2-D por introducción de los siguientes dos parámetros (HI_{oil-1} y $HI_{water-1}$) para evaluar el rendimiento del aceite y del agua de producción.

$$HI_{Oil} - 1 = \left[\frac{q_{oil.well}}{q_{oil.averagewell}} - 1 \right]_t \text{ para tiempo, } t = 1 \dots n \quad (2)$$

$$HI_{Water} - 1 = \left[\frac{q_{water.well}}{q_{water.averagewell}} - 1 \right]_t \text{ para tiempo, } t = 1 \dots n \quad (3)$$

Para realizar un correcto análisis del índice de heterogeneidad es mejor usar un HI acumulado a través del tiempo y graficar $HI_{ACUMULADO}$ de producción de petróleo vs $HI_{ACUMULADO}$ de producción de agua. Donde él será:

$$HI_{ACUMULADO} = \sum_{t=1}^i HI = \sum_{t=1}^i \left[\frac{Value_{pozo_a_pozo_t}}{Value_{promedio_de_los_pozos_al_tiempo_t}} - 1 \right]$$

Donde $HI_{ACUMULADO}^{15}$ es el índice de heterogeneidad acumulado para el número de meses i , $Value_{pozo_a_pozo_t}$ es el valor del parámetro del pozo al tiempo i y $Value_{promedio_de_los_pozos_al_tiempo_t}$ es el valor promedio de todos los pozos al tiempo i .

Restando -1 de la ecuación original de HI, pozos con ratas promedios de aceite o ratas de agua tiene 0 valores a tiempo t . la figura 120 muestra un campo aplicando gráficos HI 2-D. El eje vertical es un acumulativo de $(HI_{water}-1)$. Empezando del centro de la coordenada (0.0), el gráfico se extiende a través de cuatro direcciones, dependiendo de la producción de aceite y agua a lo largo del tiempo. Con la gráfica en 2-D mostrada por la figura 5, los pozos pueden ser clasificados dentro de los siguientes cuatro grupos.

Figura 120. Cross hair plot.

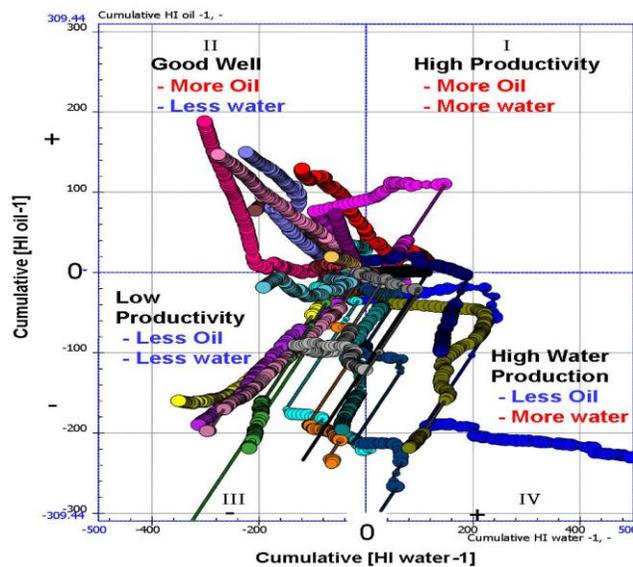


Figura tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Análisis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006

¹⁵ Tomada: Evaluación de la aplicabilidad de una metodología estructurada para el análisis de información de producción en un campo de los llanos orientales utilizando DSS, Andrés Felipe Grijalba Cuenca, Neiva 2007

Cuadrante I “Pozos de alta productividad” (Mas aceite y más agua de producción con el tiempo de avance) Estos pozos no son a primera vista candidatos a workover, (Sin embargo pueden ser candidatos para control de agua).

Cuadrante II “Pozos de buen rendimiento” (Mas aceite y menos agua de producción con el tiempo de avance) Estos pozos no son a primera vista candidatos a ningún trabajo sin embargo pueden estar en zonas de alto rendimiento en las cuales se pueden perforar nuevos pozos o completar pozos existentes.

Cuadrante III “Pozos de bajo rendimiento” (Menos aceite y menos agua de producción con el tiempo de avance) estos son los peores pozos en términos de productividad total y candidatos potenciales a estimular o recobro mejorado.

Cuadrante IV “Pozos de pobre rendimiento” (Menos aceite y mayor agua de producción con el tiempo de avance. Estos son generalmente los primeros candidatos para tratamientos de control de agua tales como aislamientos de intervalos acuíferos para lo cual se recomienda primero adquirir información de Pruebas de producción (PLT) que soporte las decisiones.

➤ **DIAGNOSTICO DE CORTE AGUA CON LA DERIVADA DEL GRAFICO WOR**

Convencionalmente, el corte de agua o la relación de agua aceite vs tiempo ha sido usada para el análisis de la predicción de la producción de agua. Para distinguir los tipos de influjo de agua, un diagnostico gráfico especializado llamado “Derivada WOR” fue creada. En el gráfico ilustrado en la figura 121, un incremento del WOR puede causar conificación o canalización, estos se pueden diagnosticar con los siguientes fenómenos:

1. Para conificación, la tasa de aumento WOR es relativamente lenta y enfoca unos valores constantes al final. La derivada del WOR muestra pendiente negativa.
2. Para canalización la producción de agua en el frente de ruptura se incrementa muy rápidamente. De acuerdo con el incremento del WOR relativamente rápido la derivada del WOR muestra casi una pendiente positiva constante.

Figura 121. Gráficos para diagnosticar la diferencia entre conificación o canalización de agua.

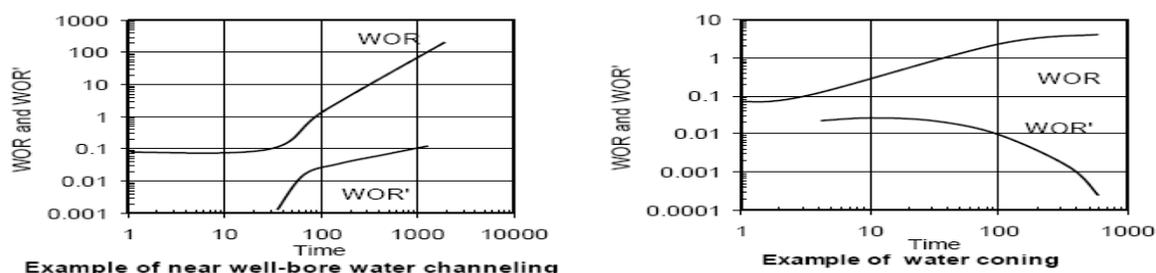


Figura tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Análisis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006.

La gráfica de la derivada WOR figura 121 es muy útil para diagnosticar el mecanismo de influjo de agua usando datos de producción de aceite y de agua. Ella se puede usar para la diferenciación, sea que la causa de la producción de agua es debida a conificación de agua o canalización.

➤ MAPA DE BURBUJA

Los mapas de burbuja son herramientas que permiten visualizar de forma rápida el comportamiento de los pozos de una zona.

Aceite Acumulado

Los mapas de burbuja de aceite acumulado permiten identificar de forma ágil los pozos que más presenta aceite acumulado en el área de estudio. Es necesario

tener en cuenta que los pozos que tengan mayor tiempo en producción van a tener una mayor cantidad de aceite acumulado.

