

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO
MÉTODO PARA REDUCIR LA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO EN
YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRÁULICO

HERNAN DARIO MEJIA VELA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO
MÉTODO PARA REDUCIR LA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO EN
YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRÁULICO

HERNAN DARIO MEJIA VELA

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Especialista en
Producción de Hidrocarburos

Directora
Ph.D. ZULY HIMELDA CALDERÓN CARRILLO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2016

DEDICATORIA

A Dios, por darme la fortaleza para salir adelante frente a cualquier reto, sin importar el esfuerzo o el tiempo que requiera.

A mis padres, por inculcarme los valores necesarios para ser una persona íntegra.

A mis hermanos, por ser el apoyo y consejo de las decisiones más difíciles de mi vida.

A mi novia, quien amenizo mi esfuerzo con su voz llena de ternura y comprensión.

A mis amigos de infancia, coterráneos partícipes de aventuras y siempre presentes en los capítulos de mi vida.

A mis compañeros de especialización, con quienes compartí momentos de satisfacción y crecimiento profesional.

A mis compañeros de trabajo, quienes fueron la luz en tiempos de oscuridad.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis compañeros de producción, yacimientos y finanzas, quienes con su amplio conocimiento y generosidad, guiaron mi camino en la búsqueda de soluciones a los problemas planteados.

A la Universidad Industrial de Santander por darme la oportunidad de cumplir una de las metas que tenía en mi vida, y para cuyo logro no fue necesario renunciar al sueño de continuar trabajando en campo.

A la ingeniera Zuly Calderón, quien con su amplia experiencia y pronta respuesta, me dio aliento en todo momento.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE AGUA.....	19
1.1 Mecanismos de empuje en un yacimiento.....	19
1.2 Características del yacimiento cuando existe empuje hidráulico.....	20
1.3 Orígenes del agua	22
1.3.1 Agua de barrido (sweep water)	22
1.3.2 Agua “buena”	23
1.3.3 Agua “mala”.....	23
1.4 Problemas del agua	23
1.4.1 Tipo de pozo perforado	23
1.4.2 Localización del pozo en el yacimiento.....	24
1.4.3 Tipo de completamiento.....	24
1.4.4 Pérdida de integridad mecánica.....	25
1.4.5 Filtraciones a través del casing, tubing o empaques	26
1.4.6 Flujo canalizado tras el casing	26
1.4.7 Contacto agua-petróleo dinámico	27
1.4.8 Fracturas o capas inundadas	28
1.4.9 Conificación.....	29
1.4.10 Barrido areal deficiente	30
1.4.11 Segregación gravitacional.....	30
1.5 Problemas causados por el agua	31
1.5.1 Reducción de la permeabilidad relativa del aceite.....	31
1.5.2 Incremento del peso de la columna	31
1.5.3 Depósito e incrustación de minerales	32
2 TÉCNICAS PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA	33
2.1 Soluciones mecánicas.....	33
2.2 Soluciones de completamiento	33

2.3	Soluciones químicas.....	34
2.3.1	Clasificación de químicos usados para control de agua	34
2.3.2	Ventajas del tratamiento químico	35
3	CARACTERIZACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	38
3.1	Pozo productor de petróleo UIS-1	38
3.2	Pozo productor de petróleo UIS-2	41
3.3	Pozo inyector de disposición de agua ACE-1	43
3.4	Características del yacimiento.....	45
3.5	Formaciones geológicas de LA CUENCA Llanos Orientales.....	46
4	DIAGNOSTICO DE LOS PROBLEMAS DE AGUA.....	49
4.1	recuperación DE PETRÓLEO	49
4.2	historia de la producción.....	51
4.3	Análisis de la curva de declinación	53
4.4	Gráficos de diagnóstico	54
4.5	Pruebas de trazadores entre pozos.....	56
4.6	Estado de la cementación del pozo.....	60
4.7	Análisis de cierre y estrangulación	62
5	ANÁLISIS FINANCIERO	64
5.1	Costos asociados a la producción de agua	64
5.1.1	Costos de extracción.....	64
5.1.2	Costos del tratamiento físico.....	64
5.1.3	Costos del tratamiento químico.....	65
5.1.4	Costos de disposición	65
5.2	Inversión neta	72
6	CONCLUSIONES	74
	BIBLIOGRAFÍA	75
	ANEXOS	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comparación entre pozos verticales y horizontales	23
Figura 2. Condiciones estructurales del yacimiento.....	24
Figura 3. Tipos de completamiento	25
Figura 4. Daño por contacto metal-metal.....	25
Figura 5. Daño en el casing	26
Figura 6. Flujo tras el casing	27
Figura 7. Contacto agua petróleo.....	28
Figura 8. Fracturas o capas inundadas.....	29
Figura 9. Conificación	29
Figura 10. Barrido areal deficiente	30
Figura 11. Segregación gravitacional.....	31
Figura 12. Estado mecánico del pozo UIS-1.....	39
Figura 13. Historia de producción del pozo UIS-1	40
Figura 14. Estado mecánico del pozo UIS-2.....	42
Figura 15. Historia de la producción del pozo UIS-2.....	43
Figura 16. Estado mecánico del pozo inyector ACE-1.....	44
Figura 17. Historia de inyección del pozo ACE-1.....	45
Figura 18. Columna estratigráfica de la cuenca Llanos Orientales.....	48
Figura 19. Recuperación de petróleo del pozo UIS-1 con respecto a la RAP	50
Figura 20. Recuperación de petróleo del pozo UIS-2	50
Figura 21. Recuperación de petróleo del campo UIS	51

Figura 22. Historia de producción del pozo UIS-1 (log-log)	52
Figura 23. Historia de la producción del pozo UIS-2 (log-log)	52
Figura 24. Curva de declinación del pozo UIS-1.....	53
Figura 25. Curva de declinación del pozo UIS-2.....	54
Figura 26. Perfiles de los gráficos de diagnóstico.....	55
Figura 27. Curva de diagnóstico del pozo UIS-1	55
Figura 28. Curva de diagnóstico del pozo UIS-2	56
Figura 29. Inyección de trazadores	57
Figura 30. Caudal de agua inyectada en ACE-1 vs corte de agua del pozo UIS-1	59
Figura 31. Caudal de agua inyectada en ACE-1 vs corte de agua del pozo UIS-2	60
Figura 32. Interpretación de un CBL	61
Figura 33. RAP durante el estrangulamiento de la producción del pozo UIS-1	62
Figura 34. RAP durante el estrangulamiento de la producción del pozo UIS-2.....	63
Figura 35. Pronóstico de la producción y RAP del campo UIS.....	67
Figura 36. Pronóstico del EBITDA sin tratamiento en los pozos	69
Figura 37. Proyección del EBITDA con reducción del 5% en el corte de agua	70
Figura 38. Proyección del EBITDA con reducción del 10% en el corte de agua ...	70
Figura 39. Proyección del EBITDA con reducción del 20% en el corte de agua ...	71

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Mecanismos naturales de producción de hidrocarburos.....	20
Tabla 2. Permeabilidad intrínseca de algunos tipos de suelos	22
Tabla 3. Soluciones químicas aplicadas a la producción excesiva de agua.....	36
Tabla 4. Tratamientos químicos para el control del agua	37
Tabla 5. Características de los fluidos producidos por el pozo UIS-1.....	40
Tabla 6. Condiciones de operación del pozo UIS-1	40
Tabla 7. Características de los fluidos producidos por el pozo UIS-2.....	41
Tabla 8. Condiciones de operación del pozo UIS-2.....	41
Tabla 9. Condiciones operacionales del pozo ACE-1.....	45
Tabla 10. Permeabilidad de los pozos UIS-1 y UIS-2.....	46
Tabla 11. Porosidad y saturación de los pozos UIS-1 y UIS-2	46
Tabla 12. Pronóstico de la producción del campo UIS	66
Tabla 13. Variables para el balance económico del campo UIS.....	68
Tabla 14. Ganancias y límite económico en varios escenarios del tratamiento	71
Tabla 15. Cotización de un proyecto para inyección de geles.....	72

ABREVIATURAS

Bbl: barriles

BFPD: barriles de fluido por día, por sus siglas en inglés.

BOPD: barriles de petróleo por día, por sus siglas en inglés.

BWPD: barriles de agua por día, por sus siglas en inglés.

BS&W: sólidos y agua presentes en el fondo, por sus siglas en inglés.

CBL: registro de adherencia del cemento, por sus siglas en inglés.

PIP: presión de entrada a la bomba, por sus siglas en inglés.

RAP: relación agua-petróleo

Ri: índice de Resistividad

Rw: resistividad del agua (Ωm)

Rwa: resistividad del agua aparente

RPM: modificadores de permeabilidad relativa, por sus siglas en inglés.

S: factor de Daño (skin)

USD: dólar estadounidense, por sus siglas en inglés.

WCUT: corte de agua, por sus siglas en inglés.

WHP: presión en cabeza, por sus siglas en inglés.

WHT: temperatura en cabeza, por sus siglas en inglés.

GLOSARIO

ANISOTROPÍA: variación predecible de una propiedad de un material con la dirección en la que se mide, lo cual puede producirse en todas las escalas ^[1].

CASING: tubería de revestimiento que protege la integridad del pozo y aísla la producción de zonas aledañas ^[1].

DRILL STEM TEST (DST): pruebas de pozo realizadas con la sarta de perforación aún dentro del pozo ^[1].

EBITDA: es un indicador financiero, acrónimo del inglés Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization (beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones), es decir, el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros [Wikipedia.org]

FACTOR DE RESISTENCIA RESIDUAL: es definido como la relación entre la movilidad del agua antes y después del flujo de polímero y es usado solamente para cuantificar el efecto de la reducción de permeabilidad causada por la retención de un cierto monto de polímero en el medio poroso [Petrotecnica.com.ar].

FALLAS SINTÉTICAS: es un tipo de falla secundaria cuyo sentido de desplazamiento es similar a su falla primaria asociada. Los conjuntos de trampas antitéticas-sintéticas son habituales en las zonas de fallamiento directo ^[1].

FALLAS ANTITÉTICAS: es una falla secundaria, que normalmente forma parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto al de las fallas primarias y sintéticas asociadas. Los conjuntos de fallas antitéticas-sintéticas son habituales en las zonas de fallas ^[1].

LIMITE ECONÓMICO: el límite económico es definido como la tasa de producción más allá de la cual los flujos netos de efectivo de las operaciones de un proyecto, en el que puede ser un pozo individual, una concesión, o yacimiento entero, son negativos, un punto en el tiempo que define la vida económica del proyecto [Sistema de gestión de recursos petrolíferos, SPE].

MOJABILIDAD: la preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas en vez de otro ^[1].

PERMEABILIDAD ABSOLUTA: la medición de la permeabilidad, o de la capacidad de flujo o transmisión de fluidos a través de una roca, obtenida cuando existe un solo fluido, o fase, presente en la roca ^[1].

¹ Oilfield Glossary, Schlumberger

PERMEABILIDAD EFECTIVA: la capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento ^[1].

PERMEABILIDAD RELATIVA: la permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total ^[1].

POLIACRILAMIDA: polímero con un elevado peso molecular. Las poliacrilamidas aumentan la viscosidad de los bolsones de agua que preceden a la inyección final de agua. Las poliacrilamidas se utilizan frecuentemente como reductores de movilidad en operaciones de inundación con polímeros micelares. Los geles de poliacrilamida tienen la ventaja de ser transparentes, insolubles en agua, fáciles de preparar y de poder controlar el tamaño de los poros mediante la concentración ^[1].

POLÍMERO: es una molécula grande compuesta de unidades que se repiten. Pueden ser naturales o sintéticos (poliacrilamida por ejemplo). Los polímeros pueden clasificarse por su estructura y ser lineales, ramificados o menos comúnmente cíclicos. En solución, las cadenas de polímeros entrelazados pueden crear redes, presentando un comportamiento de viscosidad complejo ^[1].

SURFACTANTE: una sustancia química que se adsorbe preferentemente en una interfaz, disminuyendo la tensión superficial o la tensión interfacial entre los fluidos o entre un fluido y un sólido ^[1].

TRAZADORES RADIACTIVOS: técnica en la cual se inyecta un trazador en la corriente de flujo de un pozo de producción o de inyección para determinar las trayectorias y las velocidades del fluido ^[1].

TUBING: es la tubería que se encuentra dentro del pozo y es usada para producir los fluidos del yacimiento. Los componentes del completamiento son ensamblados en esta tubería, convirtiéndose así en la sarta de producción. El tubing debe ser compatible geoméricamente con el interior del pozo y debe soportar las características del yacimiento y sus fluidos ^[1].

VELOCIDAD DE CORTE: la velocidad de corte es el índice al que cambia la velocidad a la que una capa de fluido pasa sobre una capa adyacente ^[1].

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO MÉTODO PARA REDUCIR LA RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO EN YACIMIENTOS CON EMPUJE HIDRÁULICO².

AUTOR: HERNAN DARIO MEJIA VELA³

PALABRAS CLAVES: relación de agua petróleo (RAP), inyección de químicos, reducción de corte de agua, límite económico, trazadores químicos, control de la producción de agua.

DESCRIPCIÓN

La producción excesiva de agua es un problema que se presenta en gran parte de los campos petroleros a nivel mundial, principalmente en aquellos donde la energía del yacimiento proviene del empuje hidráulico. El agua afecta todas las etapas de la vida del pozo, desde la exploración hasta el abandono, generando impactos desfavorables sobre varias áreas: yacimientos, debido a la migración de finos; medio ambiente, por la disposición y calidad del agua; operaciones, por los requerimientos energéticos, mecánicos, facilidades, entre otros.

La identificación y el diagnóstico de los problemas por los que se presenta una excesiva producción de agua en el pozo son claves para la selección del método adecuado con el fin de reducir o mitigar el incremento de la relación de agua petróleo (RAP). Entre los métodos para controlar el agua se tienen: inyección de químicos en pozos inyectoros y/o productores, aislamiento de zonas mediante herramientas o cementación, y equipos de separación mecánica en el fondo de los pozos.

El límite económico de un pozo o un campo petrolero depende de varios factores, sin embargo los costos asociados a la extracción, tratamiento y disposición del agua producida posiblemente representan el mayor impacto sobre la balanza financiera. La viabilidad técnico económica del escenario se evaluó con la información real de un campo, cuya elevada RAP y caudal de fluido lo caracterizan como pozo candidato a un tratamiento para el control de agua.

² Trabajo de Grado.

³ Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Ph.D. Zuly Himelda Calderón Carrillo.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL STUDY OF CHEMICAL INJECTION AS A METHOD TO REDUCE WATER OIL RATIO IN WATER DRIVE RESERVOIRS⁴.

AUTHOR: HERNAN DARIO MEJIA VELA⁵.

DESCRIPTION

Excessive water production is a main problem in most worldwide oil wells, especially in those where well's energy comes from hydraulic thrust. Presence of water influences the whole well's lifespan: from exploration to well abandonment. Presence of water produces negative impacts over several areas of interest: reservoir, due to migration of fines; environmental management, due to water's quality and disposal; field operations, due to an increase of requirements in energy, mechanical and facilities.

Diagnosis and identification of causes for excessive water production are key issues for selection of an appropriate method to reduce the water to oil ratio (WOR). Among those methods are chemical injection, zone isolation by cementation and mechanical separation at the well's bottom.

Profitability limit of a well or field depends on several issues, however, costs of extraction, treatment and water disposal represent a big impact on financial issues. Technical and economic feasibility of an actual Colombian field with high WOR was evaluated. Due to its features, this kind of fields are usually considered as suitable for application of a method of water control.

⁴ Graduate Project.

⁵ Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Tutor: Ph.D. Zuly Himelda Calderón Carrillo.

INTRODUCCIÓN

Generalmente la producción de agua causa problemas en un pozo de petróleo, razón por la cual las compañías petroleras gastan miles de millones de dólares al año en el manejo del agua. Se podría decir que muchas compañías se han convertido prácticamente en empresas productoras de agua, teniendo en cuenta que en promedio se extraen 3 barriles de agua por cada barril de petróleo producido a nivel mundial [Bailey et al., 2000]. El origen del agua producida se debe a la intrusión de acuíferos en las zonas productoras del pozo, especialmente cuando el mecanismo de producción es el empuje hidráulico. Los programas de inyección de agua, tanto de disposición como de recuperación mejorada, también son una fuente del agua producida.

El empuje hidráulico es uno de los métodos de recuperación primaria más efectivos en yacimientos de hidrocarburos [Pérez, 1969]. Estos yacimientos pueden estar total o parcialmente comunicados con formaciones adyacentes completamente saturadas de agua, las cuales reciben el nombre de acuíferos. Los acuíferos pueden estar localizados en la periferia de la formación productora del yacimiento y en este caso se denominan acuíferos laterales o de flanco, o pueden estar situados por debajo de la formación productora y en tal caso se denominan acuíferos de fondo. Los acuíferos laterales interfieren negativamente en la producción de petróleo bajo el efecto de canalización del agua desde el acuífero hasta la cara de la formación. Los acuíferos de fondo son los responsables de la conificación del agua, la cual se genera debido a la mayor movilidad del agua frente a la del petróleo ($K_{rw} > K_{ro}$).

Actualmente en Colombia se producen cerca de un millón de barriles de petróleo por día y según Rodríguez et al. [2011], se producen alrededor de diez barriles de agua asociada por cada barril de petróleo producido. Los pozos analizados en este estudio, UIS-1 y UIS-2, se encuentran localizados en la cuenca Llanos Orientales, en la región centro-oriental del país, conformada por los departamentos de Meta, Arauca, Casanare, Vichada, Guainía y Guaviare. La cuenca tiene un área de 220.000 km², donde se han perforado más de 1360 pozos. La mayor parte de esta cuenca está compuesta por trampas estratigráficas, con buen sello regional y una baja complejidad estructural. Los sistemas petrolíferos de la cuenca están dados por las formaciones Guayabo, León, Carbonera, Mirador, Guadalupe, Gacheta y Une [Vargas, 2008].

En yacimientos carbonatados, la mojabilidad de la roca al agua es inferior que la del crudo, provocando un mayor grado de movilidad y por tanto mayor flujo [De Ferrer, 2001]. El agua en superficie presenta problemas como: corrosión en la línea de producción, revestimiento, accesorios y líneas superficiales; incrustaciones que obstruyen el flujo; costos adicionales por el manejo de agua; incertidumbre del punto de contacto agua-petróleo; reservas no recuperadas por

abandono de intervalos; y la reducción en la producción de hidrocarburos debido al incremento de la presión hidrostática, limitando la vida económica del pozo.

En este trabajo se presenta un procedimiento para diagnosticar el problema por el que se produce una excesiva cantidad de agua usando los datos de producción, el historial de producción, las características del yacimiento, el estado mecánico y los registros eléctricos de los pozos. Es necesario que se identifique claramente el problema de cada pozo, pues un diagnóstico inadecuado puede provocar la selección de un tratamiento errónea.

Las tecnologías vanguardistas para el control del agua pueden ser una solución para mitigar el incremento de la relación agua-petróleo (RAP), reduciendo los costos e incrementando las reservas recuperables de hidrocarburos. Con el tiempo el número de campos maduros se incrementa y la necesidad de controlar la producción de agua se convierte en un asunto cada vez más importante, para lo cual se pueden aplicar tratamientos químicos o mecánicos para el control del agua. Los tratamientos químicos se basan en la inyección de polímeros gelificados o sellantes a la formación que restrinjan la intrusión del agua al pozo, mientras que los tratamientos mecánicos se refieren a la instalación de tapones o separadores de fondo que mitiguen la producción de agua.

1 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE AGUA

La producción de agua es generadora de varios problemas en un pozo de petróleo, ya que puede estimular la formación de depósitos orgánicos que restrinjan la producción y/o generar incrustaciones; inducir la migración de finos, desencadenando un proceso de producción de arena de formación o incrementar el costo energético de la extracción de petróleo, tanto por el incremento de la carga hidrostática como por su empleo en la extracción de agua asociada. En la actualidad, la industria del petróleo gasta miles de millones de dólares en la producción, tratamiento y disposición final del agua que proviene con el petróleo [Zubillaga, et al. 2003] .

El agua asociada al petróleo tiene varios orígenes, entre ellos el mecanismo de empuje del yacimiento, factores petrofísicos y factores de diseño.

1.1 MECANISMOS DE EMPUJE EN UN YACIMIENTO

La mayoría de los yacimientos petroleros poseen alguna forma de energía almacenada que permite en algunos casos que él mismo produzca sus fluidos. Si un yacimiento tiene suficiente energía, el pozo tendrá flujo natural, en caso contrario una serie de técnicas artificiales se utilizan para poner a producir el yacimiento.

Existen cinco mecanismos de empuje comunes: gas disuelto, empuje hidráulico, capa de gas, segregación gravitacional y por compactación de la roca. Usualmente prevalece uno de ellos, aunque diferentes tipos de empujes pueden ocurrir en combinación. Mediante el análisis de las curvas de declinación de producción se obtiene una buena indicación del mecanismo de empuje dominante.

A continuación, en la Tabla 1 se describen las características principales de cada mecanismo natural de empuje para la producción de hidrocarburos.

Tabla 1. Mecanismos naturales de producción de hidrocarburos

Mecanismo de empuje	Presión yacimiento	GOR de superficie	Producción de agua	Desempeño del pozo	Recobro esperado
Gas disuelto	Declina rápido	Primero bajo, se eleva y vuelve a caer	Ninguna	Requiere bombeo desde etapa inicial	Hasta el 22% del OOIP
Empuje hidráulico	Permanece alta	Permanece bajo	Incrementa rápido	Fluye hasta una alta RAP	Hasta el 50% del OOIP
Capa de gas	Declina despacio	Aumenta	Ninguna o despreciable	Vida productiva larga	Hasta el 30% del OOIP
Segregación gravitacional	Se mantiene	Declina		Mejora permeabilidad relativa gas-oil	Hasta el 60% del OOIP
Compactación	Declina despacio	Permanece igual		Puede afectar la permeabilidad	Hasta el 4% del OOIP

Fuente: Rangel, 2010.

Teniendo en cuenta los resultados y características mostradas por cada mecanismo de empuje natural, en esta monografía se enfoca el uso de químicos reductores del corte de agua a yacimientos con empuje hidráulico, que son los que presentan una mayor producción de agua asociada al petróleo.

1.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO CUANDO EXISTE EMPUJE HIDRÁULICO

Los yacimientos con empuje hidráulico pueden estar total o parcialmente comunicados con formaciones adyacentes completamente saturadas de agua, las cuales reciben el nombre de acuíferos. Los acuíferos pueden estar localizados en la periferia de la formación productora del yacimiento y en este caso se denominan acuíferos laterales o de flanco, o pueden estar situados por debajo de la formación productora y en tal caso se denominan acuíferos de fondo.

En el mecanismo por empuje hidráulico no existe capa de gas, por lo tanto la presión inicial es mayor que la presión del punto de burbuja. Cuando la presión disminuye debido a la producción de fluidos, ocurre un diferencial de presión a través del contacto agua-petróleo. El acuífero reacciona haciendo que el agua que se encuentra en él, invada al reservorio de petróleo originando intrusión, lo cual no

solo ayuda a mantener la presión sino que se observa un desplazamiento inmiscible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

El acuífero puede ser clasificado como finito (limitado) o infinito. En general, los límites externos del acuífero gobiernan el comportamiento del mismo, así:

a) Sistema infinito: indica que el efecto de los cambios de la presión en el límite petróleo/acuífero nunca pueden ser sentidos en los límites externos. Algunos acuíferos afloran y son actores infinitos debido al relleno desde la superficie, manteniendo la presión del yacimiento constante.

b) Sistema finito indica que el límite extremo del acuífero es afectado por el influjo en la zona de petróleo y que la presión en este límite extremo cambia con el tiempo.

La Intrusión de agua ocurre debido a la apreciable expansión del agua del acuífero. A medida que se reduce la presión, el agua se expande y reemplaza parcialmente los fluidos extraídos del reservorio.

Dependiendo de la forma como ingresa el agua al yacimiento de petróleo se clasifican en:

Yacimientos por empuje de fondo: la formación es usualmente de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente. En este tipo de reservorios la conificación puede convertirse en un gran problema.

Yacimientos por empuje lateral: el agua ejerce presión sobre el yacimiento desde los lados, como un pistón o pared, dirigiendo el petróleo hacia la zona de menor presión.

Para que el empuje hidráulico pueda llevarse a cabo es necesario que la permeabilidad de la roca donde se encuentra el yacimiento sea mayor a 50 mD, de lo contrario no habrá posibilidad de transferir energía ni hacer el barrido de la zona de crudo mediante la intrusión de agua.

En la Tabla 2 se muestran las diferentes permeabilidades de las rocas en el subsuelo:

Tabla 2. Permeabilidad intrínseca de algunos tipos de suelos

Permeabilidad relativa	Permeabilidad Alta				Semi-permeable			Muy poco permeable						
Arena o grava no consolidada	Grava continua (o redondeada)		Arena continua o mixta		Arena fina, cieno. Loess, <u>Loam</u>									
Arcilla no consolidada y materia orgánica					Turba		Estrato arcilloso		Arcilla expansiva					
Roca consolidada	Rocas muy fracturadas				Roca petrolífera			Piedra arenisca		Roca sedimentaria, dolomita		Granito		
K (cm ²)	0.001	0.0001	10 ⁻⁵	10 ⁻⁶	10 ⁻⁷	10 ⁻⁸	10 ⁻⁹	10 ⁻¹⁰	10 ⁻¹¹	10 ⁻¹²	10 ⁻¹³	10 ⁻¹⁴	10 ⁻¹⁵	
K (<u>miliDarcys</u>)	10 ⁻⁸	10 ⁻⁷	10 ⁻⁶	10 ⁻⁵	10.000	1.000	100	10	1	0.1	0.01	0.001	0.0001	

Fuente: Permeabilidad de Suelos [Angelone et al., 2006]

En la identificación del origen del problema, es necesario contemplar todos los aspectos del yacimiento y del pozo; entre ellos la petrofísica, la geología, la completación del pozo, los datos de registros de producción e inyección. Esta información puede no estar completa y ser insuficiente para la identificación del problema.

1.3 ORÍGENES DEL AGUA

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante en el campo [Kuchuk, et al. 1999]. Según Bailey et al. es importante distinguir el origen del agua entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (excesiva).

1.3.1 Agua de barrido (sweep water)

Es el agua que cuyo origen se encuentra en los pozos inyectores o en los acuíferos activos que favorecen el barrido de petróleo dentro del yacimiento. El manejo que se le da a esta agua puede ser un factor determinante en la productividad del pozo y las reservas que se logren extraer.

1.3.2 Agua “buena”

Es aquella que se produce a una tasa inferior al límite económico de la relación agua-petróleo (RAP). La producción de agua durante la vida de un pozo es inevitable y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas del yacimiento. El agua proveniente de canalizaciones de pozos inyectoros cercanos se considera como parte del agua aceptable, ya que no hay forma de cegar determinadas líneas de flujo mientras se permite la producción de otras (agua de barrido).

1.3.3 Agua “mala”

Se considera como el agua en exceso aquella en la cual la RAP supera el límite económico de operación del pozo.

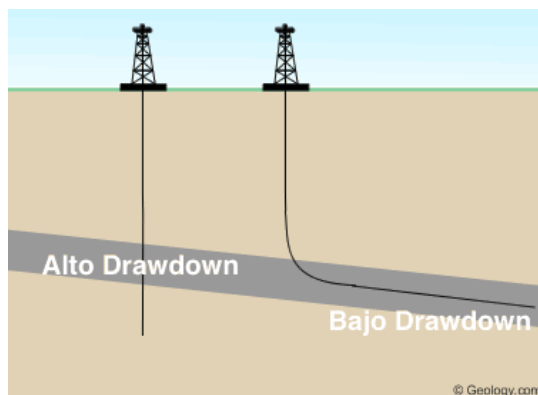
1.4 PROBLEMAS DEL AGUA

Los problemas que se pueden encontrar en los pozos y sus alrededores se describen a continuación:

1.4.1 Tipo de pozo perforado

Los pozos horizontales pueden producir mayores tasas de flujo que los pozos verticales con un drawdown similar, o pueden producir la misma cantidad de fluidos con un drawdown menor que en pozos verticales, lo cual ayuda a retrasar el ingreso de agua en la producción cuando se tiene un acuífero en la base del yacimiento (Reynolds and Kiker 2003). En la Figura 1 se muestra el interior de un pozo vertical y uno horizontal.

Figura 1. Comparación entre pozos verticales y horizontales



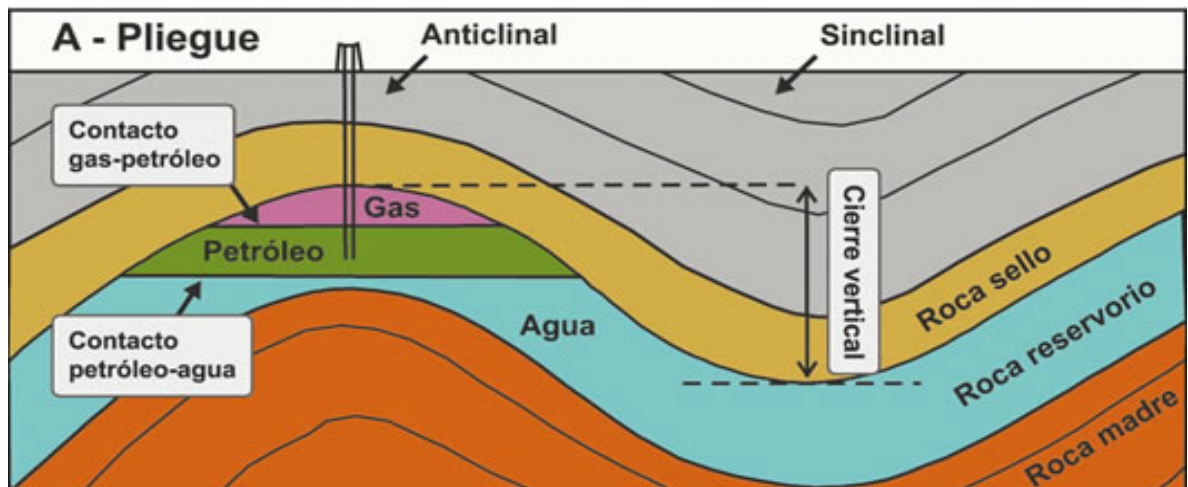
Fuente: <http://geology.com/articles/horizontal-drilling/>

1.4.2 Localización del pozo en el yacimiento

Un pozo perforado o localizado sin tener en cuenta las condiciones estructurales del yacimiento puede resultar en una invasión temprana del agua en la producción. Las trampas de petróleo son de tipo estructural o estratigráfico, siendo las primeras las más comunes.

En la Figura 2 se observa un pozo perforado en la trampa estructural más común de todas que es el anticlinal.

Figura 2. Condiciones estructurales del yacimiento



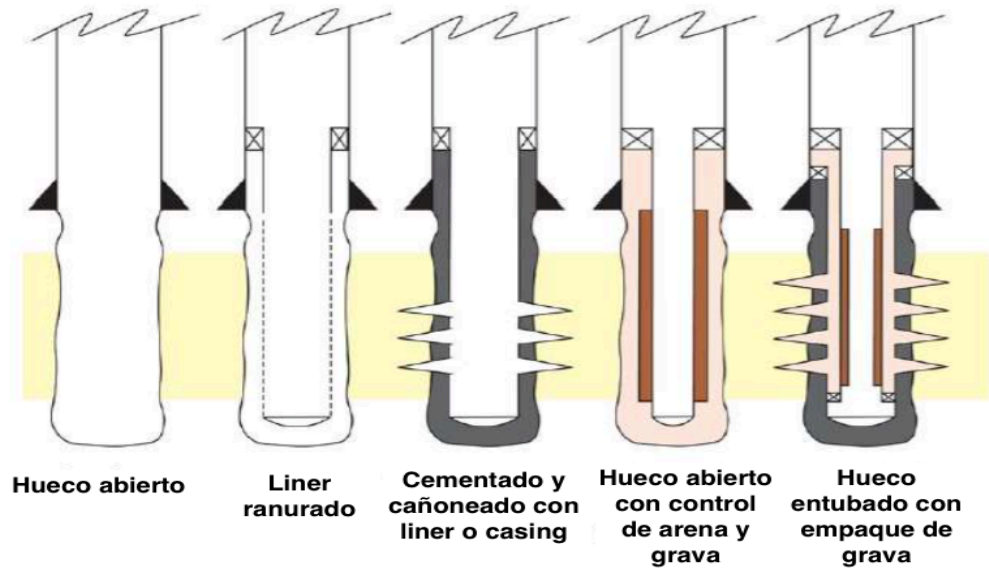
Fuente: http://www.insugeo.org.ar/libros/misc_21/10.htm

1.4.3 Tipo de completamiento

Los tipos de completamiento en los pozos perforados ofrecen un amplio grado de control sobre la zona productora de hidrocarburos, de tal forma que se puedan abrir algunos intervalos para incrementar la producción o taponarlos para mitigar la producción de agua.

En la Figura 3 se observan los diferentes tipos de completamiento, los cuales son implementados de acuerdo a las condiciones del yacimiento y producción esperada.

Figura 3. Tipos de completamiento



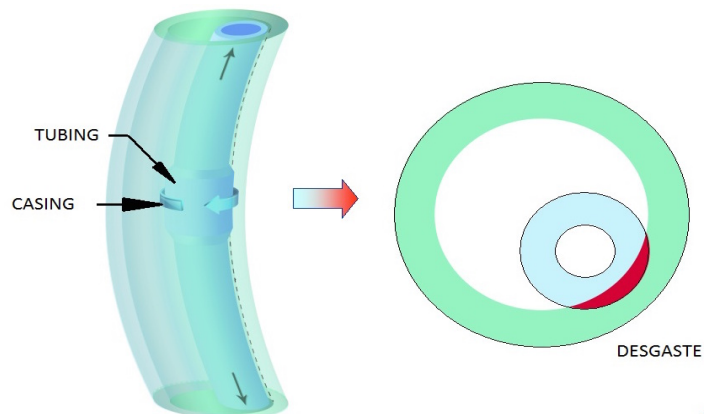
Fuente: Bellarby, 2009

1.4.4 Pérdida de integridad mecánica

Las fisuras causadas por la corrosión, defectos del material, presión excesiva o el desgaste en el casing, pueden permitir que zonas no deseadas del yacimiento o agua de acuíferos cercanos ingresen en la producción del pozo.

En la Figura 4 se observa el daño que sufre la tubería de producción y el revestimiento en zonas con alto grado de desviación.

Figura 4. Daño por contacto metal-metal



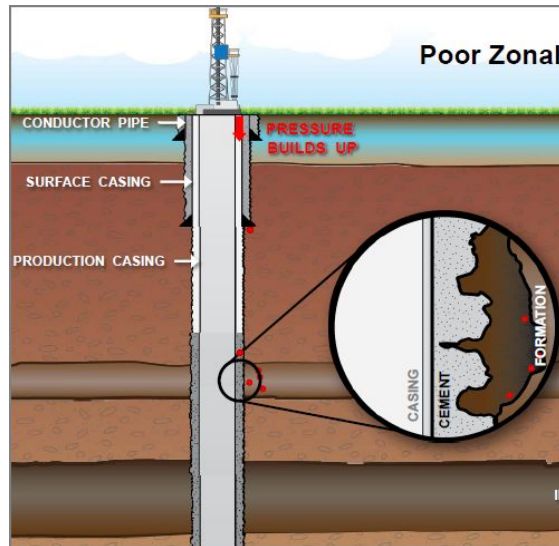
Fuente: Pegasus Vertex Inc.

1.4.5 Filtraciones a través del casing, tubing o empaques

Estas filtraciones son aquellas que ocurren cuando se presentan fallas en alguno de estos tres elementos, permitiendo el ingreso del agua presente en zonas aledañas (Bailey, et al. 2000). Para identificar este tipo de filtraciones se deben conocer como mínimo la densidad del fluido, la temperatura y el caudal de fluidos producidos. Herramientas con sondas eléctricas, como el FloView, pueden identificar pequeñas cantidades de agua en el flujo de producción.

La Figura 5 muestra la intrusión del agua en el pozo por medio de una falla en el casing.

Figura 5. Daño en el casing

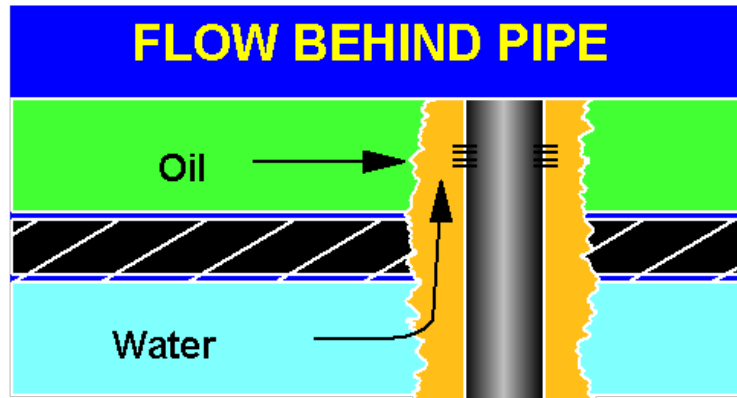


Fuente: Maley, 2012.

1.4.6 Flujo canalizado tras el casing

Este flujo se presenta cuando hay fallas en la cementación, lo cual puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales generados en el cemento permiten que el agua fluya tras el casing e invada el espacio anular. Una causa secundaria puede ser la creación de un vacío detrás de casing cuando se produce arena. Cuando la cementación presenta fallas en su adherencia y consistencia, se podría presentar flujo de agua tras el casing como el que se muestra en la Figura 6.

Figura 6. Flujo tras el casing



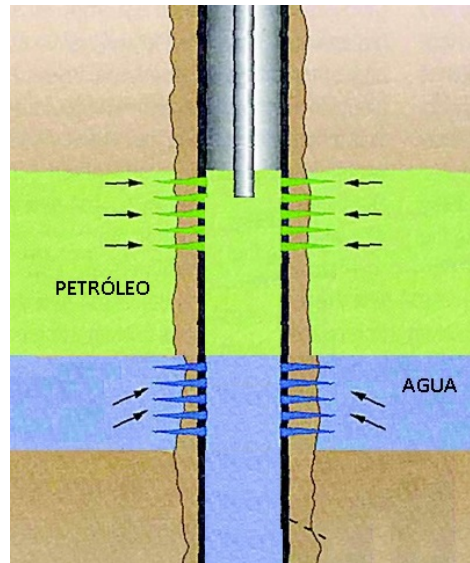
Fuente: Seright, 2001. <http://baervan.nmt.edu/groups/res-sweep/strategy-water-production/flowbehind2-5.html>

1.4.7 Contacto agua-petróleo dinámico

Cuando la permeabilidad vertical es muy baja, el contacto agua-petróleo ascienden lentamente hasta llegar a la zona abierta de un pozo, generando la aparición de agua indeseada. La tendencia a la conificación en yacimientos con poca permeabilidad vertical es tan baja que la aplicación de un tratamiento sellante cerca del hueco resulta efectivo. En pozos verticales solo se requiere de la instalación de tapones para aislar zonas acuíferas, mientras que en pozos horizontales cualquier solución que se aplique en las cercanías del hueco se debe extender bastante en todas las direcciones con respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo de agua horizontal supere los límites del tratamiento y retardar la consiguiente invasión del agua.

En la Figura 7 se muestra como el nivel de agua ascendió uniformemente hasta cubrir los intervalos perforados inferiores.

Figura 7. Contacto agua petróleo



Fuente: Jasinski, 2006.

1.4.8 Fracturas o capas inundadas

En zonas naturalmente fracturadas o capas de alta permeabilidad que se encuentran bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores. Este fenómeno se puede confirmar mediante trazadores radioactivos y pruebas de presión transitoria.

Cuando la zona es fracturada, el agua también puede provenir de un acuífero cercano. Estas fallas pueden ser tratadas con un gel, siempre y cuando las fracturas no contribuyan a la producción de petróleo. Si se identifica el punto por donde ingresa el agua a la producción del pozo, se puede utilizar un fluido de cegado. En yacimientos de carbonatos las fracturas suelen ser verticales, las cuales no generan mayor impacto en pozos verticales pero si en los pozos horizontales, donde fácilmente se observan fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero.

En la Figura 8 se observa el efecto de las fracturas sobre la intrusión del agua en la producción del pozo.