Tasa de aceite promedio

El aceite promedio es otra forma de evaluar el desempeño de pozos a través del todo el tiempo de producción. La tasa de aceite promedio se define como el cociente entre el aceite acumulado del pozo y el número de días activos del pozo.

$$\overline{Q_o} = \frac{Cum_Oil}{Cum_Days}$$

➤ RADIO DE INFLUENCIA DE POZOS

Cuando los campos de petróleo y gas se convierten en maduros, es necesario identificar los llamados ‘‘By-passed’’. Cuantificando el potencial remanente se puede hacer corridas de simulación del yacimiento, para la identificación del potencial remanente y selección de áreas candidatas para la perforación de pozos. Este proceso incluye visualización del radio drenaje y radio de frente de inundación.

El radio de drenaje, puede ser utilizado para diferenciar las áreas drenadas por los pozos de las áreas que aun no han sido drenadas. Este es obtenido a partir de cálculos volumétricos.

El equivalente a el banco de radio de agua (r_{wb}) sin nada de gas liberado es expresado:

$$r_{wb} = \sqrt{\frac{5.615 * I_w * B_w}{\pi * \phi * h * (S_{wbt} - S_{wir}) * E}}$$

Similarmente, el equivalente de radio de drenaje de aceite (r_{ed}) es expresado:

$$r_{ed} = \sqrt{\frac{5.615 * Q_o B_o * Q_w B_w}{\pi * \phi * h * (1 - S_{wir} - S_{wor})}}$$

Al obtener los radios de drenaje e inundación se debe de tener en cuenta que estos son radios volumétricos analíticos, que no representan la forma real como físicamente se han desplazado los fluidos hacia y desde el pozo, ya que esto depende de la geometría del yacimiento y de la entrada de agua. Adicionalmente hay que considerar que el hecho de que se intercepte con otro no quiere decir que haya interferencia entre los pozos.

Por visualización el (r_{wb}) y el (r_{ed}) en el mismo plano, se pueden notar el By-passed de aceite identificándolo rápidamente con las áreas externas de los radios de influencia. La figura 122 muestra el By-passed identificado de aceite para el reservorio. La burbuja de (r_{ed}) y el (r_{wb}) representa la distancia de drenaje de aceite y zona de barrido de agua respectivamente. Grandes burbujas representa gran influencia por el pozo. Áreas no cubiertas por burbujas son candidatas para pozos de relleno.

Figura 122. Áreas de drenaje de aceite y radios de bancos de agua.

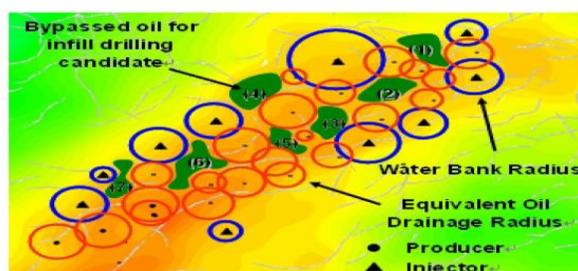


Figura tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Análisis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006.

La figura 123 muestra una comparación del margen de identificación de By-passed del área aceite con el mapa de saturación de aceite de una simulación de un reservorio.

Figura 123. By passed de área de aceite identificada por visualización de simulación.

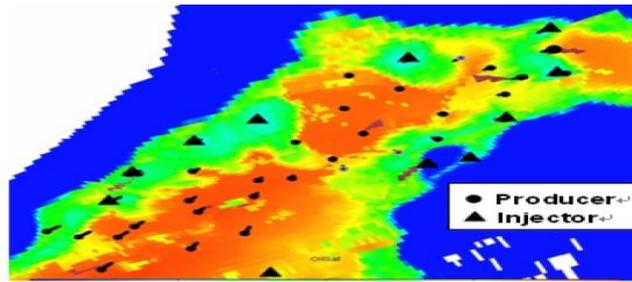


Figura tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Análisis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006.

Con las figura 122 y figura 123 se observa que los resultados son demasiados similares. Usualmente la simulación del reservorio es una técnica más exacta para la demostración de análisis de producción obteniendo un potencial rápido y eficiente para la selección de pozos candidatos para el llenado de un área.¹⁶

➤ **VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (Rata de sustitución de voidage) (VRR)**

A través del tiempo se ha dado una idea de si se está o no se está inyectando suficiente agua y si está disponible en el campo. Valores mensual y acumulado deben ser monitoreados. Cuando el VRR es mayor que 1 y la presión del reservorio no está incrementando, puede ser que este fuera de la zona de inyección, puede ser por pérdida de la zona objetivo o zonas ladronas. Cuando el VRR es menor que 1 y la presión del reservorio no está decreciendo, se sospecha afluencia de fluidos, por ejemplo acuíferos fluyendo dentro del área de control.¹⁷ Graficando la rata de aceite versus tiempo a lo largo con la VRR versus tiempo, ayuda a entender la relación entre estas dos variables.

¹⁶ Tomada: SPE 100995 An Integrated Approach to Reservoir Performance Monitoring and Análisis: K. Sugai, SPE, and N. Nishikiori 2006.

¹⁷ Tomada SPE 102200 Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice 2006

ANEXOS 3

DIAGNOSTICO DEL CORTE DE AGUA CON LA DERIVADA DEL GRAFICO WOR

Las curvas desarrolladas por Feng Chan en 1995 permiten identificar la causa de la producción de agua de acuerdo al patrón que exhiban los gráficos doble logarítmicos de la relación agua – petróleo (WOR) y su derivada (WOR') en función del tiempo.

Convencionalmente, el corte de agua o la relación agua aceite vs tiempo ha sido usada para el análisis de la predicción de la producción de agua. Para distinguir los tipos de influjo de agua, un diagnostico gráfico especializado llamado "Derivada WOR" fue creada. En el gráfico ilustrado en la figura 121, un incremento del WOR causa conificación o canalización, de forma generalizada se puede diagnosticar los siguientes fenómenos:

1. Para conificación, la tasa de aumento del WOR es relativamente lenta y enfoca unos valores constantes al final. La derivada del WOR muestra pendiente negativa.
2. Para canalización la producción de agua en el frente de ruptura incrementa muy rápidamente. De acuerdo con el incremento del WOR relativamente rápido la derivada del WOR muestra casi una pendiente positiva constante.

La gráfica de la derivada WOR es muy útil para diagnosticar el mecanismo de influjo de agua usando datos de producción de aceite y de agua.

Estas gráficas, pueden exhibir cinco comportamientos característicos:

- ♦ Ascenso Gradual del Frente de Agua: se observa una pendiente ligeramente positiva para las curvas RAP y RAP' (Ver figura 124)
- ♦ Canalización en un Sistema Multicapa: se observa aumento brusco de la pendiente de la curva del RAP' (ver la figura 125).
- ♦ Canalización Rápida y Flujo Proveniente de las Cercanías del Pozo: se presenta como un aumento abrupto de la pendiente de las curvas del RAP y RAP' (ver la figura 126).
- ♦ Conificación: la pendiente de la curva del RAP' presenta una disminución de la pendiente en el tiempo, (ver la figura 127).
- ♦ Conificación Tardía: la curva de la RAP' presenta tres segmentos característicos (a) una pendiente suave positiva al principio de la producción, la cual indica un movimiento ascendente gradual del frente de agua, (b) posteriormente la pendiente se hace negativa, lo cual es característico de conificación de agua y finalmente (c) la pendiente se hace positiva lo cual indica que presenta canalización tardía. (Ver figura 128).

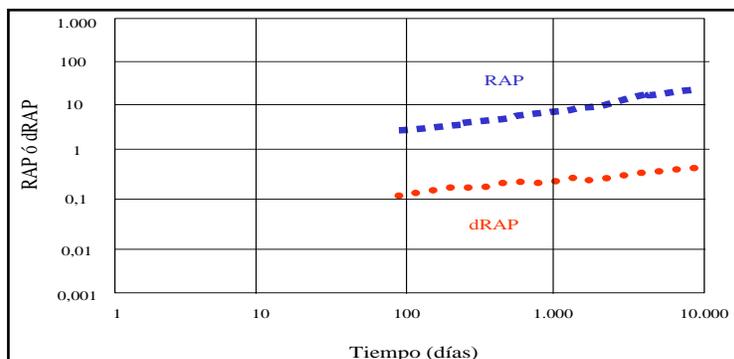


Figura 124. Curva diagnóstico de comportamiento normal de avance del frente de agua.