Figura 8. Fracturas o capas inundadas



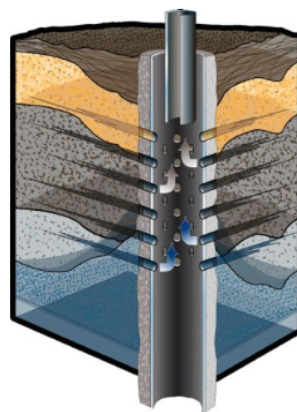
Fuente: Zambrano, 2014.

1.4.9 Conificación

El efecto de conificación o cúspide sucede cuando el contacto de agua petróleo está cerca de los intervalos abiertos a la producción cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada. El problema es que los caudales necesarios para que no se produzca el efecto de conificación pueden ser muy bajos para que resulte económicamente viable.

En la Figura 9 se observa el efecto de la conificación en la producción de un pozo vertical.

Figura 9. Conificación



Fuente: Halliburton's Conformance Portfolio, 2012.

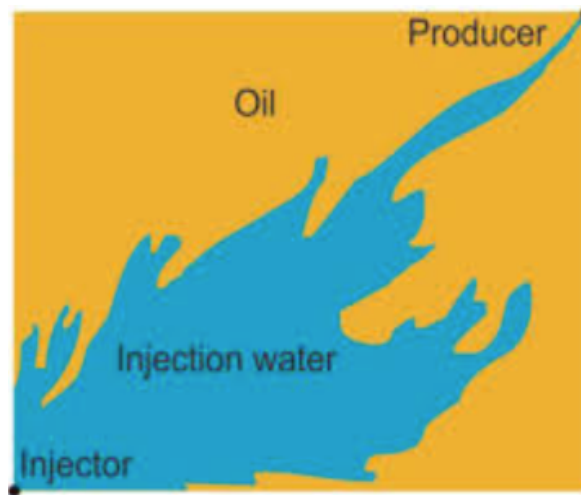
1.4.10 Barrido areal deficiente

La anisotropía areal de la permeabilidad provoca que el agua subyacente de un acuífero o un pozo inyector cercano generen un barrido areal deficiente del petróleo presente en el yacimiento; este efecto se observa especialmente en los depósitos de canales de arena. La solución consiste en desviar el agua inyectada fuera del espacio de los poros, que ya han sido barridos por agua. La inyección de geles y sustancias viscosas es poco viable económicamente debido al volumen requerido, razón por la cual en este tipo de situaciones, con frecuencia se logra mejorar la recuperación mediante la perforación de pozos de relleno.

Los pozos horizontales pueden atravesar zonas con diferentes valores de permeabilidad y presión dentro de la misma capa, lo cual también provoca un barrido areal deficiente.

En la Figura 10 se ilustra un campo con varios pozos productores e inyectores, cuyo comportamiento de barrido del crudo es poco eficiente debido a los canales de comunicación de agua entre los pozos.

Figura 10. Barrido areal deficiente



Fuente: Hernández, 2016.

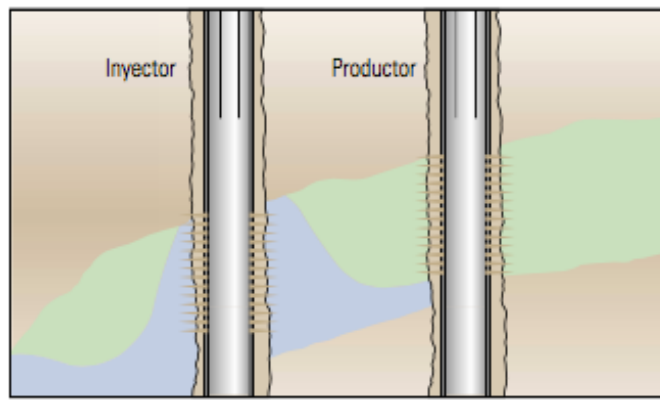
1.4.11 Segregación gravitacional

Este problema ocurre en capas de gran espesor y con alta permeabilidad vertical. El agua, ya sea que provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se escurre hacia abajo en la formación permeable y barre sólo la parte inferior del yacimiento. Es poco probable que los tratamientos con geles produzcan resultados duraderos y cegar los disparos inferiores en los pozos inyectores tendrá poco efecto. Fluidos viscosos y

gasificados pueden mejorar el barrido vertical. En los pozos horizontales, la segregación gravitacional puede ocurrir cuando el hueco se encuentra cercano al fondo de la zona productiva, o bien cuando se supera la tasa crítica de conificación local.

En la Figura 11 se observa como el agua de un pozo inyector puede acumularse en la zona inferior de la capa, incrementando su avance con respecto al frente toda de inyección.

Figura 11. Segregación gravitacional



Fuente: Bailey, et al. 2000

1.5 PROBLEMAS CAUSADOS POR EL AGUA

Además de incrementar los costos de extracción, tratamiento y disposición del fluido, la producción excesiva de agua puede afectar la producción de hidrocarburos mediante los siguientes eventos:

1.5.1 Reducción de la permeabilidad relativa del aceite

La ecuación de Darcy ubica a la permeabilidad efectiva de la formación directamente proporcional a la producción de aceite. Cuando se produce agua, la permeabilidad relativa del aceite disminuye gradualmente, esto es porque la saturación de agua va en aumento (Ascencio et al., 2001).

1.5.2 Incremento del peso de la columna

Debido a que la densidad del agua es mayor que la del aceite, a medida que el corte de agua aumente, el peso de la columna dentro del pozo se incrementará

significativamente, es decir, la caída de presión total aumenta por lo que la productividad del pozo disminuye.

1.5.3 Depósito e incrustación de minerales

El agua yacente en la roca está en equilibrio con la formación, por tal motivo contiene minerales solubilizados a temperaturas y presiones específicas de las profundidades a la que se encuentra. Cuando el agua en equilibrio empieza a inundar el pozo, las condiciones físico-químicas cambian con la profundidad, por lo que algunos minerales comienzan a ser precipitados y adheridos a la pared de la tubería de producción causando una reducción del diámetro del mismo que se traduce en un aumento de la caída de presión.

2 TÉCNICAS PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN DE AGUA

Las técnicas para controlar la producción excesiva de agua pueden ser: mecánicas, de completamiento o químicas. En algunas ocasiones y según el problema que se tenga, puede ser necesaria la implementación de varias técnicas para el control del agua.

A continuación se hará una breve descripción de los tratamientos mecánicos y de completamiento, profundizando en las soluciones químicas que son objeto de estudio.

2.1 SOLUCIONES MECÁNICAS

Los tapones mecánicos o inflables son un mecanismo utilizado para aislar por completo una zona inundada o para reparar filtraciones en el revestidor. Los tapones tienen dos formas de actuar: bloqueando por completo la tubería o actuando como camisas, las cuales se adhieren y bloquean el flujo a través de las paredes del hueco pero permiten el paso de fluidos a través de la tubería o hueco. Esta tecnología se utiliza para cegar huecos abiertos o revestidos, probando ser una buena solución en ambos casos. Las camisas inflables se construyen de acuerdo a las necesidades, ajustándose a los intervalos que presentan falla y soportando las presiones del hueco. En caso de que se quiera retirar el tapón es necesario fresarlo mediante técnicas de perforación. La desventaja de usar los tapones tipo camisa corta es que reducen el diámetro del hueco, ocasionando restricciones a la producción.

2.2 SOLUCIONES DE COMPLETAMIENTO

Entre las diferentes alternativas de completamiento están: pozos con múltiples tramos laterales, desviaciones de sus trayectorias, aislamiento con tubería flexible y completamiento dobles; para problemas como contactos de agua petróleo ascendentes, conificación, barrido areal incompleto y segregación gravitacional. Una técnica muy usada cuando se presenta conificación es la coproducción de agua que consiste en cañonear la zona de agua y utilizar completamientos dobles. Puede incrementar el corte de agua, sin embargo mejora la eficiencia de barrido y aumenta las reservas recuperables a largo término.

2.3 SOLUCIONES QUÍMICAS

La inyección de químicos como método para el control del agua requieren el emplazamiento preciso del fluido, por lo cual es necesario el uso de empacadores inflables que separen las zonas de tratamiento sin que exista el riesgo de afectar las zonas productoras.

Los químicos usados deben tener características especiales para que puedan soportar las condiciones del yacimiento y de ésta forma alargar la efectividad del tratamiento. Las características requeridas dependerán del sitio donde serán inyectados y la función que se espera que cumplan, pero en común deben poseer resistencia a las siguientes condiciones: altas temperaturas, altas presiones, ambientes ácidos o básicos, ambientes corrosivos y ataque microbiano.

2.3.1 Clasificación de químicos usados para control de agua

El uso de geles y polímeros se clasifican según su tratamiento y funcionalidad para los tratamientos químicos actuales de la industria [Bermudez, 2004]

Según el tratamiento:

1. Geles Inorgánicos
2. Resinas / Elastómeros
3. Sistemas basados en monómeros
4. Geles Polímeros
 - Tipo Sellante:
 - Modificadores de Permeabilidad Relativa
5. Polímeros / Sistemas viscosos
6. Bio-Polímeros
7. Inundación viscosa (con polímeros, opcionalmente espumado)
8. Taponador selectivo de las zonas de agua
9. "Miscellaneous grouting materials" (Materiales en lechada de miscelas)

Según su funcionalidad:

1. Sellantes
2. Modificadores de Permeabilidad Relativa
3. Controladores de movilidad.

El tratamiento de geles es ampliamente usado debido a su bajo costo de aplicación y al corto tiempo en que se recupera la inversión. De acuerdo a pruebas realizadas en 300 pozos productores de petróleo por Portwood, 1999, el tiempo en que se recupera la inversión varía entre 30 y 180 días, con un costo de \$0,5 a \$2,0 dólares por barril de crudo incremental producido.

2.3.2 Ventajas del tratamiento químico

Algunas de las razones para escoger químicos en lugar de otros métodos [Kabir, 2001] son las siguientes:

Sello de canales y pequeñas fisuras: los métodos mecánicos, los tapones y la cementación pueden proveer un sello a lo largo de la cara de la formación, sin embargo hay algunos casos donde se desea penetrar con el material sellante a través de pequeños canales o fisuras, donde estos métodos pueden no tener éxito.

Reducción selectiva de una fase no deseada: en el caso de una zona con alta permeabilidad con el flujo no cruzado, se desea sellar la zona con alta producción de agua y permitir el flujo del petróleo. En este caso, se requiere el aislamiento mecánico o el recañoneo de la zona de aceite si se elige un trabajo de cementación, trabajos que son bastante costosos. Como alternativa se puede bombear un modificador de permeabilidad relativa sin que se requiera el aislamiento de la zona, reduciendo la permeabilidad al agua mucho más que la permeabilidad al crudo.

Para aplicaciones de flujo radial (pozos sin fracturas), este método requiere que el gel entre en contacto con la roca. Desafortunadamente, a la fecha no existe un gel comercial que garantice la permeabilidad al petróleo de una manera predictiva o controlable.

Recañoneo de zonas más bajas: algunas veces las zonas agotadas deben ser selladas para recañonear y abrir zonas subyacentes. Una de las opciones es la cementación de la zona y la reperforación del cemento endurecido en el casing, con el fin de alcanzar la zona objetivo. Sin embargo esta operación puede resultar costosa. Es posible usar un químico para sellar la zona, y posteriormente podría ser lavado y retirado de la cara del pozo de una manera sencilla y a bajo costo.

Desempeño del yacimiento: en el caso del barrido o inundación del yacimiento, se requiere el control de permeabilidad o el bloqueo de canales altamente permeables mediante el uso de químicos.

En la Tabla 3 se describen los tratamientos químicos más comunes, identificando el problema para el cual fueron diseñados.

Tabla 3. Soluciones químicas aplicadas a la producción excesiva de agua

Tratamientos	Características del tratamiento	Problemas a los que aplica
Cementación	Capacidad de penetrar fracturas inferiores a 160 micrones. Resistente a la compresión y a los ataques químicos.	Flujo por detrás del revestidor. Sella disparos cuando hay capas inundadas o conificación.
Geles rígidos	Efectivos para cortar excesos de agua en la cercanía del pozo productor. Son polímeros con aditivos reticuladores que se pueden mezclar con facilidad y tienen vida útil prolongada.	Flujo por detrás del revestidor. Capas inundadas sin flujo transversal. Instalación selectiva en puntos de intrusión de agua.
Fluido gelificado	Puede ser inyectado en formaciones con permeabilidades superiores a 5 darcies. Fluido poco costoso aplicado en grandes cantidades en pozos inyectoros y productores. Son polímeros reticulados fáciles de mezclar y se pueden bombear a través de las mallas de completamiento.	Fallas o fracturas.
Modificadores de permeabilidad relativa	Fluidos selectivos en forma de polímeros y surfactantes para tratamientos cercanos al hueco. Se aplican en yacimientos con permeabilidades heterogéneas. Detienen el flujo en las capas de agua, manteniendo el comportamiento del fluido en las capas de petróleo.	Capas de agua.

Fuente: Bailey et al. 2000.

En la Tabla 4 se hace una descripción general, con ventajas y desventajas de la aplicación de cada uno de los químicos como método de control de agua.

Tabla 4. Tratamientos químicos para el control del agua

TRATAMIENTO	VENTAJAS	DESVENTAJAS	EJEMPLOS
Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes	Taponan los espacios porales, restringiendo el movimiento del fluido. Permite la inyección profunda antes de que reaccione formando un gel tridimensional.	Requieren medios de colocación selectiva para evitar que se tape la zona productora. Se aplica en caso que solo se presente conificación. Son de corta duración.	Silicato de sodio, resinas, látex, poliacrilamidas reticuladas con cromo y PVA reticulado con glutaraldehído.
Reductores Desproporcionados de Permeabilidad (DPR)	No se precipitan, no se hinchan ni se viscosifican en presencia de hidrocarburos.	Se requiere en algunos casos aislación mecánica.	Tetra metil ortosilicato (TMOS), etil silicato
Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB)	Son selectivos en cuanto a la ubicación y taponamiento de los poros.	Gel libre de sólidos puede ser bombeado e inyectado en el reservorio en condiciones matriciales. (Por debajo de la presión de fractura)	VAS-Surfactante viscoelástico aniónico.
Modificadores de permeabilidad relativa (RPM)	Son más seguros en el mantenimiento de la producción de petróleo comparado con los SPB.	Sensibles a cambios de pH, salinidad y baja presión. No son líquidos. Para casos en que los grados de movilidad petróleo/agua están por debajo de 10.	Poliacrilamidas (escleroglucanos). Poli Dimetil-dialil cloruro de amonio. Vinil-amida.

Fuente: Zubillaga, et al. 2004

3 CARACTERIZACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Inicialmente los pozos perforados podrían tener una alta o baja relación de agua en su producción, situación que varía de acuerdo al punto donde fue cañoneada la formación, a las características permeables de la zona o al ensamblaje de los accesorios de fondo que permitirán la producción del pozo, ya sea en flujo natural o empleando los métodos de levantamiento artificial. Sin embargo, todos los yacimientos cuya energía se obtiene a partir del empuje hidráulico tienden a incrementar el corte de agua en su producción debido a que la permeabilidad relativa del agua es superior a la del aceite, facilitando su movilización dentro de la roca.

Normalmente los pozos de petróleo con alto corte de agua tienen una elevada energía en el yacimiento, lo cual permite mantener caudales de flujo alto durante un tiempo prolongado.

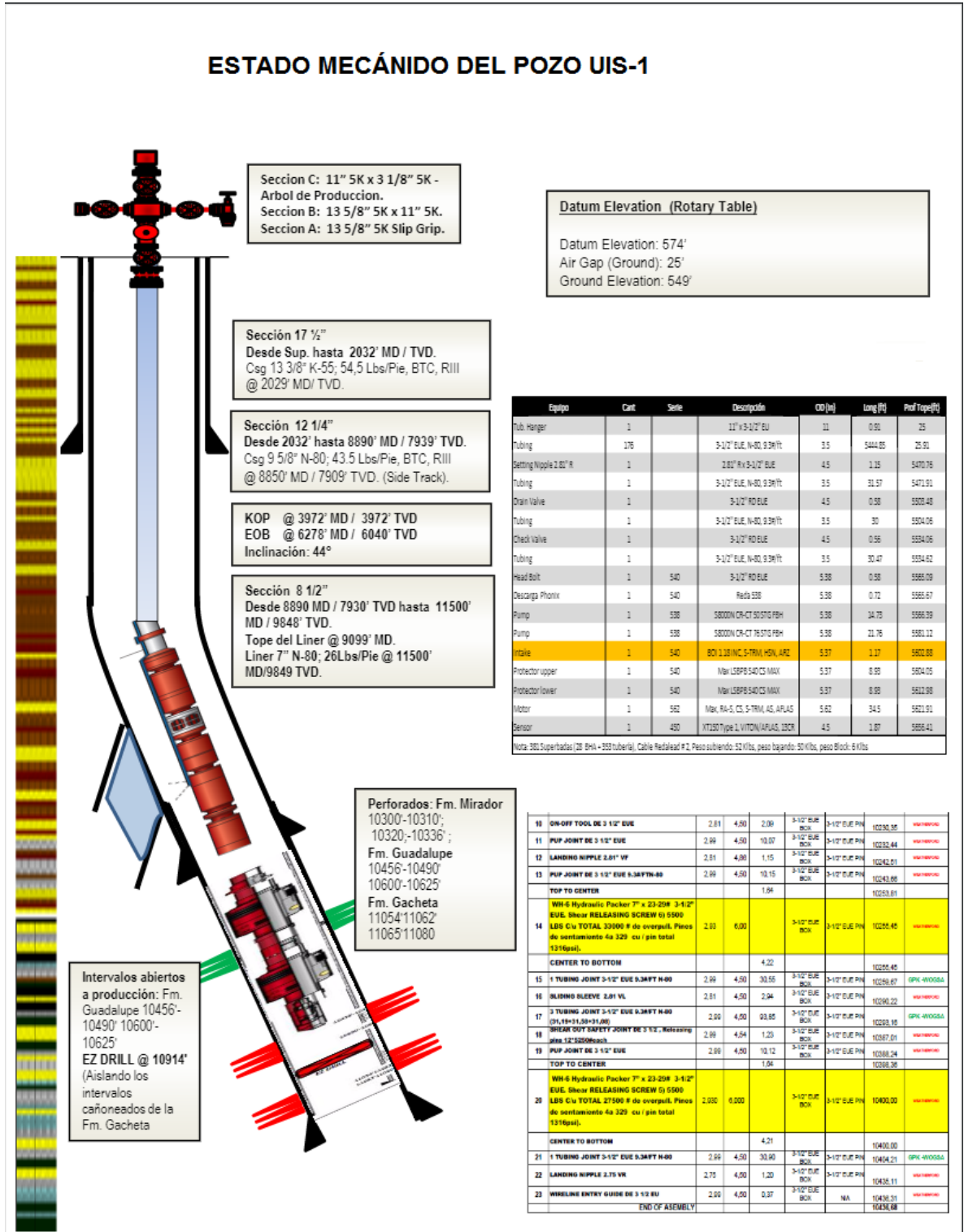
Los pozos seleccionados para este estudio son los pozos productores UIS-1 y UIS-2, y el pozo inyector para disposición de agua ACE-1, los cuales se encuentran localizados sobre la misma plataforma del campo. Debido a las normas de confidencialidad de la empresa a la que pertenece el campo en estudio no se hace referencia temporal, ni localización, ni identificación de los pozos; sin embargo, los datos de producción y yacimientos son reales y contemporáneos.

3.1 POZO PRODUCTOR DE PETRÓLEO UIS-1

El pozo UIS-1 está localizado en la cuenca Llanos de Colombia al suroccidente del departamento del Casanare, perforándose a una profundidad total de 11.232 pies. Se probaron las formaciones de Gacheta, Guadalupe y Mirador, de las cuales se encuentra produciendo Guadalupe en los perforados 10.456'-10.490' y 10.600'-10.625'. En total son 89 pies cañoneados y abiertos a la producción.

La extracción de los fluidos del pozo UIS-1 se realiza por medio de una bomba electrosumergible cuyo completamiento se describe en la Figura 12

Figura 12. Estado mecánico del pozo UIS-1



Fuente: Información facilitada por el Departamento de Perforación, campo UIS.

Las características de los fluidos y las condiciones con las que se extraen los hidrocarburos en el pozo UIS-1 se describen en la Tabla 5 y Tabla 6

Tabla 5. Características de los fluidos producidos por el pozo UIS-1

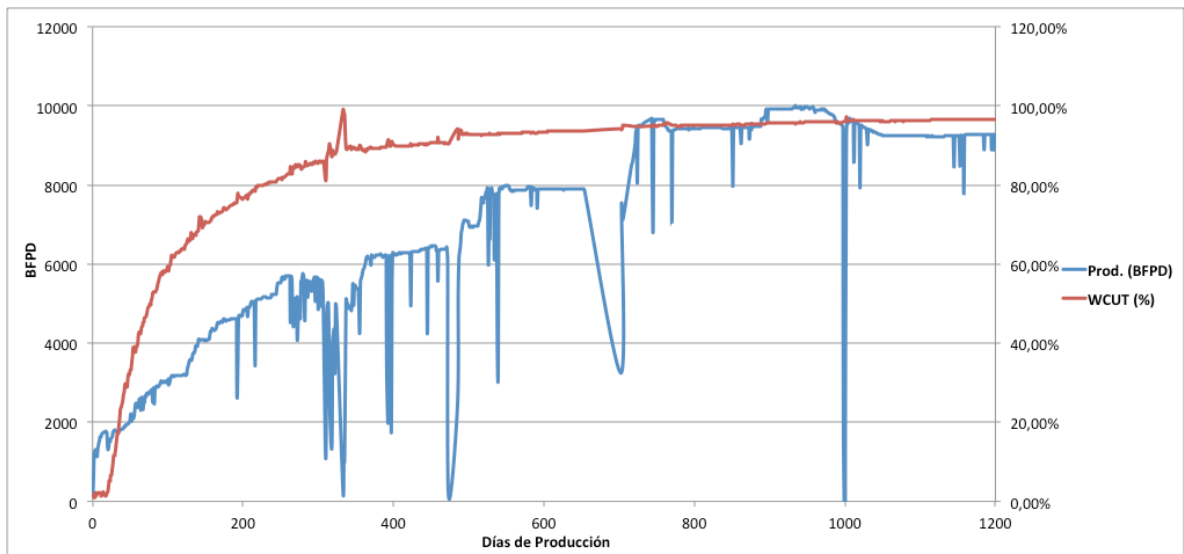
Pozo	Petróleo (BOPD)	Agua (BWPD)	BS&W (%)	Gas (SCFD)	Densidad (°API)	Cloruros (ppm)
UIS-1	274	8975	97	0	12,4	97

Tabla 6. Condiciones de operación del pozo UIS-1

Pozo	WHP (psi)	WHT (°F)	Choque (1/64")	Frecuencia (Hz)	PIP (psi)
UIS-1	41	205	128	54,5	1951

El historial de producción del pozo UIS-1 desde el momento de su apertura junto con el comportamiento del corte de agua se visualiza en la Figura 13. Las caídas en la producción del pozo se deben a fallas operacionales o paradas programadas.

Figura 13. Historia de producción del pozo UIS-1



3.2 POZO PRODUCTOR DE PETRÓLEO UIS-2

El pozo UIS-2 está localizado en la cuenca Llanos de Colombia al suroccidente del departamento del Casanare, finalizando su perforación a una profundidad total de 10.865 pies. Se probaron las formaciones Mirador, Guadalupe y Gacheta, de las cuales se encuentra produciendo Guadalupe en los intervalos 10.189'-10.203' y 10.076'-10.083'. En total son 21 pies cañoneados y abiertos a la producción

La extracción de los fluidos del pozo UIS-2 se realiza por medio de una bomba electrosumergible.

Las características de los fluidos y las condiciones con las que se extraen los hidrocarburos en el pozo UIS-1 se describen en la Tabla 7 y Tabla 8

Tabla 7. Características de los fluidos producidos por el pozo UIS-2

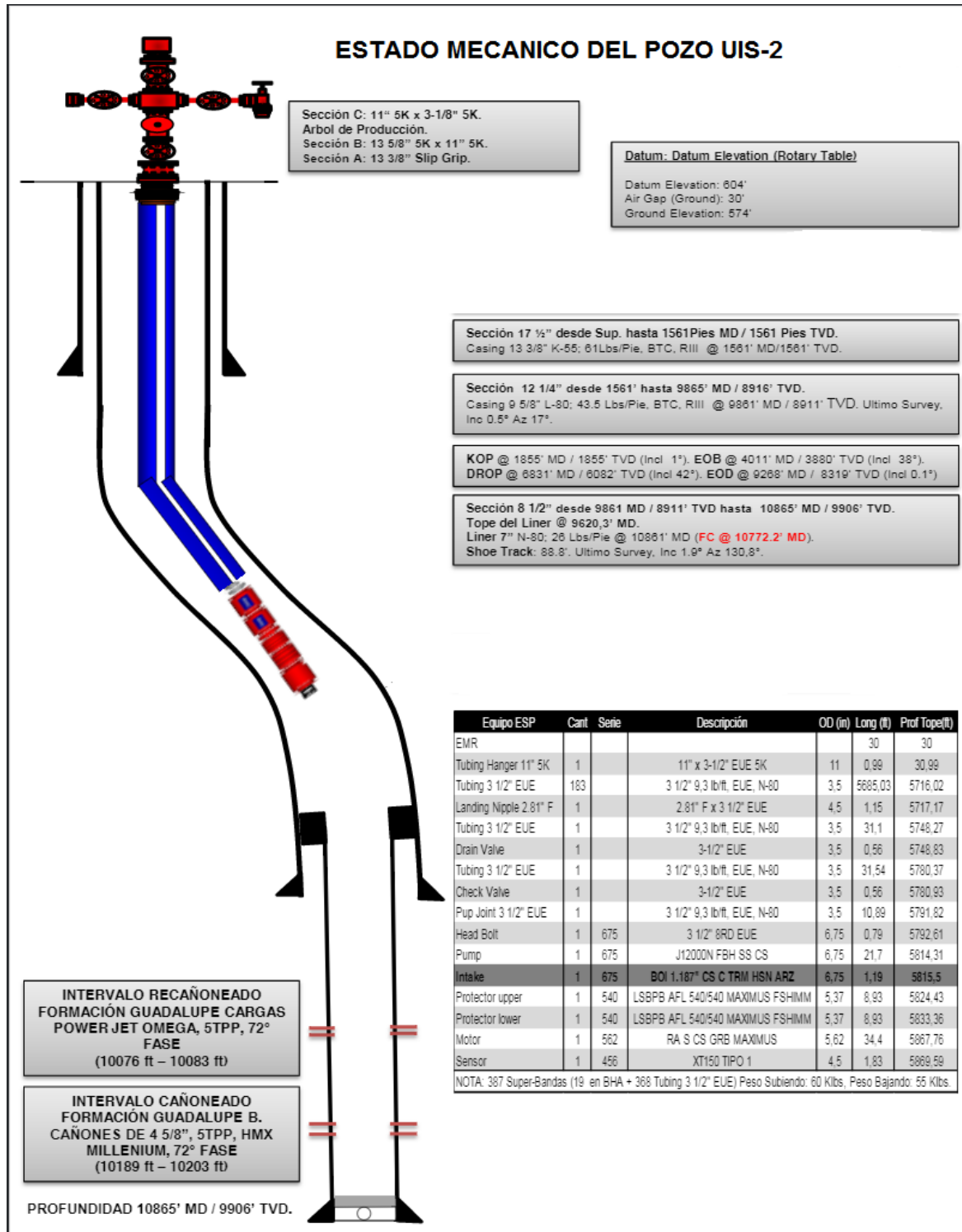
Pozo	Oil (BOPD)	Water (BWPD)	BS&W (%)	Gas (SCFD)	Densidad (°API)	Cloruros (ppm)
UIS-1	462	5882	92,7	0	12,6	137

Tabla 8. Condiciones de operación del pozo UIS-2

Pozo	WHP (psi)	WHT (°F)	Choque (1/64")	Frecuencia (Hz)	PIP (psi)
UIS-1	63	205	53	49	1483

En la Figura 14 se observa el estado mecánico del pozo, describiendo el completamiento de la bomba y los intervalos cañoneados.

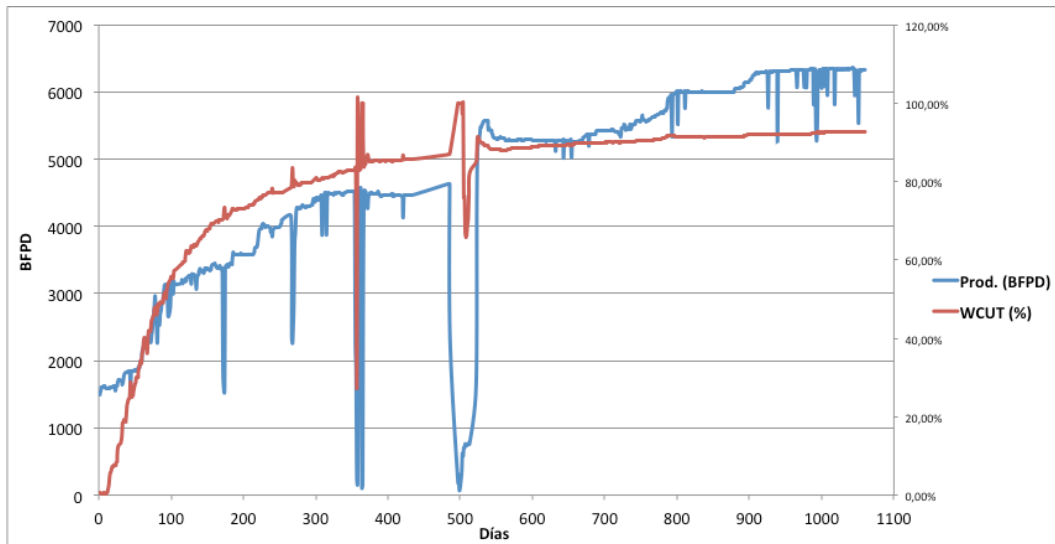
Figura 14. Estado mecánico del pozo UIS-2



Fuente: Información facilitada por el Departamento de Perforación, campo UIS.

En la Figura 15 se muestra el historial de producción del pozo UIS-2 desde el momento de su apertura hasta la actualidad. Estos datos son la base de estudio para identificar el problema o problemas que pueden estar afectando al pozo. Las caídas en la producción del pozo se deben a fallas operacionales o paradas programadas.

Figura 15. Historia de la producción del pozo UIS-2

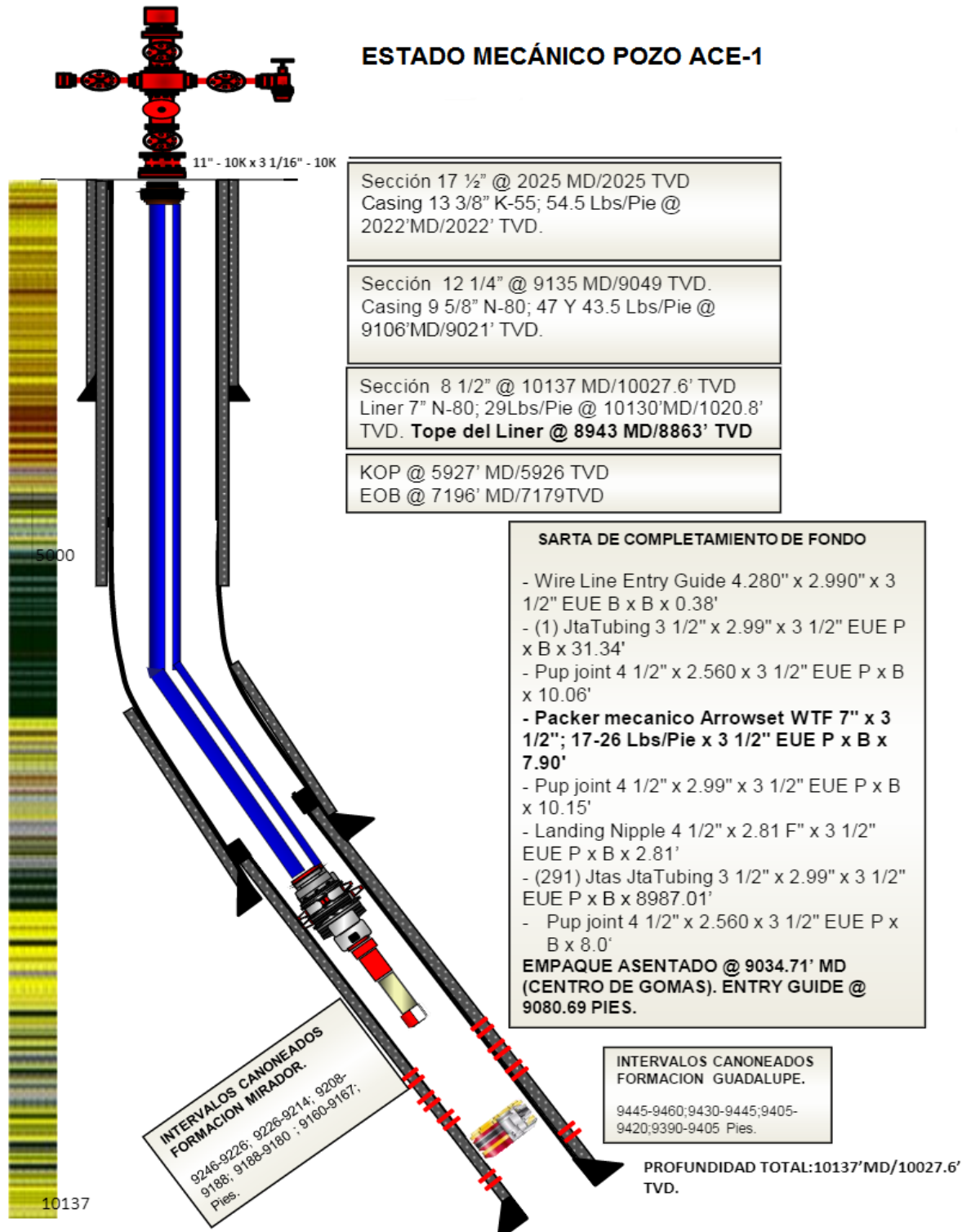


3.3 POZO INYECTOR DE DISPOSICIÓN DE AGUA ACE-1

El pozo ACE-1 está localizado en la cuenca Llanos de Colombia al suroccidente del departamento del Casanare, finalizando su perforación a una profundidad total de 10.050 pies. Inicialmente se realizó una prueba de producción en la formación Mirador, pero debido al alto corte de agua del fluido producido, se hizo una segunda prueba de inyección en la formación Guadalupe y finalmente una tercera prueba en la formación Mirador, donde actualmente inyecta el agua. La disposición de agua en el pozo ACE-1 se realiza en los intervalos cañoneados 9.160'-9.167', 9.180'-9.208', 9.214'-9.246' de la formación Mirador, para un total de 67 pies abiertos a la inyección de fluidos.

En la Figura 16 se muestra el estado mecánico actualizado del pozo inyector de disposición de agua ACE-1.

Figura 16. Estado mecánico del pozo inyector ACE-1



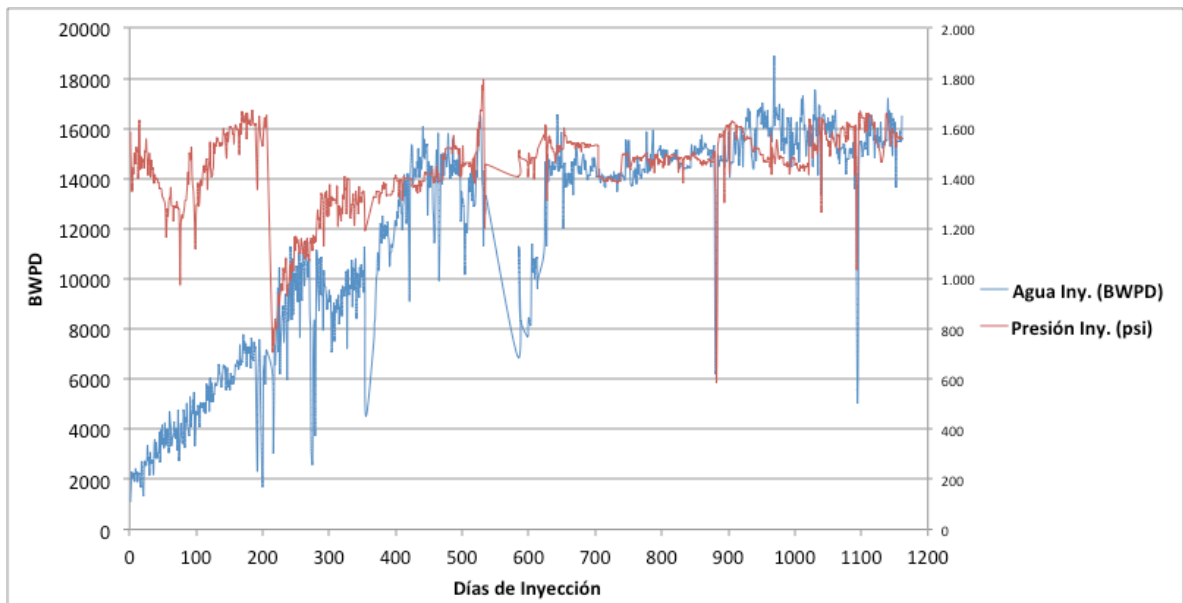
Fuente: Información facilitada por el Departamento de Perforación, campo UIS.

En la Tabla 9 se describen las condiciones de operación actualizadas del pozo inyector ACE-1 y en la Figura 17 se observa el comportamiento de presión y caudal desde el momento en que se abrió el pozo para inyección.

Tabla 9. Condiciones operacionales del pozo ACE-1

Pozo	WHP (psi)	WHT (°F)	Caudal inyectado (BWPD)	Cloruros (ppm)	pH
ACE-1	1500	200	16000	250	6,8

Figura 17. Historia de inyección del pozo ACE-1



3.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO

Para el diagnóstico y selección del método requerido para controlar el agua, es importante conocer la mayor cantidad de información de los pozos candidatos, tanto en el historial de producción como en su estado mecánico y de yacimientos.

Los pozos UIS-1 y UIS-2 producen de dos estratos de la formación Guadalupe, en un rango de profundidades que van desde los 10.076' hasta los 10.625'.

En la Tabla 10 y Tabla 11 se registran condiciones de permeabilidad, porosidad y saturación del yacimiento de los pozos productores UIS-1 y UIS-2.

Tabla 10. Permeabilidad de los pozos UIS-1 y UIS-2

Pozo	K (md)	Presión a PMP (psi)	T fondo (F)
UIS-1	8930	3208	198
UIS-2	1430	4431	

Tabla 11. Porosidad y saturación de los pozos UIS-1 y UIS-2

Guadalupe B					
Pozo	Intervalo (ft)	Porosidad	Sw	So	Intervalo cañoneado
UIS-1	23.00	0.22	0.49	0.51	10456'-10490'
UIS-2	11.00	0.20	0.34	0.67	10076'-10083'
Guadalupe A					
Pozo	Intervalo (ft)	Porosidad	Sw	So	Intervalo cañoneado
UIS-1	47.00	0.23	0.38	0.62	10600'-10625'
UIS-2	18.00	0.21	0.34	0.66	10189'-10203'

3.5 FORMACIONES GEOLÓGICAS DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES

La columna estratigráfica presente en los Llanos Orientales consta de varias formaciones, las cuales serán descritas a continuación en orden ascendente [López, 2012]:

Formación Gacheta: constituida principalmente por arcillolitas y lutitas de colores negro y gris oscuro con alto contenido de materia orgánica, intercalados ocasionalmente se presentan lentes de arenas cuarzosas de grano fino a medio. Se le ha asignado un ambiente de depósito marino y se le considera como la principal roca generadora de aceite para la cuenca de los Llanos Orientales presentando un espesor aproximado de 120 pies.

Formación Guadalupe: está conformada por areniscas masivas depositadas en un ambiente deltaico marino con intercalaciones delgadas de lutitas hacia la base, seguido por un ambiente de sedimentación de llanura costera hacia la parte superior de la secuencia. Está constituida por paquetes entre 5 a 20 pies de areniscas de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente

calcáreo, con laminación cruzada tangencial. Su espesor puede llegar a ser de 500 a 550 pies y suprayace la formación Gachetá de manera concordante.