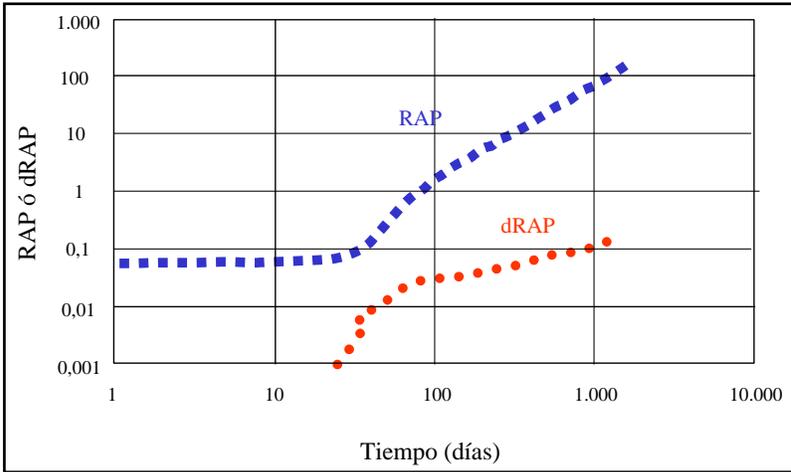


Figura 125. Curva diagnóstico del comportamiento de canalización de agua.

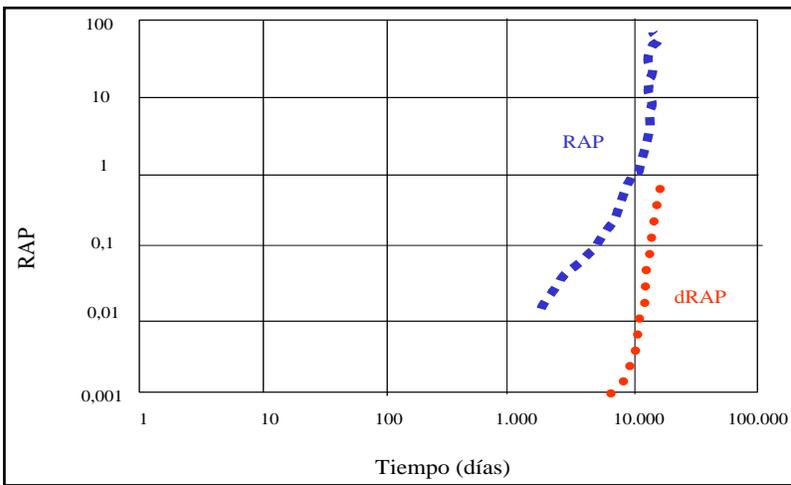


Figura 126. Curva diagnóstico del comportamiento de canalización rápida.

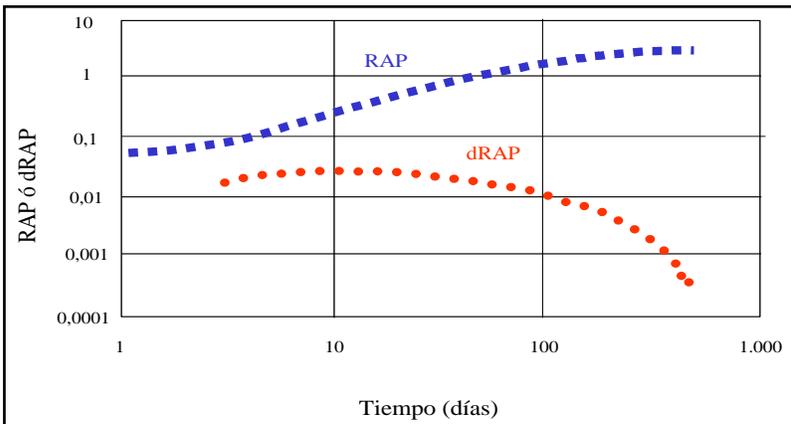


Figura 127. Curva diagnóstico del comportamiento de conificación de agua.

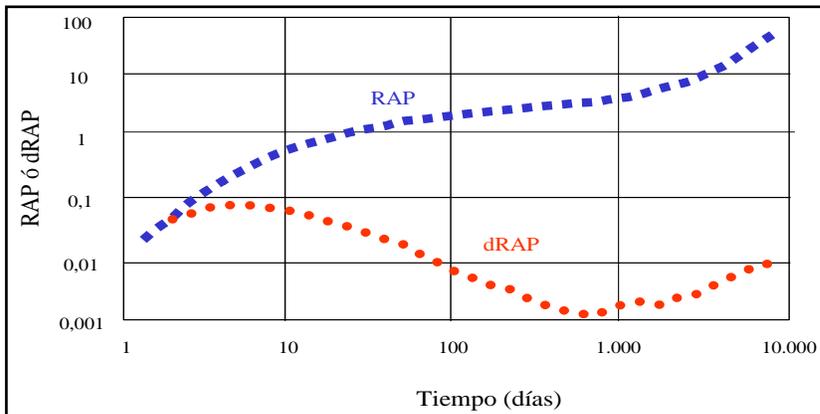


Figura 128. Curva diagnóstico del comportamiento de conificación con canalización tardía.

El diagnóstico del problema del agua mediante las curvas de Chan se basa en el reconocimiento del patrón generado por las curvas de la relación agua – petróleo y/o de la derivada de esta función.

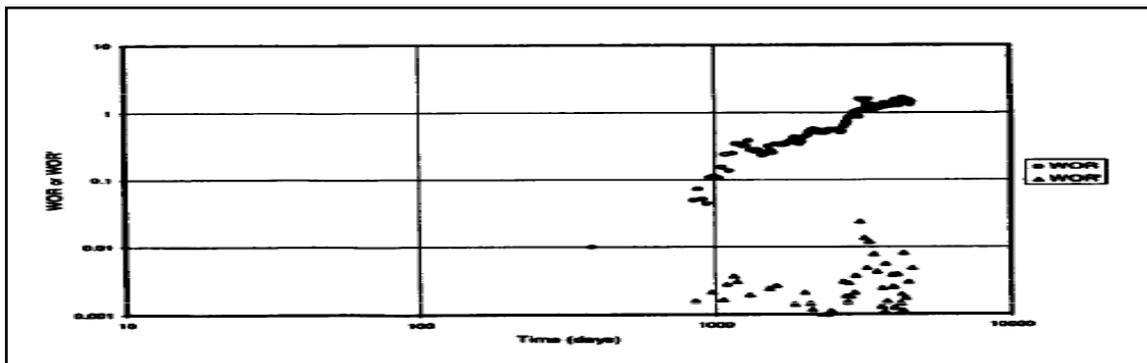


Figura 129. Diagrama Tipo de Chan para conificación del acuífero.