Formación Barco: está conformada por una secuencia moderadamente homogénea de areniscas amalgamadas que fueron depositadas en un ambiente fluvial a canales deltaicos. Las areniscas son de grano medio a grueso y con estratificación cruzada. Ocasionalmente se encuentran delgadas intercalaciones de arcillas grises, parcialmente limosas, principalmente hacia la base y suprayace la formación Guadalupe. Su espesor varía entre 30 a 350 pies.

Formación Mirador: está conformada por una secuencia gruesa de depósitos de canales de arenas fluviales amalgamados. Las arenas son de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas y de color claro, limpias, masivas y con estratificación cruzada. Ocasionalmente se encuentran delgadas intercalaciones de arcillas y limolitas grises. Esta unidad se encuentra descansando en forma discordante sobre la formación Guadalupe en el sector oriental de la cuenca. El espesor varía entre 30 y 450 pies, con desaparición por adelgazamiento progresivo hacia el Este.

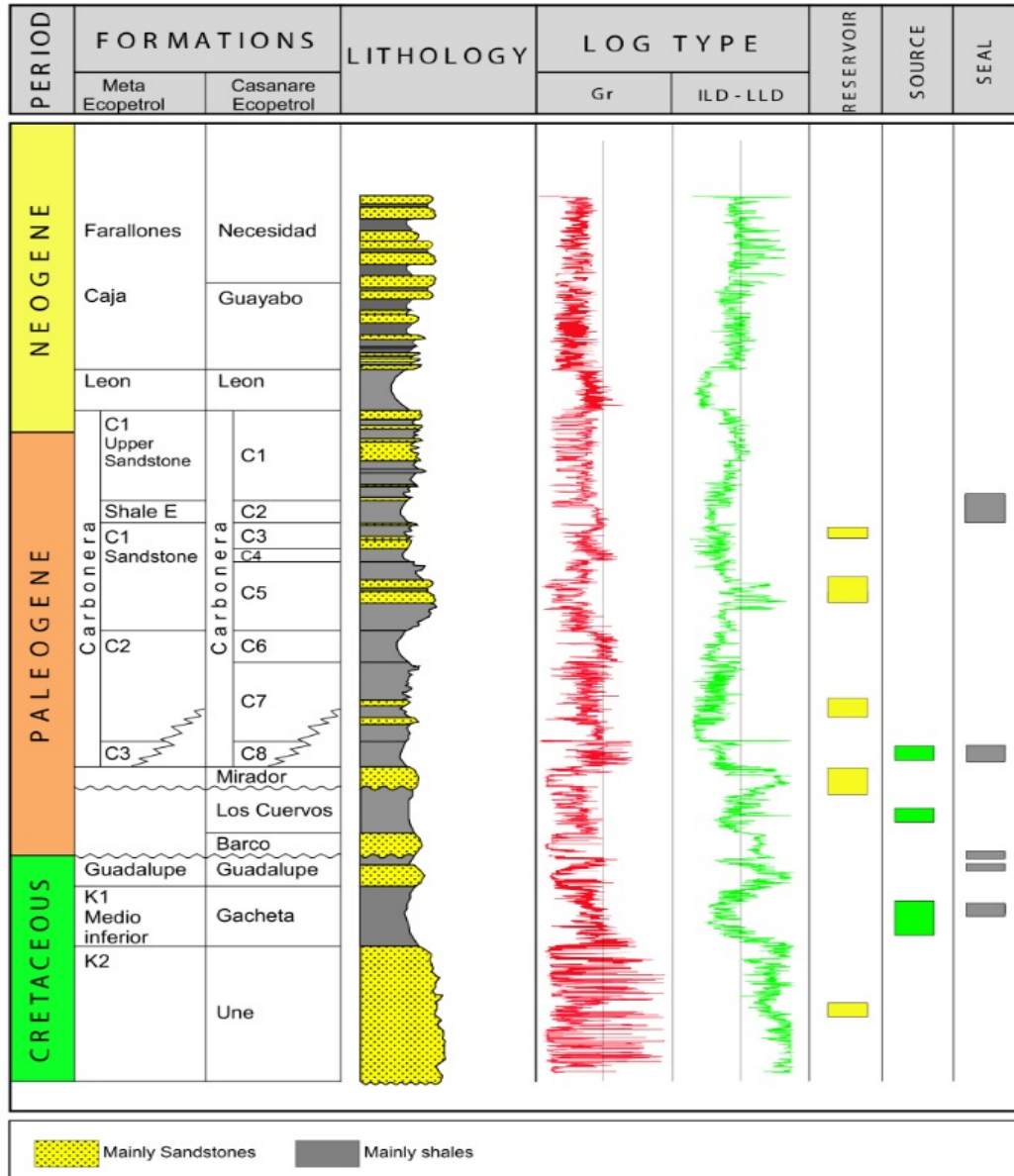
Formación Carbonera (8-1): consiste en una serie alternante de areniscas y arcillolitas (grises a grises verdosas y marrón), limolitas y carbones. Presenta un contacto concordante con la formación Mirador que las infrayace. Las areniscas son de mayor proporción hacia la parte superior e inferior de la sección. La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un origen generalmente no marino. Esta formación ha sido dividida en ocho miembros (Carbonera C8 a C1). Cada par de unidades consiste en un miembro superior formado por intercalaciones de areniscas de origen fluvial y arcillas, y un miembro inferior constituido por arcillolitas que fueron depositadas en un ambiente de planicies costeras. Esta formación presenta un acuñamiento en dirección Este con espesores que varían entre 1200 y 2600 pies.

Formación León: la fauna encontrada dentro de esta formación permite asignarle una edad comprendida entre el Oligoceno Superior y el Mioceno Inferior. Se encuentra constituida principalmente por lutitas homogéneas de color gris a gris verdoso con delgadas intercalaciones de limolitas. Esta formación fue depositada en un medio marino somero y representa el último pulso transgresivo del mar en la cuenca de los llanos. Su espesor varía entre 700 y 2500 pies.

Formación Guayabo: el depósito de esta formación fue el resultado de la rápida erosión y depositación de sedimentos provenientes del rápido levantamiento de la Cordillera Oriental en el Mioceno Superior. Corresponde a una secuencia monótona de gravas y arenas depositadas en un ambiente fluvial, y de conglomerados con pequeñas intercalaciones de arcillolitas y lodolitas rojas que reflejan un ambiente continental, su espesor es variable y puede tener hasta 10.000 pies.

En la Figura 18 se ilustra cómo está conformada la columna estratigráfica de la cuenca Llanos Orientales.

Figura 18. Columna estratigráfica de la cuenca Llanos Orientales



Fuente: Barrero, 2007.

4 DIAGNOSTICO DE LOS PROBLEMAS DE AGUA

Los diagnósticos de pozos se utilizan de tres maneras: la primera es para seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control de agua. La segunda para determinar el problema de agua de manera que se pueda seleccionar un método de control adecuado y la tercera para localizar el punto de entrada del agua en el pozo de tal manera que se pueda emplazar el tratamiento en el lugar correcto.

Generalmente el historial de producción de un pozo contiene mucha información que puede ayudar a diagnosticar el problema del agua. Se han desarrollado varias técnicas analíticas para distinguir las diferentes fuentes que producen agua, entre las cuales se encuentran la relación de agua-petróleo, los datos de producción y las mediciones de los registros.

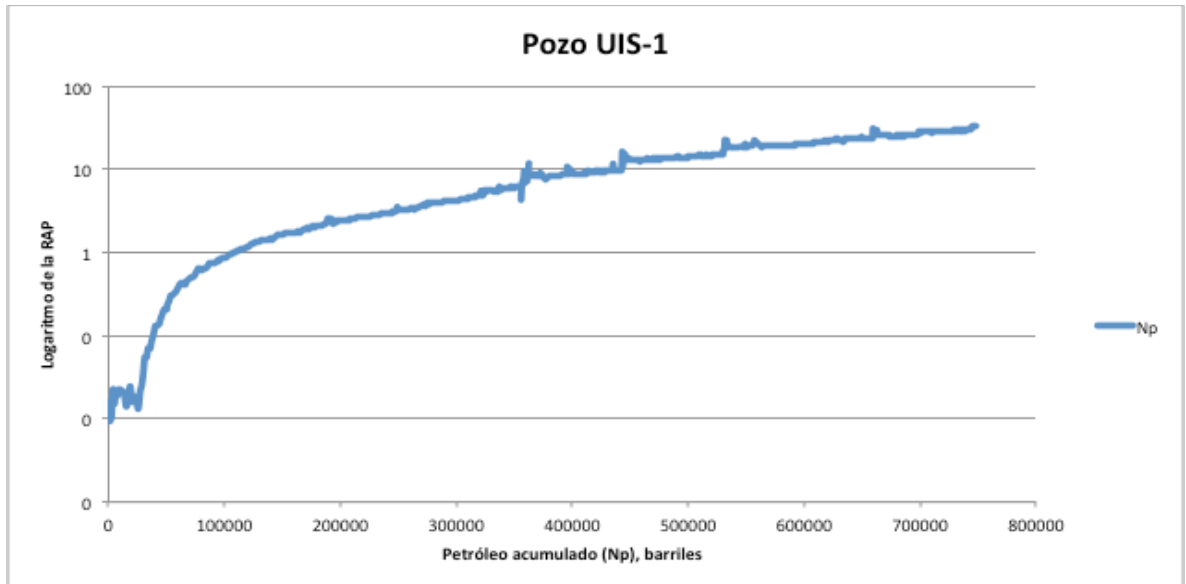
4.1 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Este es un gráfico semilogarítmico donde se compara la RAP con la producción acumulada de petróleo (N_p). La curva de producción se puede extrapolar hasta llegar al límite económico del pozo y determinar así la cantidad de petróleo que será extraído.

La RAP del límite económico varía según los costos de levantamiento, tratamiento y disposición del agua. Igualmente se debe tener en cuenta los costos operativos y el precio del crudo en el mercado. En el capítulo de análisis financiero se tendrán en cuenta todos estos factores.

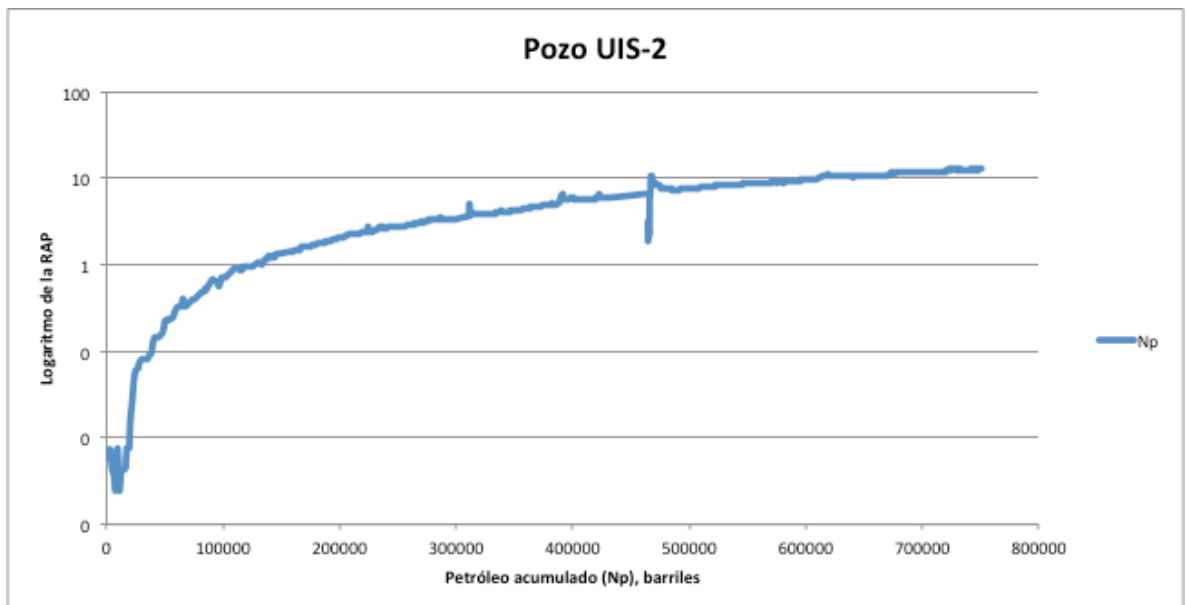
En la Figura 19 se observa la recuperación de petróleo del pozo UIS-1 con respecto al logaritmo de la RAP. Se observa un rápido incremento de la RAP al inicio de la producción del pozo y una posterior estabilización con tendencia casi lineal. En el último dato de producción del pozo se muestra una RAP de 33 con un BS&W de 93% .

Figura 19. Recuperación de petróleo del pozo UIS-1 con respecto a la RAP



En la Figura 20 se observa la recuperación de petróleo del pozo UIS-2 con respecto al logaritmo de la RAP. Se observa un rápido incremento de la RAP al inicio de la producción del pozo y una posterior estabilización con tendencia casi lineal. En el último dato de producción del pozo se muestra una RAP de 14 con un BS&W de 97%.

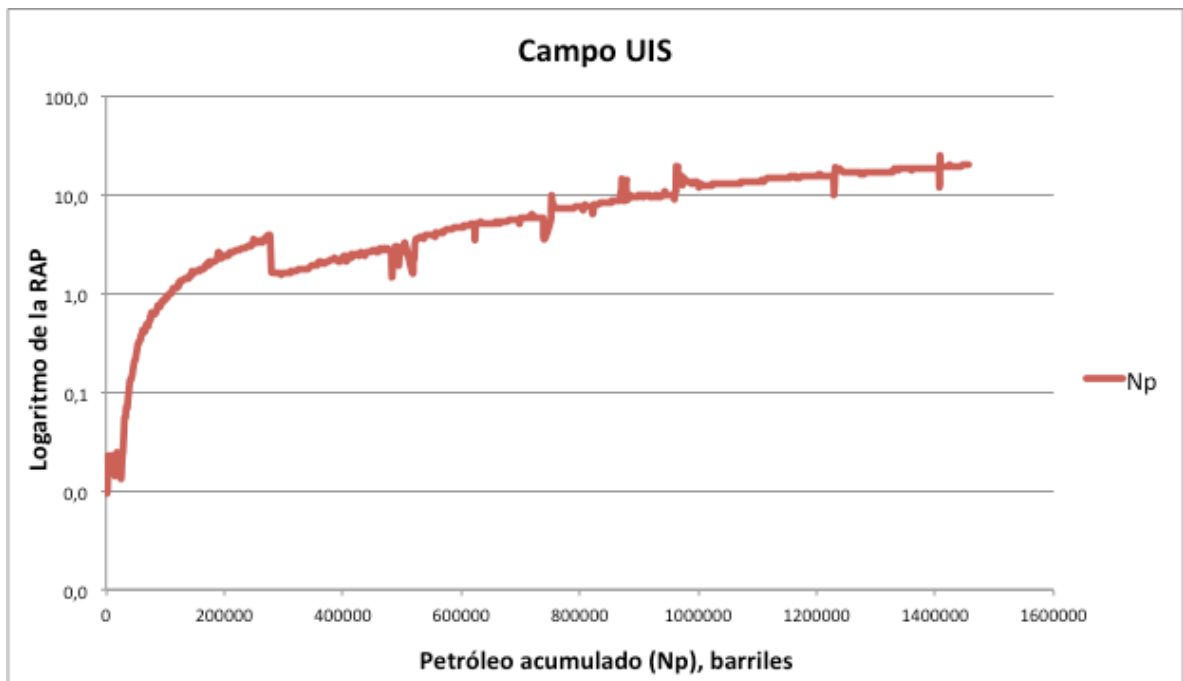
Figura 20. Recuperación de petróleo del pozo UIS-2



Para el análisis de viabilidad económica del campo donde se encuentran los dos pozos productores, se tendrá en cuenta la producción de agua y crudo de ambos pozos como uno solo, ya que existen gastos importantes en la operación del campo que son indiferentes al número de pozos que se encuentren en operación.

En la Figura 21 se muestra la tendencia del logaritmo de la RAP con respecto al petróleo producido por los pozos UIS-1 y UIS-2.

Figura 21. Recuperación de petróleo del campo UIS



En la Figura 21 se observa la tendencia ascendente del al RAP respecto de la producción acumulada. Inicialmente la curva de la RAP crece rápidamente con el pozo UIS-1 y con la entrada en producción del pozo UIS-2, la RAP baja de inmediato para posteriormente mantener una inclinación constante.

4.2 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN

Este es un gráfico doble logarítmico de la producción del petróleo y del agua con respecto al tiempo. Cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento del agua con una reducción del petróleo es señal de que podría requerir un tratamiento para el control de agua.

En la Figura 22 y Figura 23 se observa el rápido ascenso de la producción de agua con respecto a la declinación en la producción de petróleo de los pozos UIS-1 y UIS-2.

Figura 22. Historia de producción del pozo UIS-1 (log-log)

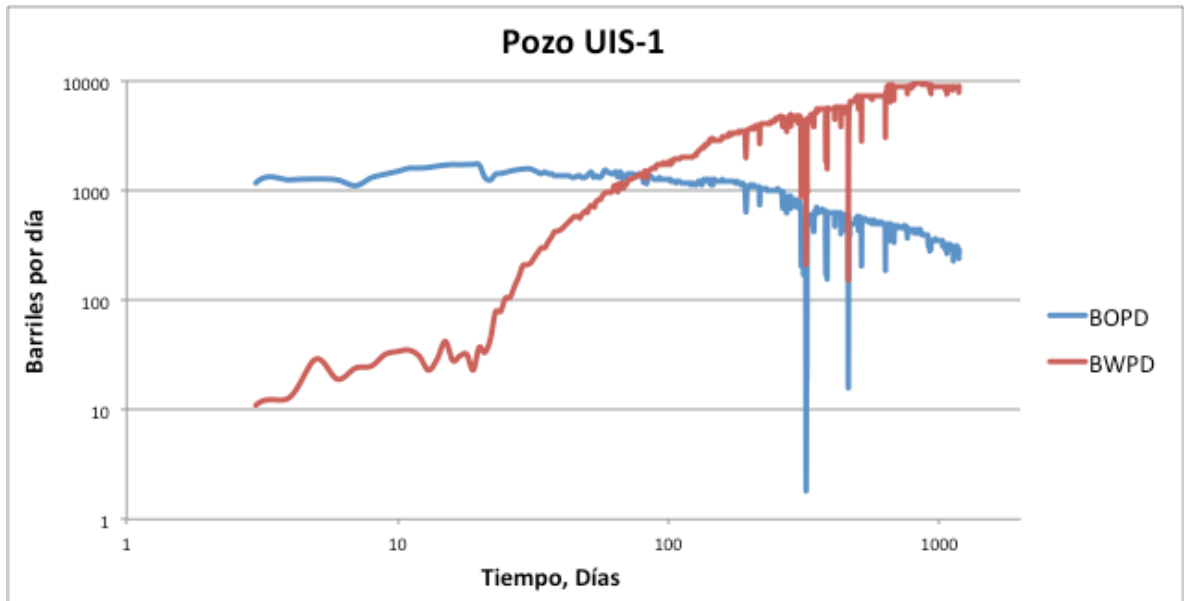
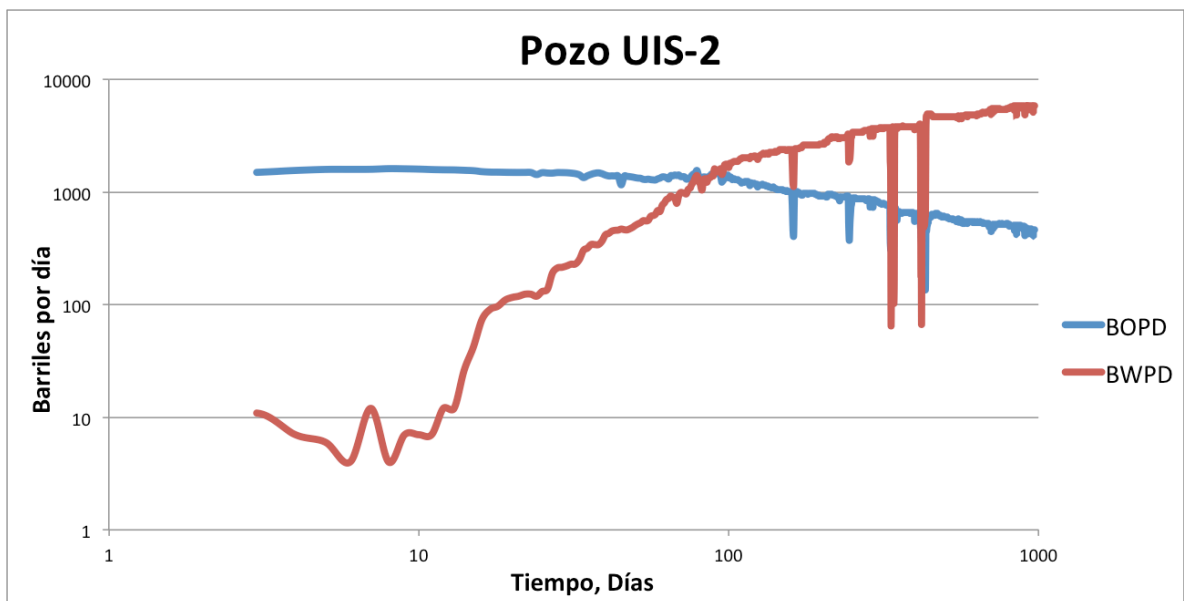