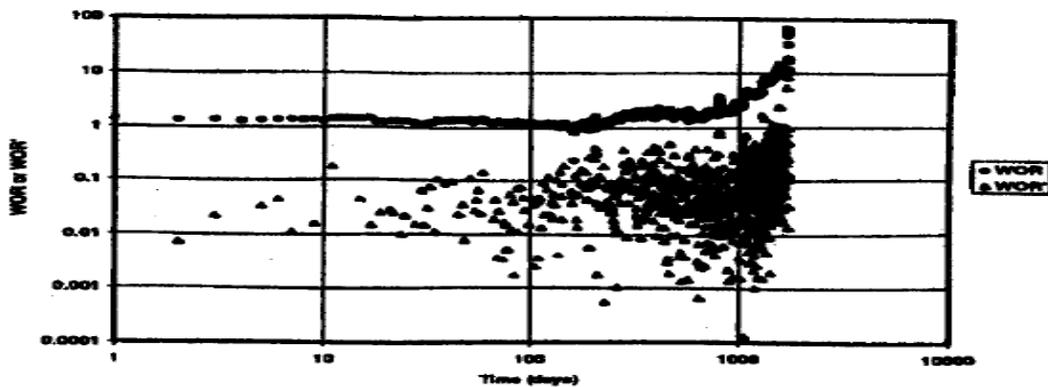


Figura 130. Diagrama Tipo de Chan para canalización de agua cerca de la cara del pozo.

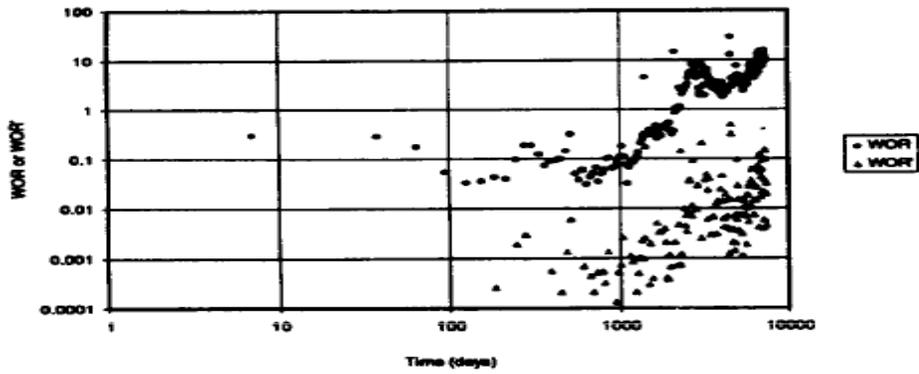


Figura 131. Curva para Canalización con cambios en la producción.

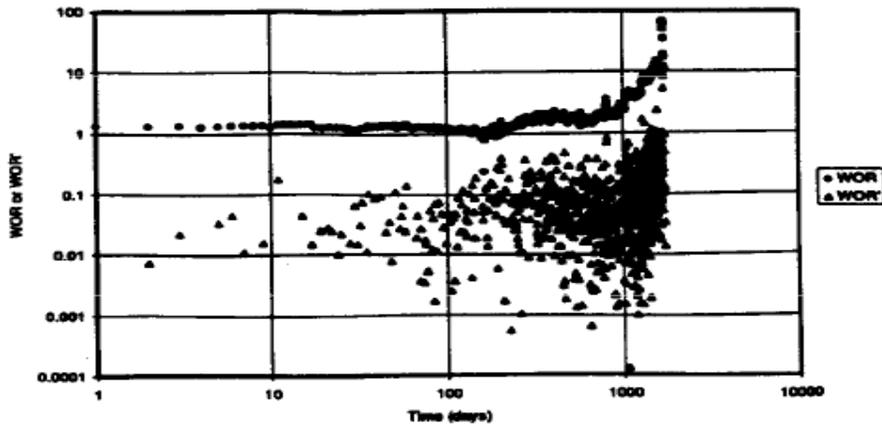


Figura 132. Diagramas tipo de Chan de Canalización de agua en la cara del pozo e Historia de Producción por Inyección de agua.

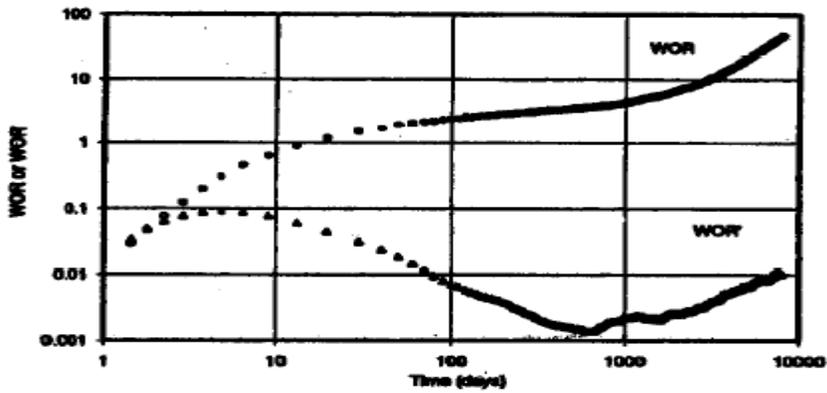


Figura 133. Curva diagnóstico del comportamiento de conificación con canalización tardía.

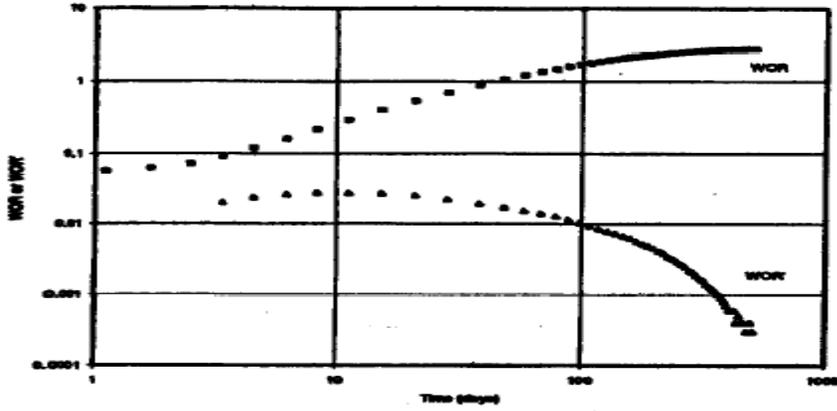


Figura 134. Curva diagnóstico del comportamiento de conificación de agua.

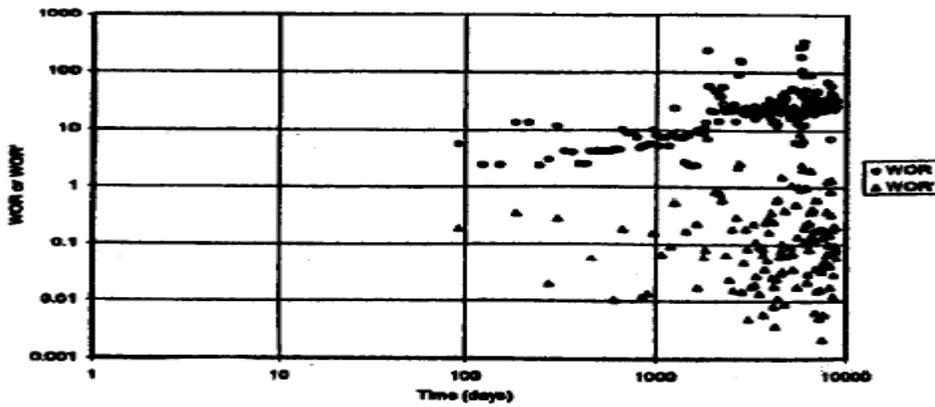


Figura 135. Curva diagnóstico de comportamiento normal de avance del frente de agua con alto WOR.