Figura 23. Historia de la producción del pozo UIS-2 (log-log)

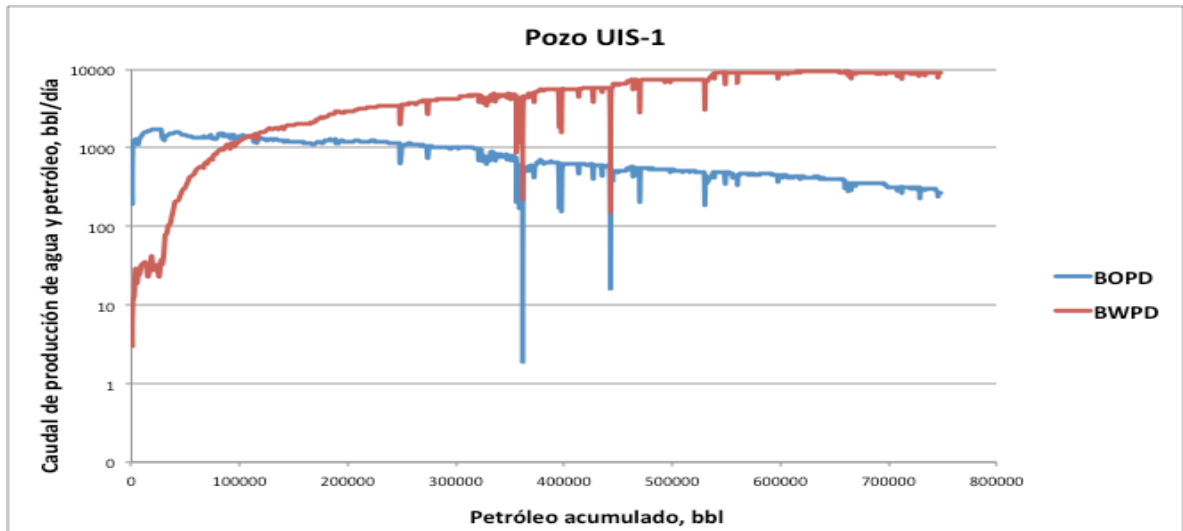


Con este gráfico se observan curvas con mayor inclinación en el pozo UIS-1, mostrando cambios más fuertes en la producción de petróleo y agua.

4.3 ANÁLISIS DE LA CURVA DE DECLINACIÓN

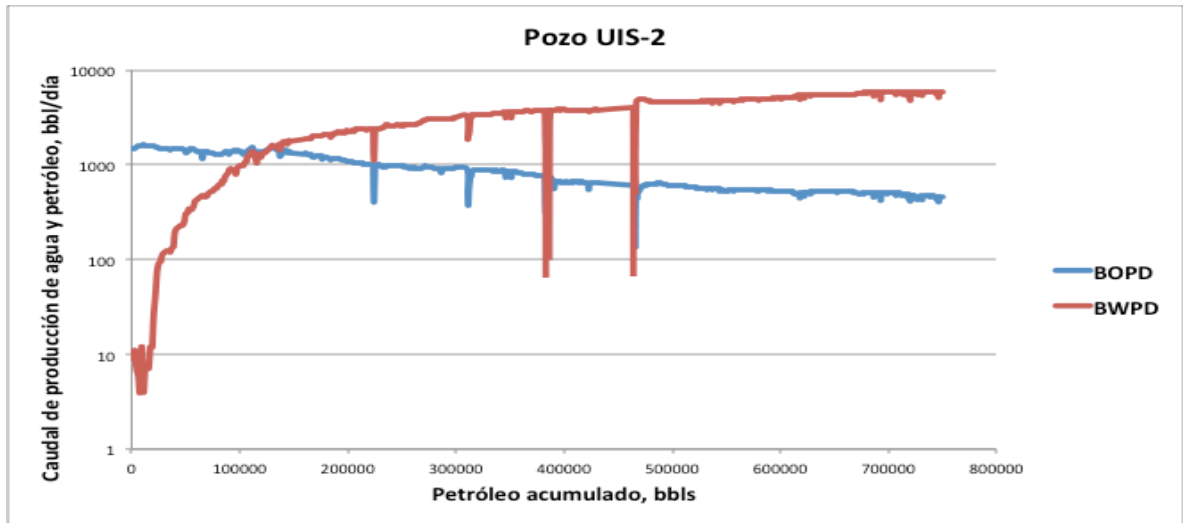
En la Figura 24 y Figura 25 se muestran la tasa de producción de petróleo en escala logarítmica con respecto al petróleo acumulado de los pozos UIS-1 y UIS-2. Las curvas que se producen mediante el agotamiento normal del yacimiento tienen una tendencia rectilínea, mostrando estabilidad en la tendencia de producción de agua y petróleo.

Figura 24. Curva de declinación del pozo UIS-1



La aparición de agua en la producción de los pozos UIS-1 y UIS-2 se da desde su inicio mostrando un fuerte incremento en los primeros días de operación, tal como queda registrado en las curvas de declinación.

Figura 25. Curva de declinación del pozo UIS-2



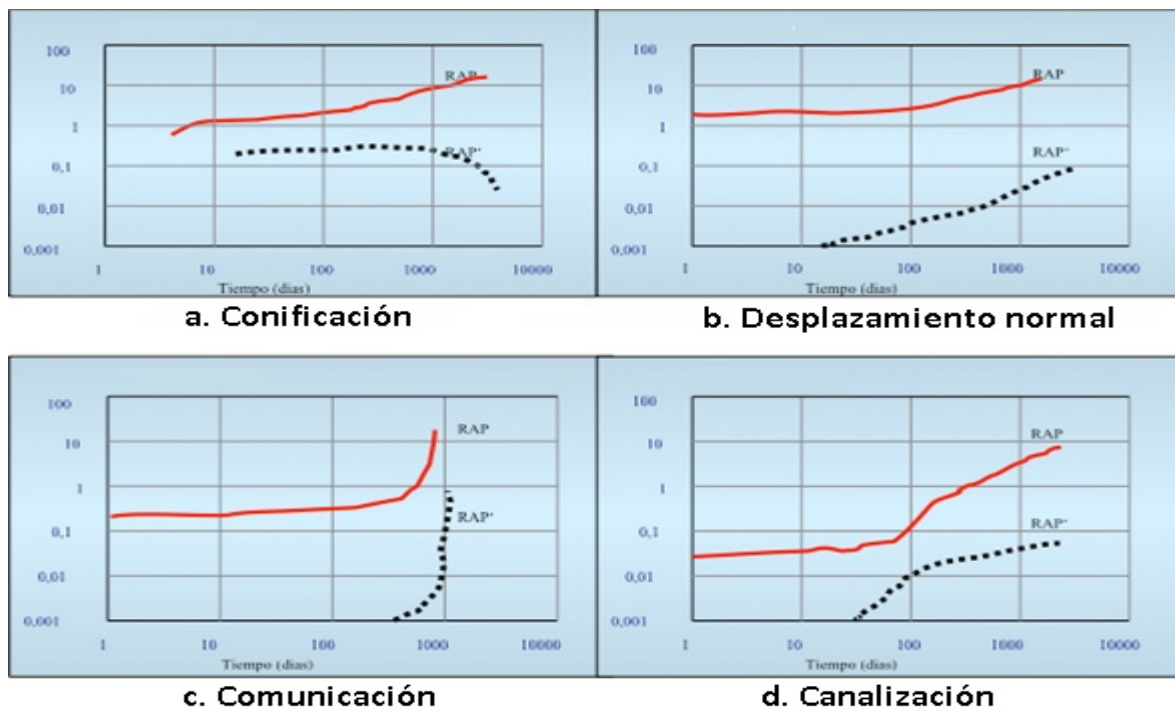
4.4 GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO

Se pueden utilizar varias técnicas para diagnosticar el origen del agua producida. Los gráficos de la historia de la producción resultan muy útiles para realizar un análisis preliminar y rápido de muchos pozos. Mediante la simulación de yacimientos de diferentes características, se ha podido demostrar que los gráficos doble logarítmicos de la relación agua-petróleo (RAP) y su derivada (RAP') en función del tiempo de producción, resultan de gran utilidad para determinar la causa de la producción de agua (Chan, 1995).

Existen cuatro señales básicas que permiten distinguir los diferentes mecanismos de invasión de agua: conificación del nivel de agua, desplazamiento normal del agua hacia la cara del pozo, flujo abierto por fallas o comunicación, y la canalización generada por pozos inyectoros o acuíferos cercanos.

En la Figura 26 se muestran cuatro perfiles de los gráficos de diagnóstico o curvas de Chan, mediante los cuales se puede entender el comportamiento de cada pozo.

Figura 26. Perfiles de los gráficos de diagnóstico



Fuente: Chan, 1995.

Figura 27. Curva de diagnóstico del pozo UIS-1

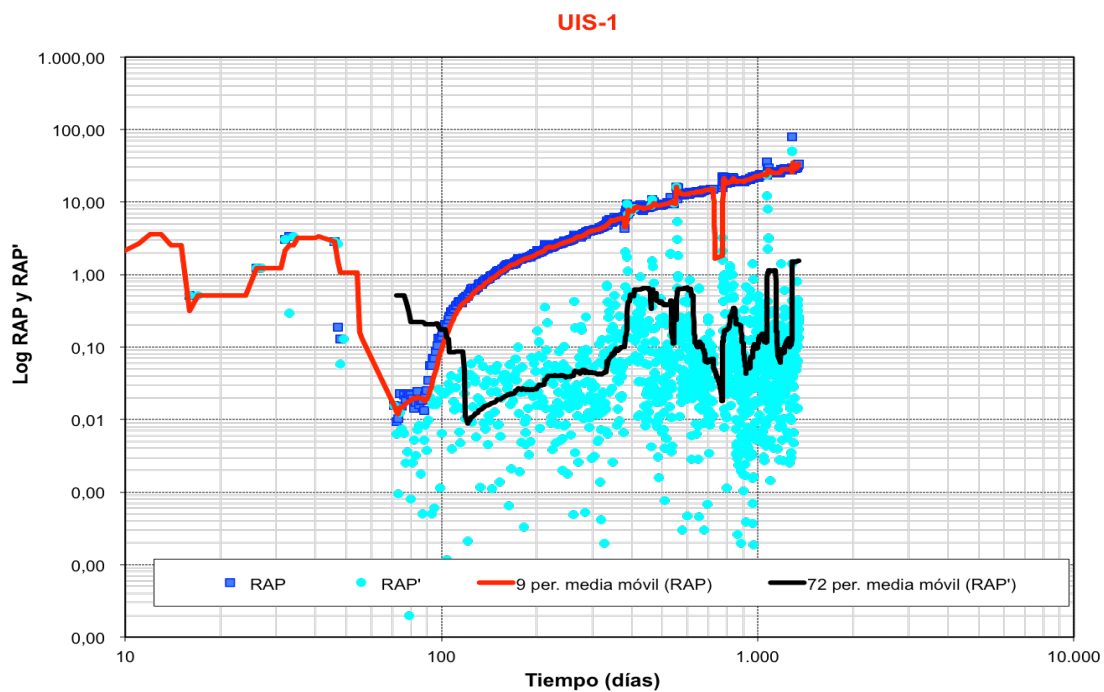
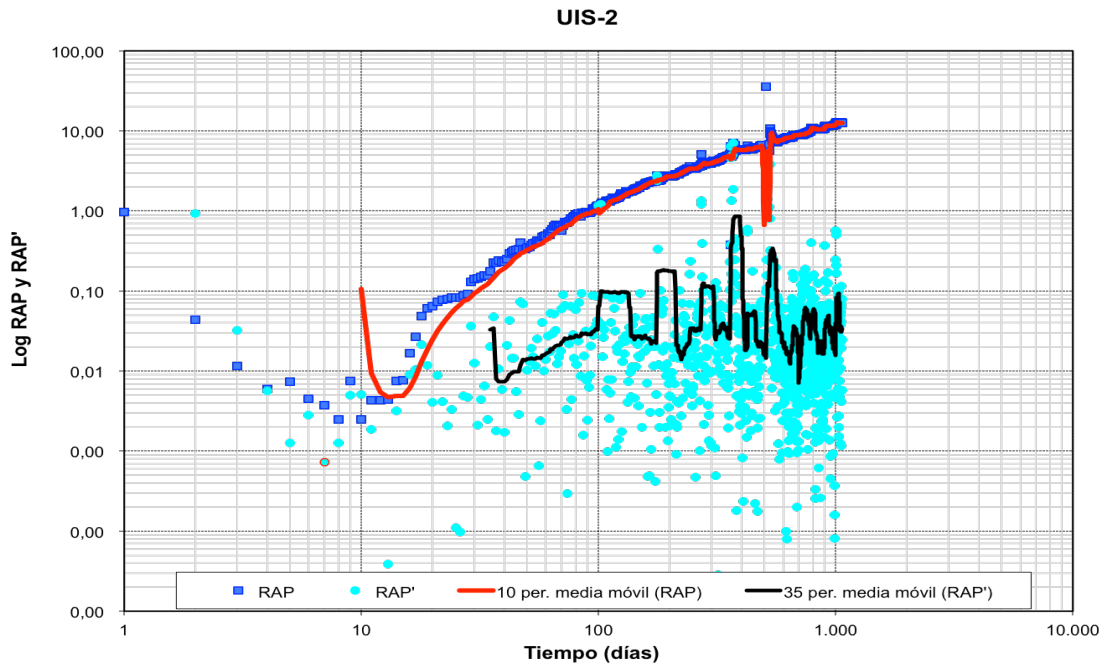


Figura 28. Curva de diagnóstico del pozo UIS-2



Se observa que en la Figura 27, la curva de la RAP' del pozo UIS-1 mantiene una tendencia ascendente, mostrando un comportamiento similar al desplazamiento normal en las gráficas de diagnóstico (o gráficas de Chan).

La lectura del comportamiento del pozo UIS-2 mostrado en la Figura 28 es similar a la del pozo UIS-1, sin que se descarte interferencia por conificación debido a la tendencia levemente descendente de la curva RAP'.

Con los gráficos también se observa el rápido incremento de la RAP en los primeros tres meses de operación de cada uno de los pozos, continuando con un incremento de menor pendiente durante el resto de operación del campo.

4.5 PRUEBAS DE TRAZADORES ENTRE POZOS

Una prueba de trazadores entre pozos en un yacimiento consiste en la inyección de una sustancia, radioactiva o química, disuelta en el fluido de inyección y el monitoreo de su arribo en los pozos productores vecinos [Ramirez, 2008].

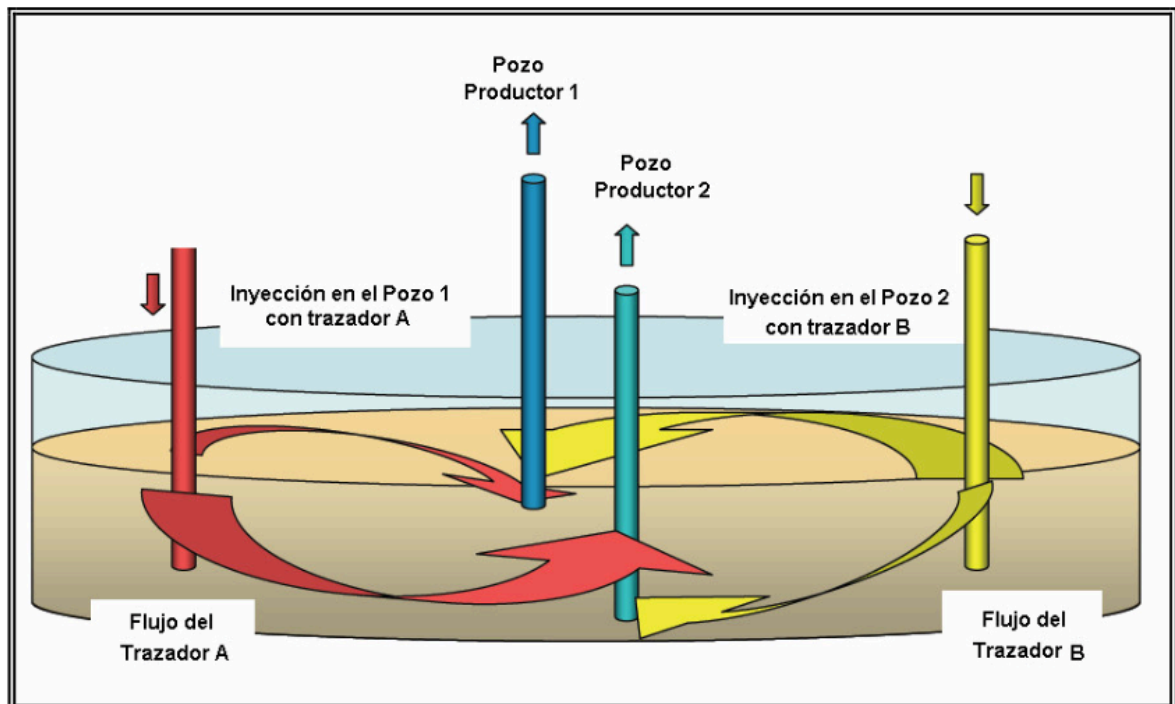
Los trazadores son usados en la investigación sobre el flujo de fluidos inyectados y su efecto sobre el desplazamiento de aceite y gas para identificar y entender las anomalías, heterogeneidades e interconectividades del yacimiento.

El uso de trazadores constituye una de las herramientas más eficaces para diagnosticar la distribución de la inyección de agua en una malla de recuperación secundaria. La inyección de trazadores permite evaluar volúmenes barridos y permeabilidades de las zonas por donde se recircula el agua.

El objetivo esencial de los trazadores entre pozos es evaluar la eficiencia de barrido del proceso de recobro secundario, y a su vez, identificar canales de alta permeabilidad por medio de la determinación del tiempo de arribo del frente de inyección y el conocimiento de la distribución de la inyección en el reservorio, según las fracciones del trazador detectadas y acumuladas. Los trazadores más apropiados para este fin son aquellos productos capaces de viajar desde el inyector en el que se inoculan, hasta los productores conectados hidráulicamente, sin sufrir retención ni degradación de ningún tipo, es decir comportándose lo más cercanamente posible al agua en la que se transportan.

En la Figura 29 se ilustra un proyecto con dos pozos inyectoros y dos pozos productores. Se utilizan dos trazadores diferentes para identificar una posible conexión entre ellos.

Figura 29. Inyección de trazadores



Fuente: Ramírez, 2008.

Los objetivos para el uso de trazadores en pozos inyectores son los siguientes:

- Analizar la posible conexión entre pozos inyectores y pozos productores.
- Identificar los casos de canalización del agua inyectada.
- Evaluar el porcentaje de recirculación del agua inyectada y los tiempos de ciclado, tanto en forma global como en relación a cada uno de los productores.
- Evaluar los volúmenes porales contactados y las permeabilidades efectivas al agua de las zonas con recirculación de la inyección.
- Analizar la estructura interna de los canales: evaluación de la capacidad conductiva vs el volumen poral de cada canal.
- Analizar en forma conjunta los diferentes casos de canalización encontrados a efectos de evaluar su importancia en forma comparativa.
- Determinar el comportamiento de las fallas, en cuanto a su rol para la compartimentación de los reservorios así como capacidad para facilitar la conducción de agua a lo largo de las mismas.
- Incrementar el conocimiento y la comprensión acerca del origen del agua producida, reconociendo eventuales aportes de otras fuentes alternativas (por ejemplo, de acuíferos).