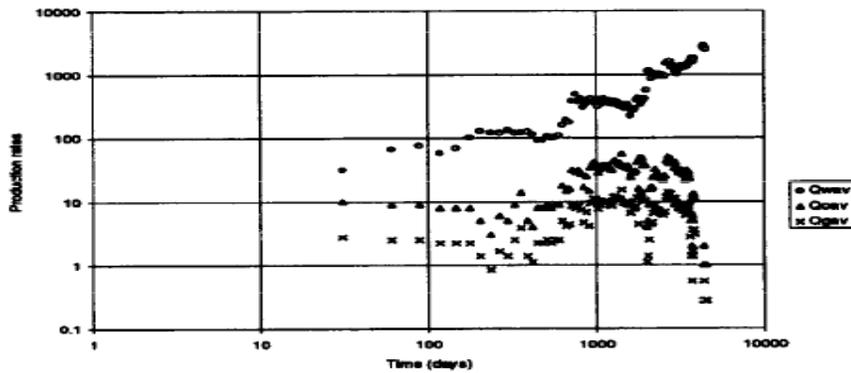


Figura 136. Curva de producción por inyección de agua.

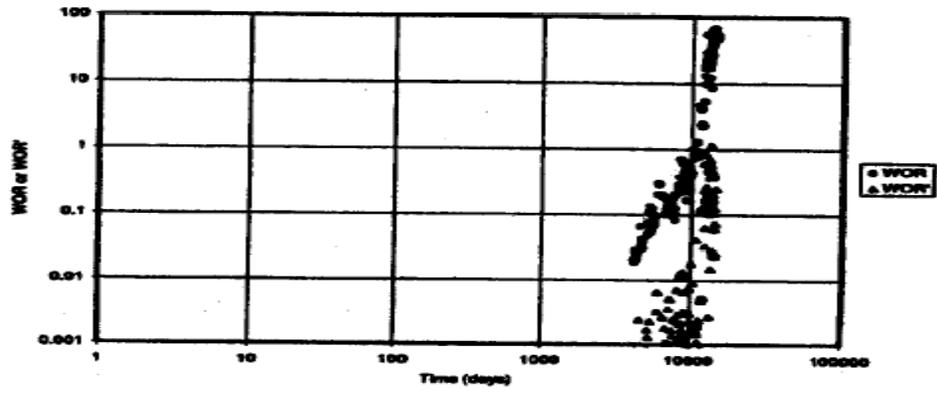


Figura 137. Curva de canalización rápida.

ANEXOS 4

MAPAS DE DISTRIBUCION DE POZOS DE CAMPO TELLO

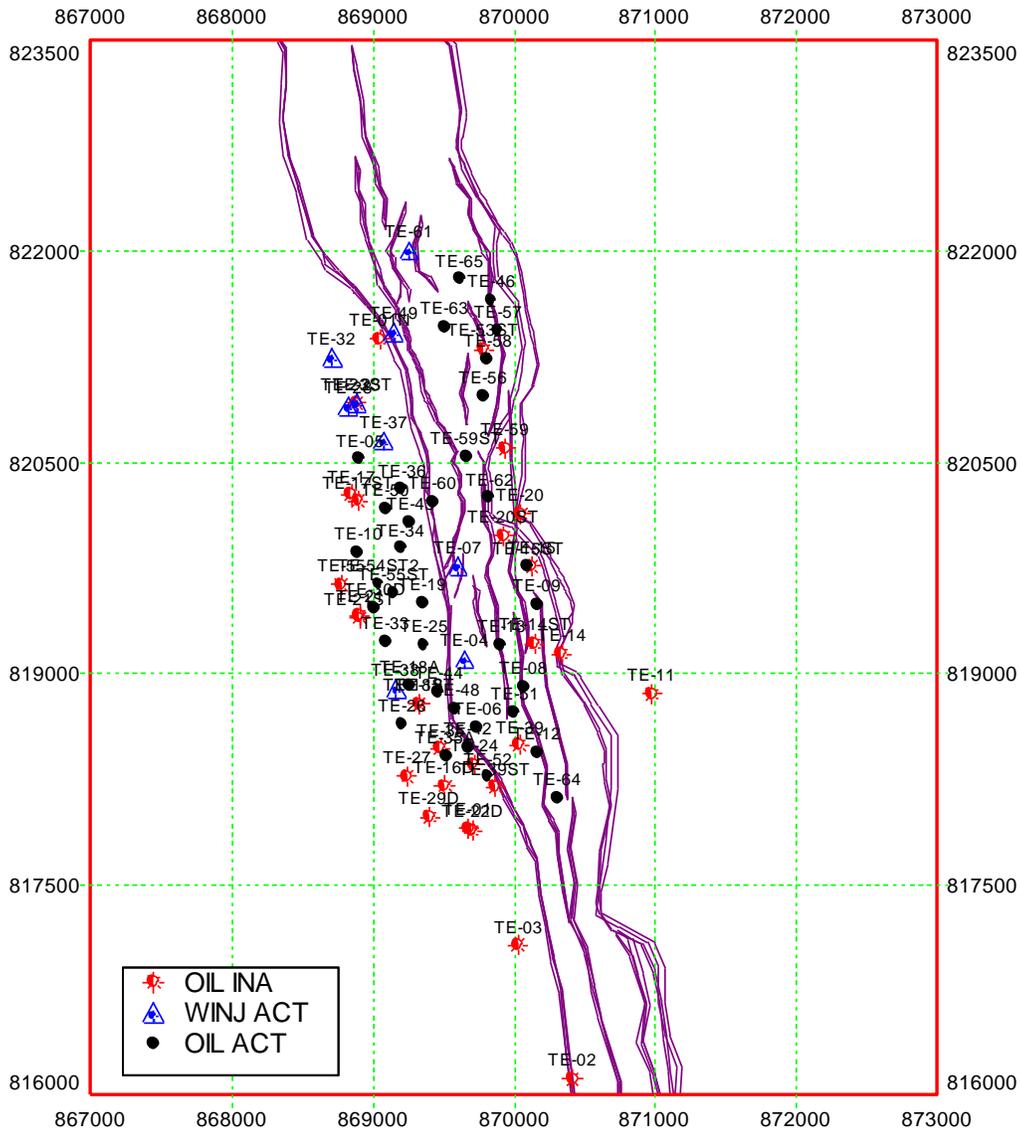


Figura 138. Ubicación de pozos productores, inyectores y abandonados en campo Tello.

Para una mejor visualización de la distribución de los pozos en campo Tello se decidió dividir a éste en tres bloques de norte a sur como se muestran a continuación:

BLOQUE 1

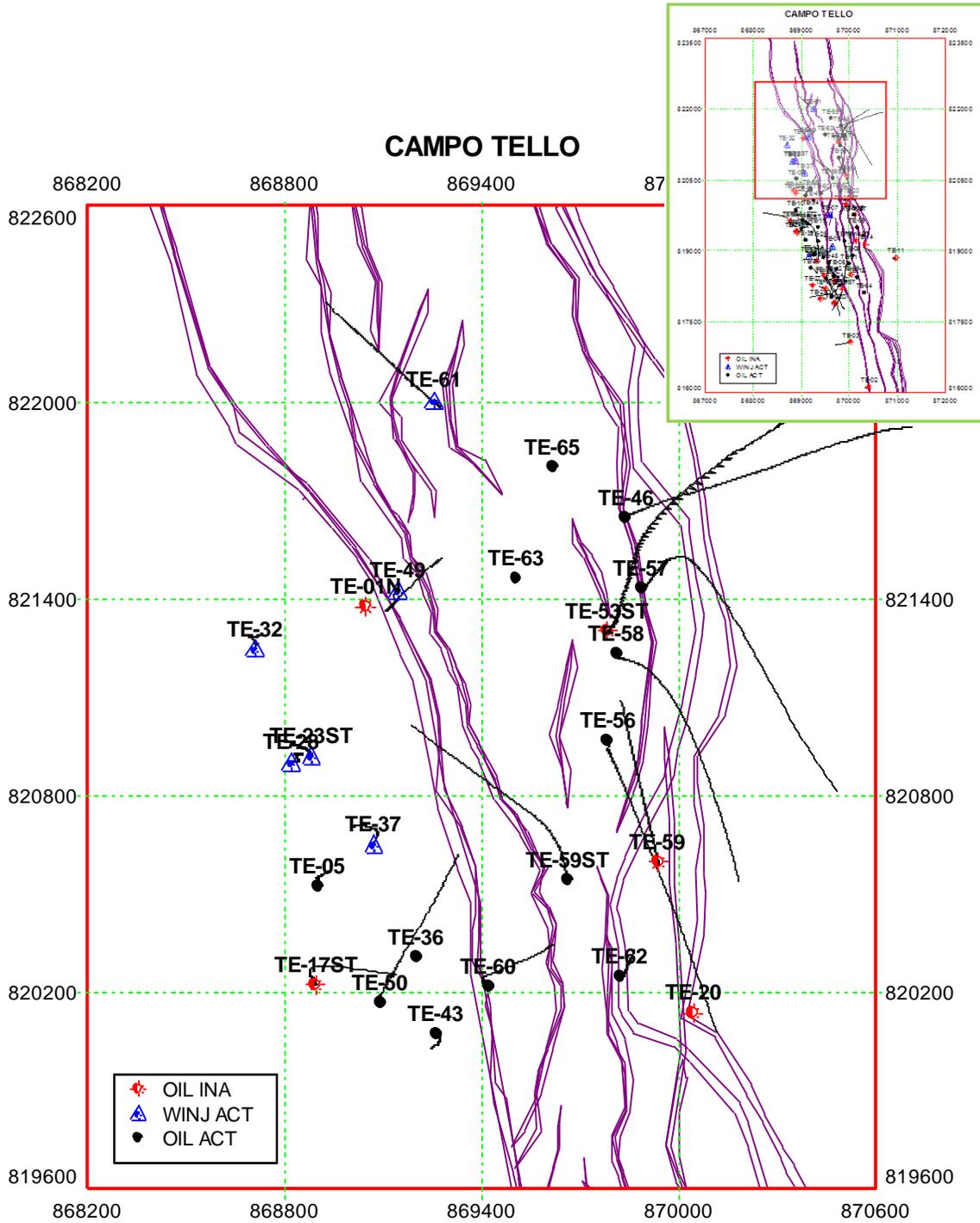


Figura 139. Bloque 1. Ubicación y trayectoria de pozos productores, inyectores y abandonados en campo Tello.

BLOQUE 2

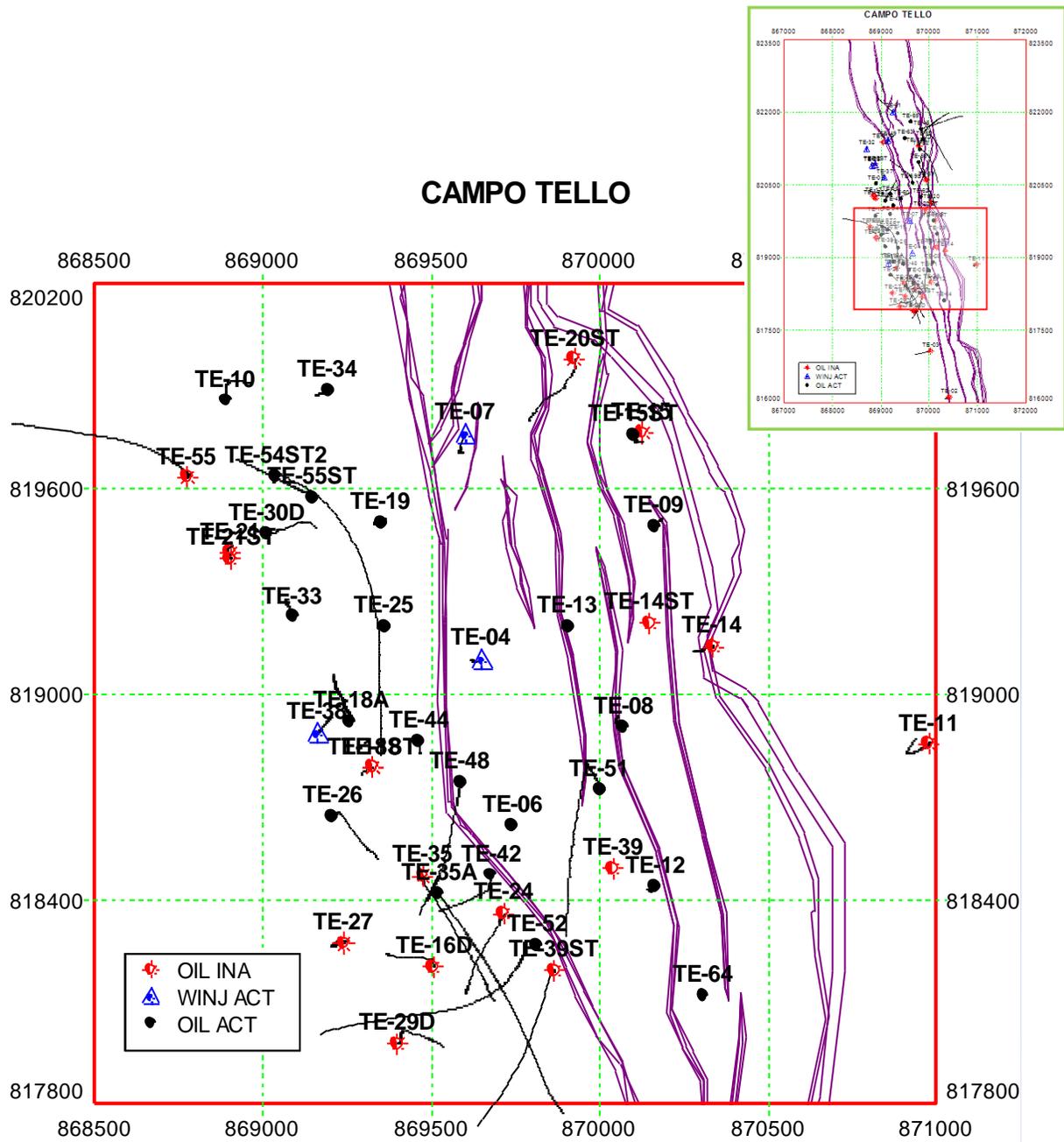


Figura 140. Bloque 2. Ubicación y trayectoria de pozos productores, inyectores y abandonados en campo Tello.

BLOQUE 3

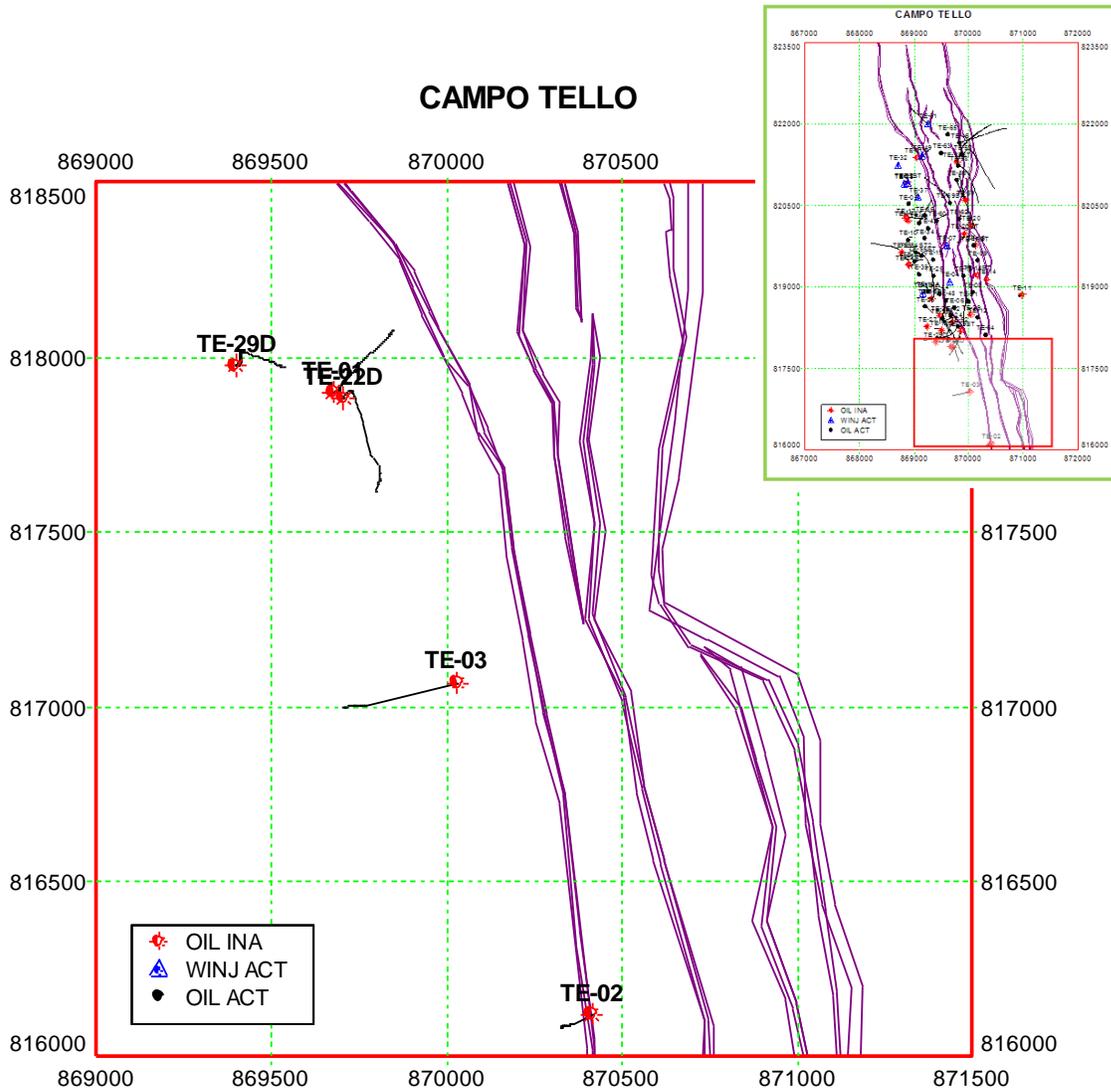


Figura 141. Bloque 3. Ubicación y trayectoria de pozos productores, inyectores y abandonados en campo Tello.

**MAPAS DE BURBUJA DE RADIO DE DRENE E INUNDACION DE CAMPO
TELLO**

:2008/11

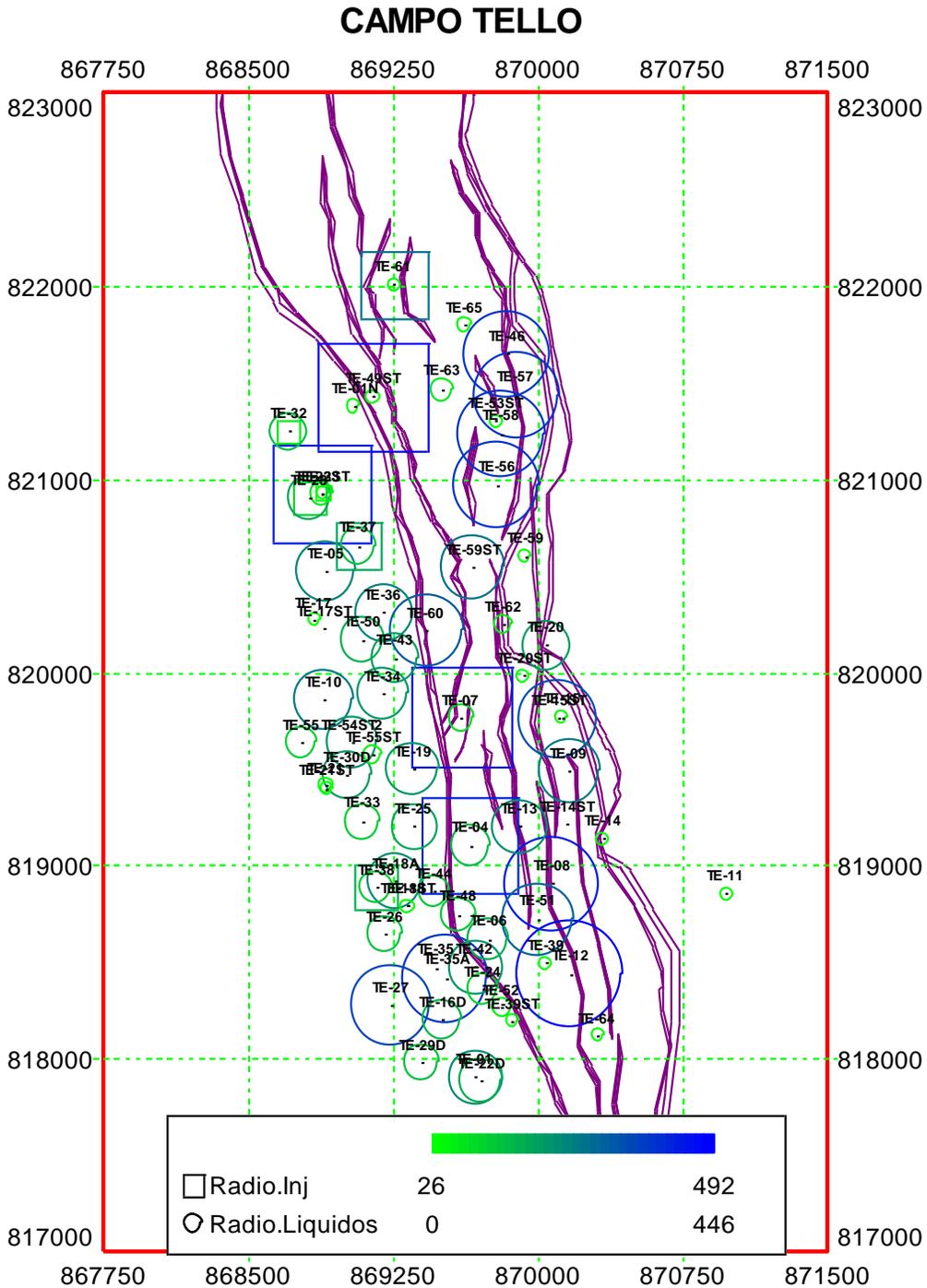


Figura 142. Mapa de burbuja, radios de drenaje e inundación de campo Tello.