Los parámetros de yacimientos que se deben tener en cuenta para realizar un proyecto de trazadores son: espesor permeable, porosidad, saturación del agua, presiones de inyección, permeabilidad, distancia entre pozos productores e inyectores, caudal de inyección y caudal de agua del pozo productor.

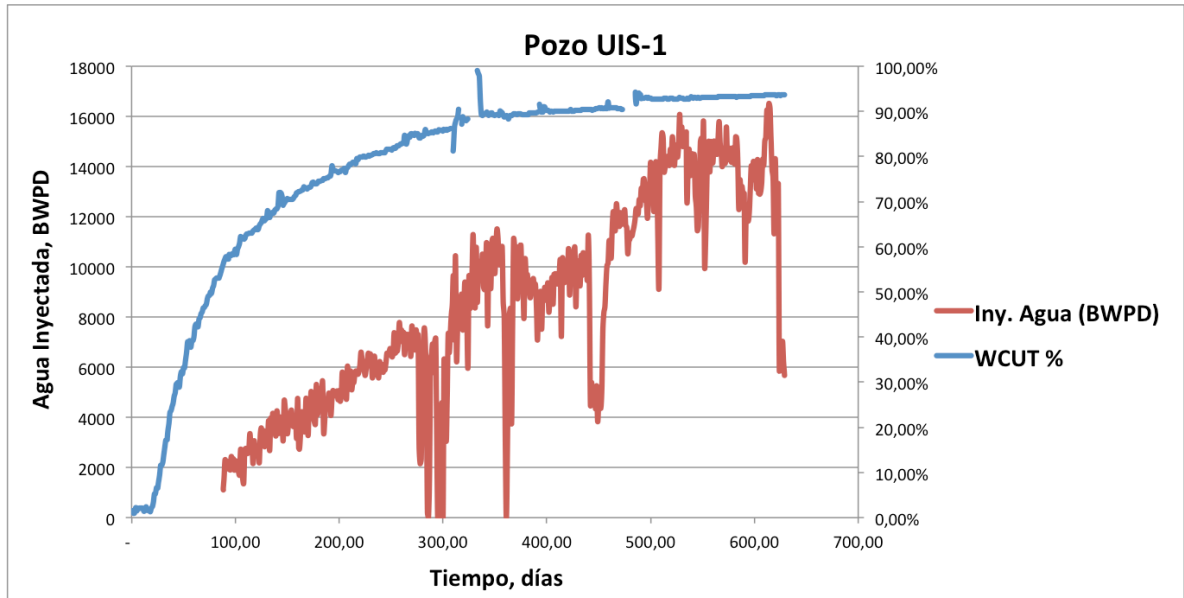
El procedimiento de los trazadores consiste en inyectar sustancias químicas o radioactivas, cuya masa dependerá del volumen poral de la malla o basado en el caudal de agua producido por la malla. La inyección del trazador en el pozo inyector de agua permitirá tener la suficiente sensibilidad como para percibir irrupciones tan pequeñas como para detectar 1 parte por trillón (ppt) con recuperaciones acumuladas del orden del 1% del trazador inyectado, en cada pozo productor, con un límite temporal de 12 meses a partir del primer día de inyección del trazador.

Tras consultar con varias empresas de tratamiento químico, y a pesar de no tener una cotización sólida debido a la cantidad de variables presentes, el uso de trazadores en un pozo inyector puede costar entre USD 50.000 y USD 100.000. El tiempo necesario para obtener resultados con los trazadores tiene un amplio rango que varía entre algunas horas hasta varios meses para confirmar o descartar una posible comunicación entre el pozo inyector y los pozos productores.

No se han inyectado trazadores en el pozo de disposición ACE-1, razón por la cual no se ha identificado si existe o no comunicación entre los pozos. Sin embargo, mediante la Figura 30 se observa que la producción de agua del pozo UIS-1 se

incrementa rápidamente al inicio de su operación, aún antes de que el pozo de disposición ACE-1 empezara a inyectar agua.

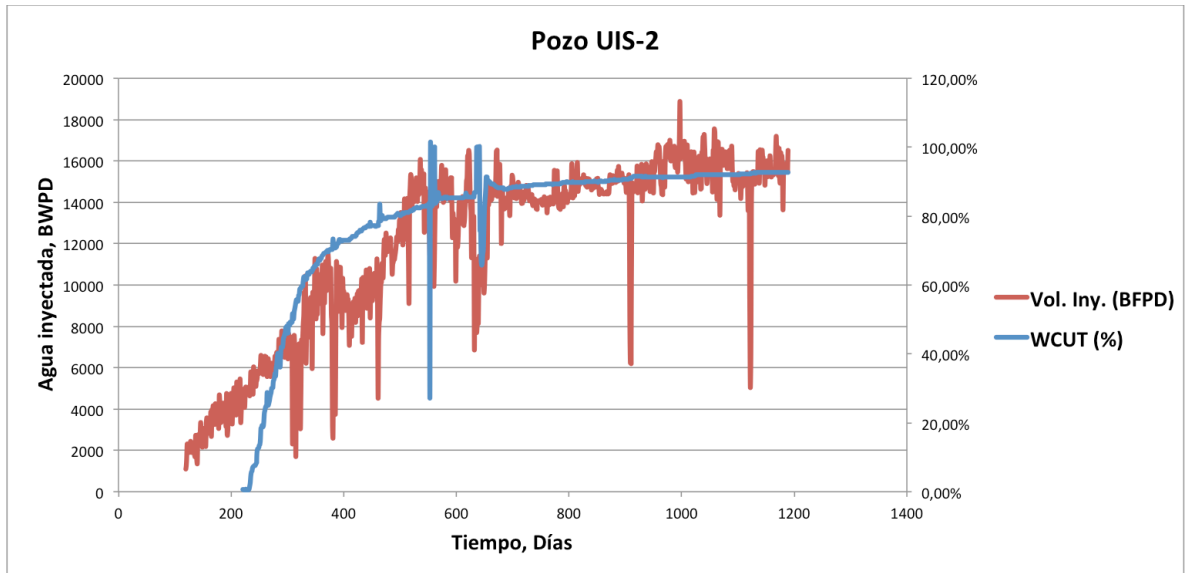
Figura 30. Caudal de agua inyectada en ACE-1 vs corte de agua del pozo UIS-1



En la Figura 31 también se observa un comportamiento independiente entre el corte de agua producida por el pozo UIS-2 y el caudal ascendente de inyección de agua en el pozo ACE-1.

Tras varios meses de operación de los pozos productores e inyectores, se realizaron algunas pruebas mediante "pulsos" de presión en el pozo dispositivo, las cuales se llevaron a cabo durante semanas variando el volumen y la presión de inyección, y llevando un control estricto sobre los datos registrados y almacenados por el sensor de fondo de los pozos UIS-1 y UIS-2, sin embargo no se encontró ningún tipo de alteración en las condiciones de los pozos productores que permitiera sospechar la presencia de algún tipo de comunicación entre ellos.

Figura 31. Caudal de agua inyectada en ACE-1 vs corte de agua del pozo UIS-2



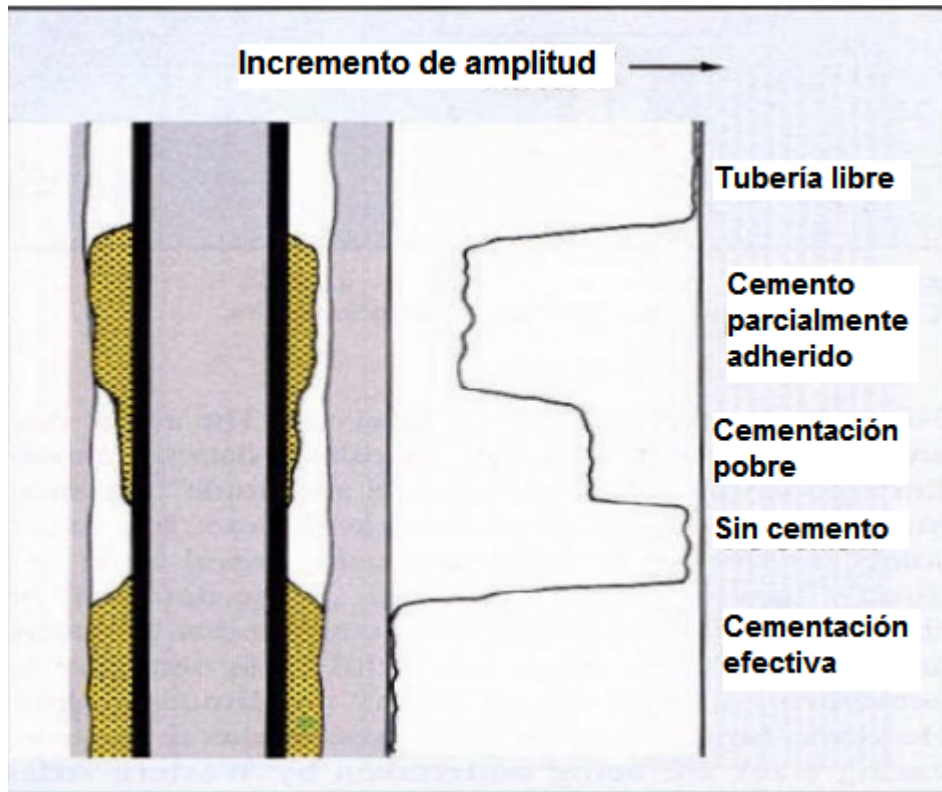
4.6 ESTADO DE LA CEMENTACIÓN DEL POZO

La cementación de un pozo es esencial para sostener el casing en su sitio, prevenir la canalización de fluidos hacia la superficie y aislar zonas productoras de las zonas acuíferas adyacentes. Esta última característica del cemento es la que mayor impacto tiene sobre la intrusión inesperada de agua en la producción del pozo.

Para evaluar las condiciones en que se encuentra el cemento dentro del pozo se realiza un registro de adherencia del cemento o CBL, por sus siglas en inglés. El CBL es un registro continuo de la amplitud de la primera onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería. Esta amplitud viene medida en milivoltios. La amplitud de la primera onda varía según las condiciones de la cementación de la tubería: es máxima en presencia de la tubería libre y mínima frente a una tubería perfectamente cementada.

En la Figura 32 se muestra la interpretación de un registro de cementación mediante la amplitud de onda.

Figura 32. Interpretación de un CBL



Fuente: https://www.academia.edu/9246046/Registros_CBL_VDL?auto=download

La atenuación de señales sónicas permite determinar el grado de insulación entre zonas. Entre las fallas más comunes en la cementación se encuentran: densidad errada, permitiendo el ingreso o pérdida de fluidos; alta permeabilidad del cemento, permitiendo la canalización de fluidos; falla mecánica, generando fracturas tras el casing; poca afinidad y adherencia con el casing o la formación.

En el CBL del pozo UIS-1 (ver Anexo) se observa una cementación pobre en la parte superior del liner con amplitudes superiores a los 40 milivoltios. Sin embargo esto no representa riesgo de intrusión de agua en la producción desde capas adyacentes, ya que los intervalos con deficiencias en la cementación se encuentran entre los 8650 pies y los 9000 pies, mientras que los intervalos cañoneados y abiertos a la producción se encuentran por debajo de los 10450 pies de profundidad.

En el CBL del pozo UIS-2 (ver Anexo) se observa una cementación uniforme con amplitudes por debajo de los 20 milivoltios en la totalidad del liner, asegurando un aislamiento efectivo del pozo.

4.7 ANÁLISIS DE CIERRE Y ESTRANGULACIÓN

Los problemas de invasión de agua, como la conificación o una fractura individual que intercepta una capa de agua más profunda provocan una RAP inferior durante el estrangulamiento o después del cierre. Por el contrario, cuando las fracturas o una falla interceptan una capa de agua superpuesta se produce el efecto opuesto. Estos sistemas no son estables en el transcurso del tiempo geológico pero, por cierto, pueden ser inducidos durante la producción.

En la Figura 33 se muestra el comportamiento de la RAP cuando se estrangula la producción del pozo UIS-1.

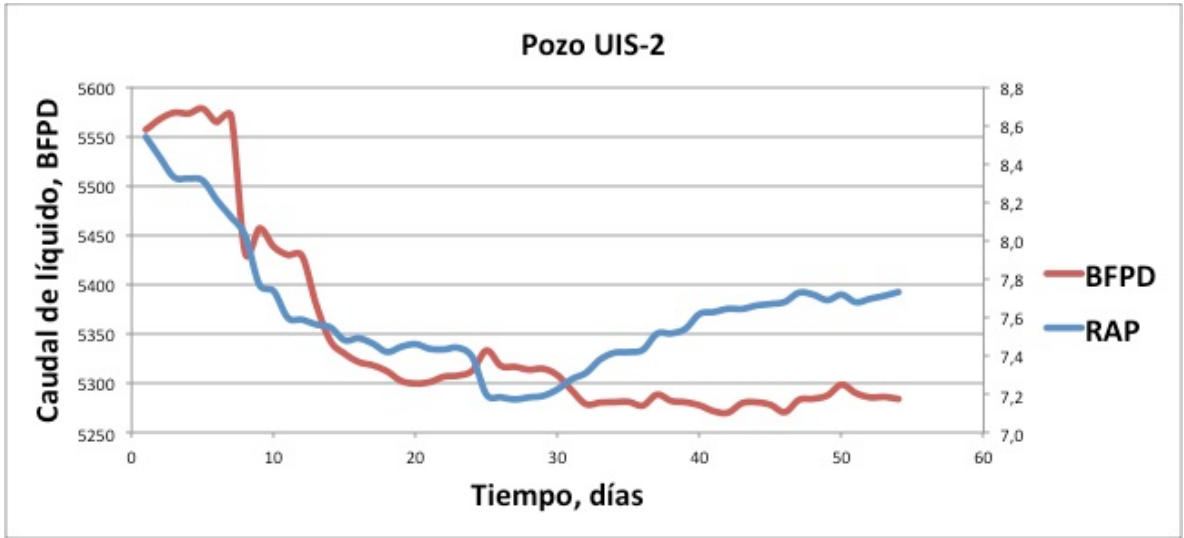
Figura 33. RAP durante el estrangulamiento de la producción del pozo UIS-1



Al estrangular la tasa de producción del pozo UIS-1 se observa un rápido incremento de la RAP, aunque este comportamiento dura pocos días antes de volver a los valores previos. Con el comportamiento de los datos en esta gráfica no es posible concluir sobre la existencia de algún problema, más aun teniendo en cuenta que el tiempo de estrangulamiento de la producción fue de unas pocas semanas.

En la Figura 34 se muestra el comportamiento de la RAP cuando se estrangula la producción del pozo UIS-2.

Figura 34. RAP durante el estrangulamiento de la producción del pozo UIS-2



Al estrangular la tasa de producción del pozo UIS-2 se observa una reducción similar en la RAP inicialmente, aunque tras un mes de producción la RAP tiende a incrementarse. De este comportamiento no se puede concluir sobre la existencia de algún problema específico, más aun teniendo en cuenta que el tiempo de estrangulamiento de la producción fue de unas pocas semanas.

5 ANÁLISIS FINANCIERO

La rentabilidad de un proyecto petrolero depende de varios aspectos, entre los que se encuentran: el precio del barril de crudo, la tasa representativa del mercado (TRM), el caudal de crudo producido, los costos de operación, regalías y descuentos comerciales.

El precio del barril de crudo, al igual que la TRM son variables sobre las que no se tiene control alguno y cuyo pronóstico no garantiza el verdadero comportamiento que podría tener. Las regalías y los descuentos comerciales son variables relativamente constantes, que permiten realizar proyecciones a corto y mediano plazo, pues dependen de la estabilidad económica y gubernamental donde se desarrolle la actividad. Sin embargo, los costos asociados a la operación del campo son los que mayor impacto tienen en la evaluación económica del proyecto, y de éstos, los costos de extracción, tratamiento y disposición del agua representan la variable que permitirá determinar el límite económico del campo.

5.1 COSTOS ASOCIADOS A LA PRODUCCIÓN DE AGUA

La finalidad de este estudio es identificar si un tratamiento de inyección de químicos es viable técnicamente y cuantificar las ganancias o las pérdidas que se podrían tener al aplicarlo. Para ello, los factores que se tendrán en cuenta son aquellos que varían en función de la cantidad de fluidos producidos. Los demás factores permanecen constantes y forman parte de la ecuación que determina el límite económico del campo.

5.1.1 Costos de extracción

Los costos por extracción del agua producida en el campo UIS están ligados a la cantidad de energía necesaria para extraer los fluidos. Con la intrusión del agua en la producción se incrementa el peso de la columna, incrementando también la cantidad de energía necesaria para extraer los fluidos del pozo.

5.1.2 Costos del tratamiento físico

Los costos del tratamiento físico están ligados al costo de adquisición y operación de los equipos, tales como: separadores, desnatadores, filtros, decantadores y equipos de bombeo en superficie. Los equipos podrían variar de acuerdo a las características del fluido tratado, al caudal manejado, a las condiciones regulatorias o incluso a la actualización de nuevas tecnologías, modificando así el costo del tratamiento.

5.1.3 Costos del tratamiento químico

Generalmente el tratamiento físico no es suficiente para realizar una correcta separación de las fases crudo y agua, razón por la cual se requiere la inyección de químicos que ayuden a realizar esta labor. El costo del tratamiento químico varía de acuerdo al volumen y características del fluido a tratar, además de los problemas a los que también tendría que enfrentarse, como por ejemplo: corrosión microbiológica, corrosión química e incrustaciones.

5.1.4 Costos de disposición

Desde hace varios años en Colombia no se pueden verter las aguas asociadas a la producción de hidrocarburos en fuentes hídricas superficiales, razón por la cual es necesario inyectar la totalidad del agua producida. Los costos asociados a la disposición del agua provienen principalmente del gasto energético requerido para inyectar el agua en los pozos de disposición final. Este costo depende de varios factores, entre los que se encuentran: tipo de combustible utilizado, la eficiencia energética de la bomba, el caudal de agua a inyectar y la presión de inyección.

Los costos e ingresos solo se consideran del diferencial causado por el trabajo remedial. Es decir, el trabajo remedial se toma como un mantenimiento a la producción y se espera que la reducción en la producción de agua que se genere costee su realización.

Varios tratamientos para el control del agua tienen un impacto positivo en la producción de petróleo al reducir la permeabilidad relativa del agua, facilitando la movilidad del crudo. Sin embargo, en este análisis no se tendrá en cuenta este aspecto del tratamiento porque los estudios y pruebas fueron enfocados en la reducción de la RAP en el fluido producido.

Es importante tener en cuenta que el campo UIS cuenta con dos pozos productores, ambos con elevado corte de agua y características de fluidos similares, por tanto el límite económico de uno de los pozos es el límite económico de todo el campo. En la Tabla 12, se utiliza la producción de los dos pozos con los costos del campo.

Mediante la historia de producción de los pozos UIS-1 y UIS-2 se realiza el pronóstico de producción del campo en los próximos meses. Para realizar el pronóstico se usó el programa SAHARA (Interfaces Argentina), el cual utiliza rangos históricos de producción constante y los proyecta mediante una extrapolación exponencial.