ZOOM MAPAS DE BURBUJA DE RADIOS DRENE E UNUNDACION ZONA NORTE

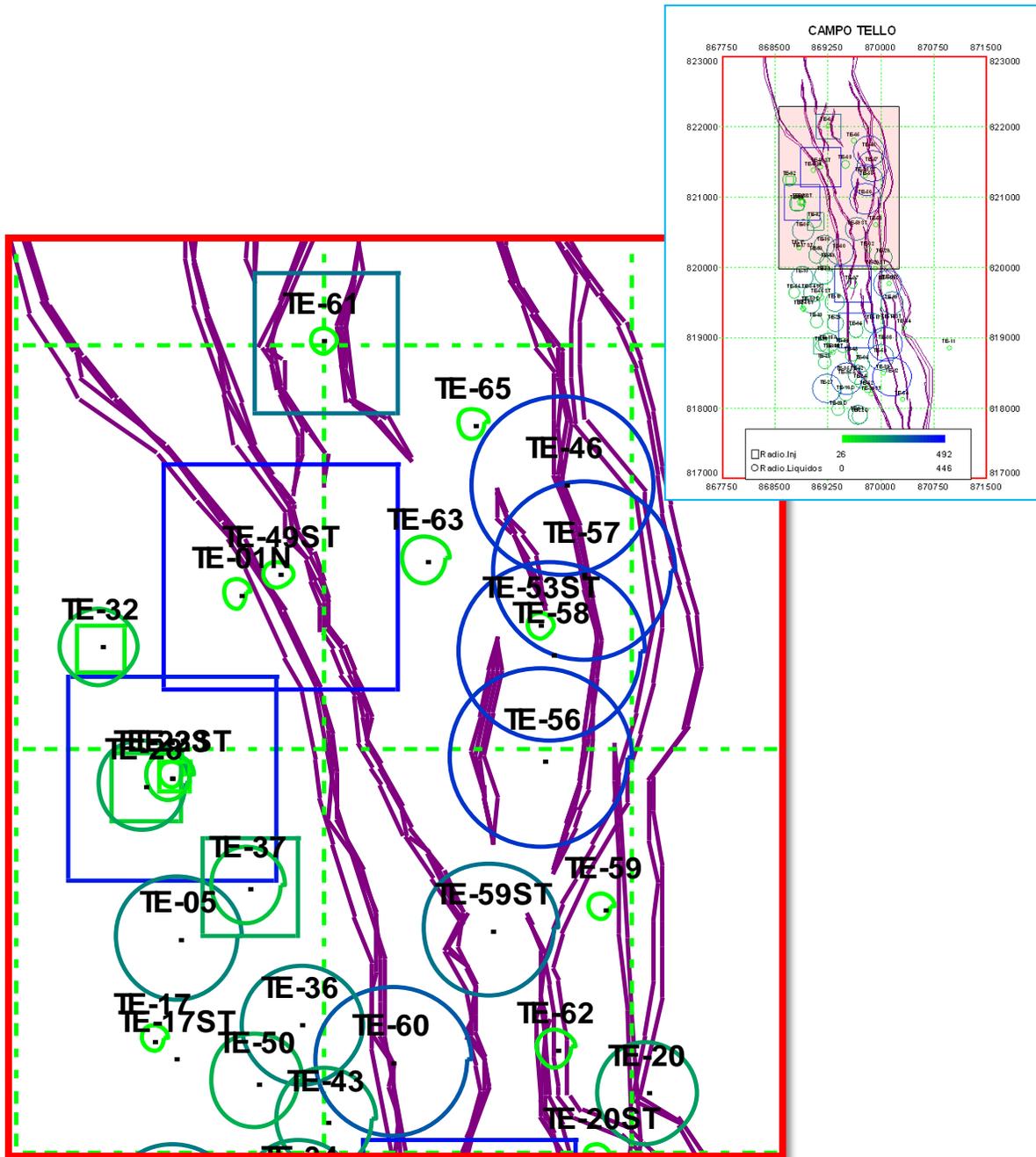


Figura 143. Zoom de mapa de burbuja, radios de drenaje e inundación de campo Tello zona norte.

ZOOM MAPAS DE BURBUJA DE RADIOS DRENES E INUNDACION ZONA SUR

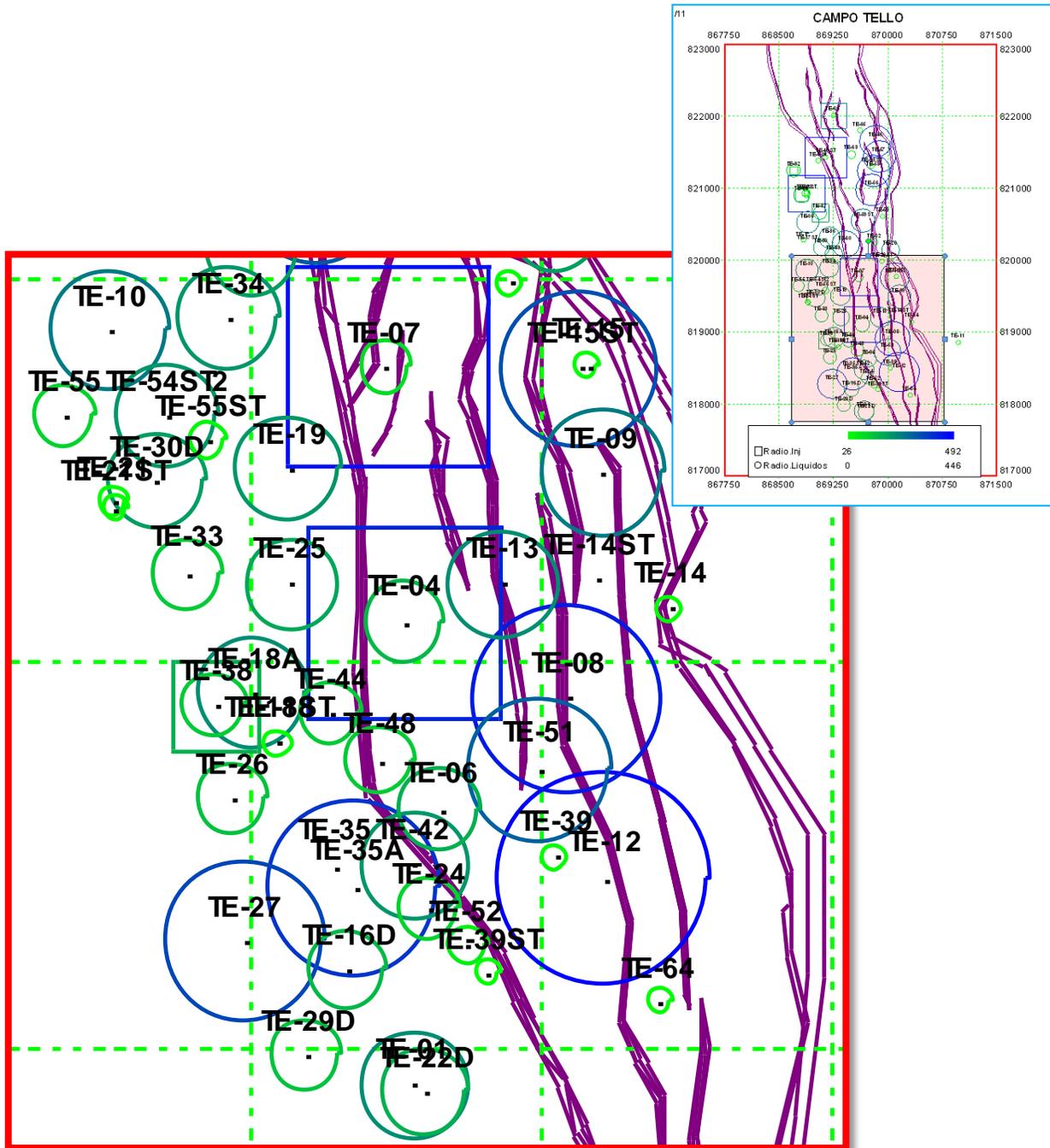


Figura 144. Zoom de mapa de burbuja, radios de drenaje e inundación de campo Tello zona sur.