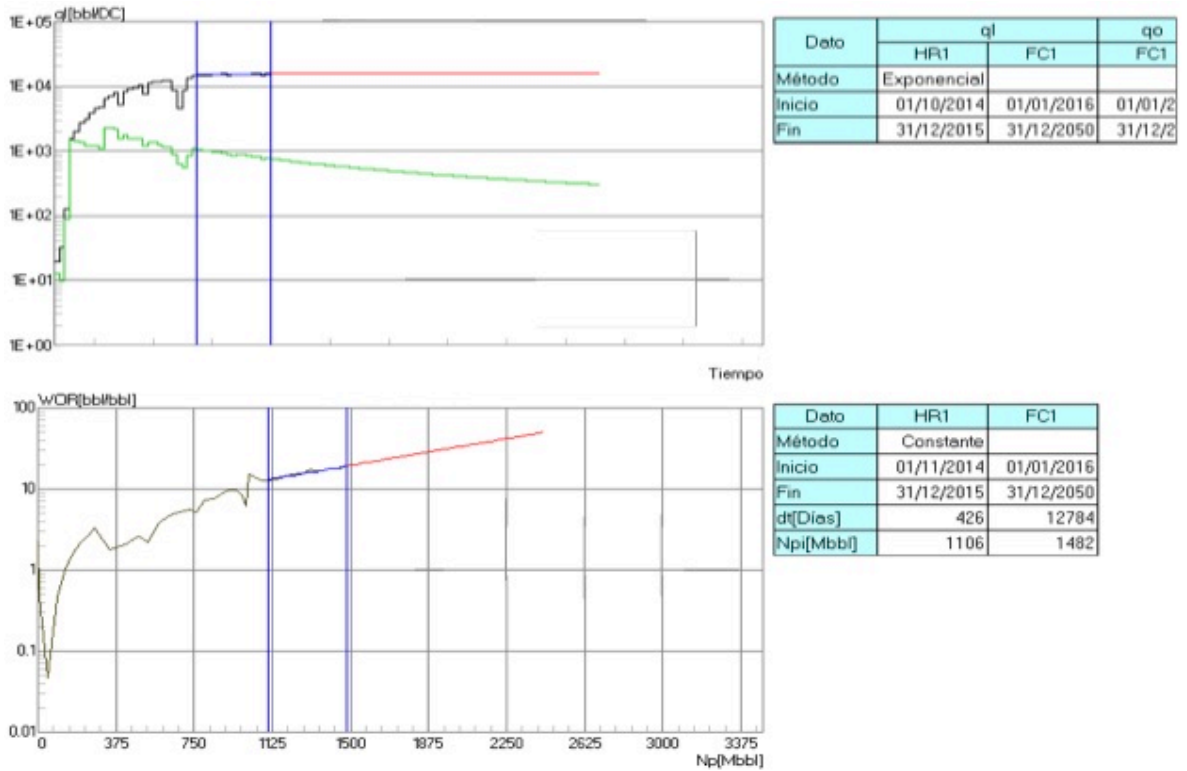
Los datos y la gráfica de la producción pronosticada se muestran a continuación en la Tabla 12 y Figura 35

Tabla 12. Pronóstico de la producción del campo UIS

Mes	Declinación	Pronóstico	Pronóstico	WOR	BSW
	BFPD	BOPD	BWPD		
1	15545	736	14809	20,1	95%
2	15545	720	14825	20,6	95%
3	15545	706	14839	21,0	95%
4	15545	691	14854	21,5	96%
5	15545	678	14867	21,9	96%
6	15545	664	14881	22,4	96%
7	15545	652	14893	22,9	96%
8	15545	640	14905	23,3	96%
9	15545	628	14917	23,8	96%
10	15545	617	14928	24,2	96%
11	15545	606	14939	24,7	96%
12	15545	595	14950	25,1	96%
13	15545	585	14960	25,6	96%
14	15545	575	14970	26,0	96%
15	15545	566	14979	26,5	96%
16	15545	557	14988	26,9	96%
17	15545	548	14997	27,4	96%
18	15545	539	15006	27,9	97%
19	15545	530	15015	28,3	97%
20	15545	522	15023	28,8	97%
21	15545	514	15031	29,2	97%
22	15545	507	15038	29,7	97%
23	15545	499	15046	30,1	97%

Fuente: Pronóstico de la producción mediante el uso del software SAHARA

Figura 35. Pronóstico de la producción y RAP del campo UIS



Para identificar los beneficios económicos de realizar un tratamiento sobre el control del agua, variables como el precio del petróleo, la TRM y los impuestos se mantendrán constantes, mientras que los costos operativos asociados a la producción de agua serán el objeto de análisis para este estudio.

En la Tabla 13 muestran los datos que se tuvieron en cuenta para el balance económico del campo UIS. Todos los costos se encuentran en dólares estadounidenses (USD) con el respectivo valor de la TRM.

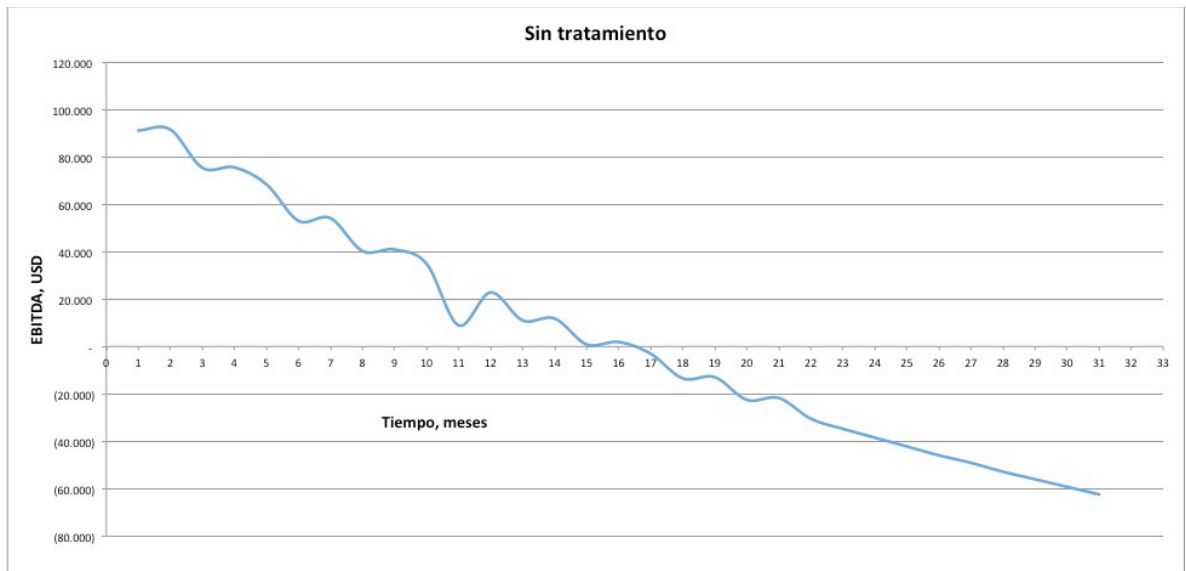
Tabla 13. Variables para el balance económico del campo UIS

Mes	1	2	3
Día	30	31	30
Crudo (BOPD)	736	720	706
Agua (BWPD)	14.809	14.825	14.839
TRM	2900	2900	2900
Precio barril	45	45	45
Descuentos	24,4	24,4	24,4
Precio efectivo	20,6	20,6	20,6
Ingresos	453744	458676	435249
Gastos en consumo y regalías	70119	70703	67931
Ingresos Netos (USD)	383625	387973	367318
OPEX			
Tratamiento crudo	9936	10044	9531
Tratamiento agua	8885	9192	8903
Consumo combustible	66679	68934	66738
Transporte combustible	27783	28722	27807
Otros gastos operacionales	178995	179596	178948
Total gastos (USD)	292278	296488	291927
EBITDA (USD)	91347	91485	75391

Fuente: Cálculos realizados con información del departamento del área financiera

En la Figura 36 se muestra la proyección de ingresos pronosticados sin realizar ningún tipo de intervención a los pozos. Con ella se observa un límite económico operacional de hasta 16 meses, tras lo cual se entraría en pérdidas.

Figura 36. Pronóstico del EBITDA sin tratamiento en los pozos



A continuación, en la Figura 37, Figura 38 y Figura 39 se muestran las proyecciones del beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros o EBITDA, por sus siglas en inglés, con la reducción en la producción de agua en un 5%, 10% y 20% respectivamente.

En estas proyecciones no se tuvo en cuenta los costos del tratamiento, ya que tanto el costo como la duración del efecto del tratamiento tienen un amplio rango de valores que generarían una incertidumbre aún más grande en los pronósticos.

Adicionalmente, debido a la configuración del completamiento en fondo de los pozos UIS-1 y UIS-2, se requiere la intervención de un equipo de workover para realizar el tratamiento, elevando los costos a un punto que sería prácticamente inviable bajo cualquier escenario. Para evitar incurrir en los gastos del workover, el tratamiento solo se aplicaría cuando se esté realizando el servicio a algún pozo por otras razones.

Figura 37. Proyección del EBITDA con reducción del 5% en el corte de agua

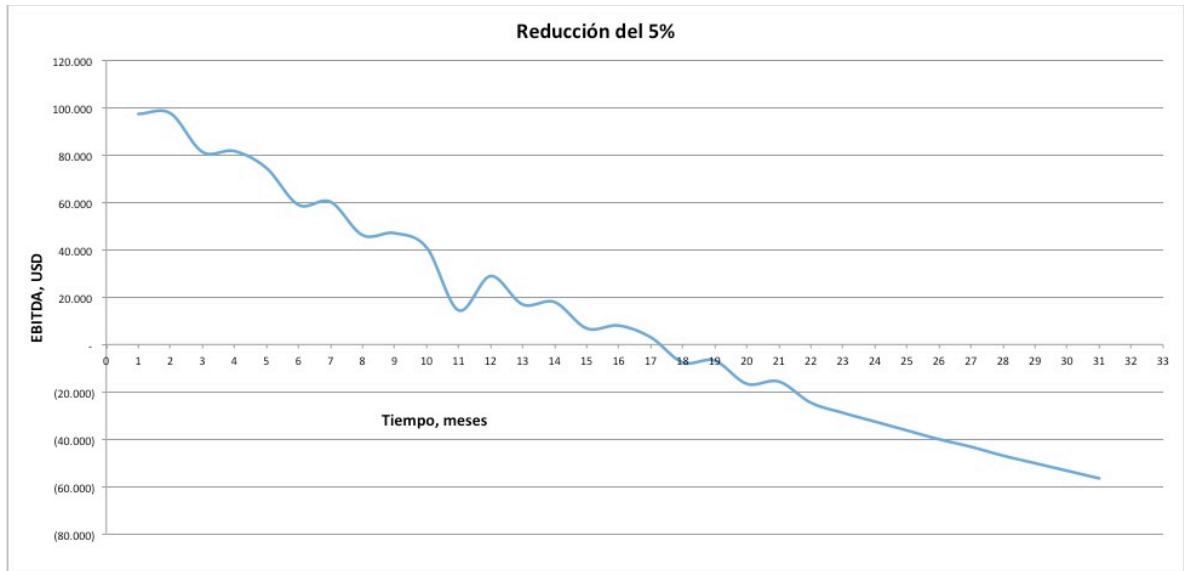
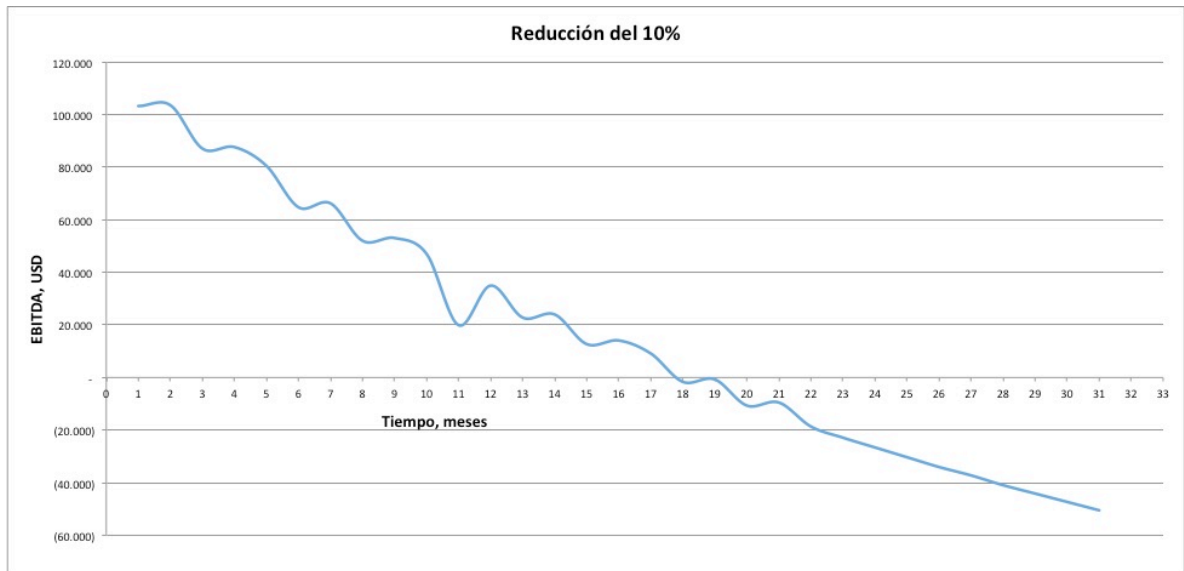
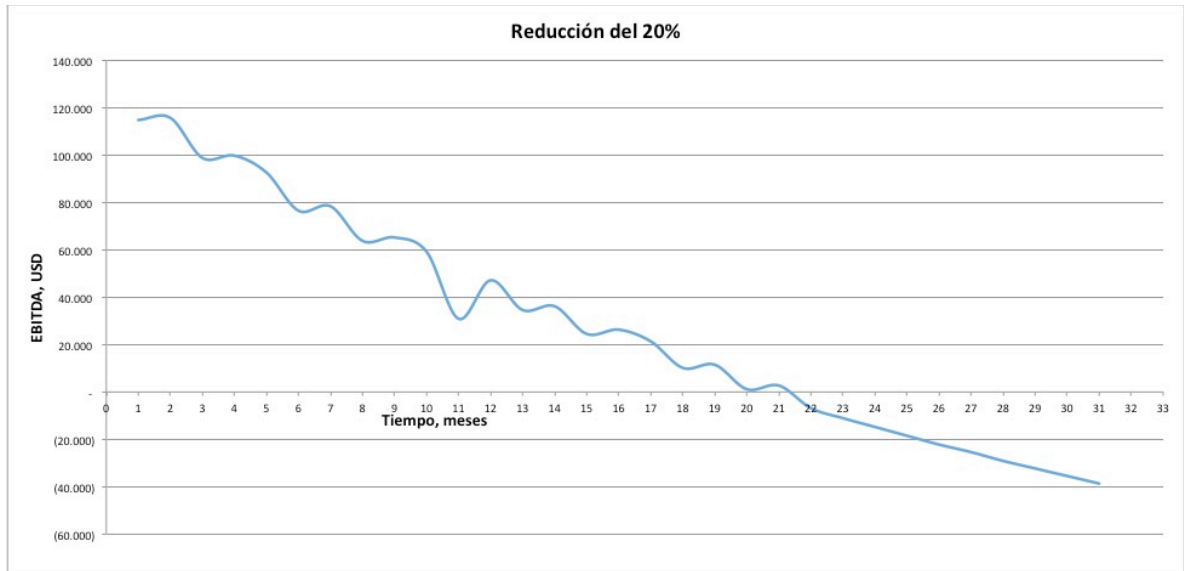


Figura 38. Proyección del EBITDA con reducción del 10% en el corte de agua



Con una reducción del 5% y del 10% en el corte de agua, se logra tener un mes más de vida económica del campo, pasando de 16 a 17 meses. Esta reducción en el corte del agua no solo incrementa la cantidad de petróleo recuperado, sino que reduce el costo operacional asociado a la producción del agua.

Figura 39. Proyección del EBITDA con reducción del 20% en el corte de agua



Si la reducción en el corte de agua es de un 20%, el límite económico del campo se extiende hasta los 21 meses de operación, incrementando notablemente la cantidad de crudo recuperado y reduciendo los costos asociados al agua producida.

Tal como se observa en las gráficas, al reducir la producción de agua en el campo, incrementamos el tiempo de vida operacional de los pozos, y de esta forma se incrementan también las ganancias y las reservas recuperables del yacimiento.

Tabla 14. Ganancias y límite económico en varios escenarios del tratamiento

	Sin tratamiento	Reducción del 5%	Reducción del 10%	Reducción del 20%
EBITDA (USD)	682834	781025	882259	1110217
Límite económico (meses)	16	17	17	21
Petróleo recuperado (bbl)	10216	10764	10764	12869
Petróleo adicional (bbl)	0	548	548	2653
Ganancia tras el tratamiento (USD)	0	98191	199425	427383

Fuente: Cálculos realizados con información del departamento del área financiera

En la Tabla 14 se muestran los datos proyectados; ganancias y límites económicos con los diferentes escenarios que podrían resultar de un tratamiento de inyección de químicos para controlar la producción de agua.

Conociendo los pronósticos de producción y la EBITDA se concluye que la vida operativa del campo hasta llegar a su límite económico es de 16 meses sin realizar ningún tratamiento, obteniendo un beneficio bruto acumulado de USD 682.834.

5.2 INVERSIÓN NETA

Las empresas que realizan los tratamientos químicos para el control del agua realizan el estimativo de costos con base en el volumen de gel a inyectar, además de otros factores inherentes al tratamiento. El volumen de gel requerido para el tratamiento se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$V_g = 0.56 r^2 h \phi$$

Donde V_g es el volumen de gel a inyectar (bbl), r es el radio de penetración (ft), h es el espesor de la torta de gel (ft) y ϕ es la porosidad promedio de la zona a inyectar (%)

En la Tabla 15 se describen los costos de un proyecto para inyectar 5000 bbls de gel MARCITsm con un caudal de 1100 bbls/día (5 días de inyección).

Tabla 15. Cotización de un proyecto para inyección de geles

Tratamiento diseñado con 5000 bbls de Gel		
Ítem	Costo unitario (USD)	Costo total (USD)
Ensayos en laboratorios	2500	2500
Movilización del equipo de inyección y personal	20000	20000
Armado y desarmado del equipo de inyección	2850	5700
Personal técnico y planta de inyección	8250	37538
Gel Marcit sm	992/bbl	49600
Total		115338

Fuente: Pinilla, 2011.

Empresas como Halliburton, Tiorco y CoreLab han desarrollado una gran variedad de productos para el control del agua que se adaptan a las necesidades de cada pozo. Los costos de aplicación pueden variar en un rango de \$100.000 a \$300.000 dólares, dependiendo del químico y volumen requeridos, además de otros factores inherentes al tratamiento.

Algunos productos, además de reducir la producción de agua, logran aumentar la producción de crudo a un costo de 5-10 dólares por cada barril de crudo incrementado [EOR Water Shutoff, NALCO-Champion].

6 CONCLUSIONES

La implementación del tratamiento químico en los pozos UIS requiere de un servicio al pozo por parte del equipo de Workover, incrementando el costo del tratamiento hasta un punto inviable, aún con el mejor pronóstico de control que se tenga. Para evitar que este costo este asociado al tratamiento, se realizaría la inyección de químicos cuando el pozo requiera el servicio por otras razones, como cambio de bomba o por cambio de formación productora.

El comportamiento de la producción, el análisis de las características geológicas del campo y la información arrojada por los registros y las curvas de Chan, llevan a diagnosticar que la producción de agua se debe a un desplazamiento normal, con la posibilidad de que se presente una leve conificación en el pozo UIS-2.

El costo del tratamiento varía según los químicos a inyectar, el volumen, la concentración y el tiempo que tardaría en realizar la intervención. Adicionalmente se debe sumar el costo de mantener un pozo productor parado durante la duración del tratamiento. Los costos del tratamiento de inyección de químicos pueden oscilar entre los 100.000 USD o 300.000 USD.

Debido a que la permeabilidad de los pozos UIS-1 y UIS-2 es homogénea, no se recomienda la inyección de polímeros modificadores de permeabilidad. Sin embargo, la inyección de polímeros sellantes puede ser una alternativa a la cementación de zonas, con la ventaja de que el sello de los polímeros puede ser un tratamiento reversible para que quede en las condiciones iniciales.

No se observan fallas en el CBL de los pozos en las cercanías de los intervalos productores, por lo que se descarta una intrusión de agua a través de la tubería de revestimiento. Para analizar las fallas de la cementación que se observa en el tope superior del liner del pozo UIS-1, es necesario realizar un registro eléctrico adicional para identificar el estado en el que se encuentra el revestimiento y descartar algún tipo de intrusión de agua.

Las pruebas piloto muestran buenos resultados en los pozos en los que hizo efecto el tratamiento, sin embargo, se presentan varios pozos en los que la intervención no mostró ningún beneficio, y por el contrario, redujeron el caudal de petróleo que producían previo al tratamiento.

Con los costos del tratamiento, solo serían aplicables aquellos que aseguren una efectividad de un 20% como mínimo en la reducción del corte de agua, ya que de lo contrario se podría tener un balance económico negativo.

BIBLIOGRAFÍA

- ANGELONE, Silvia, GARIBAY, María Teresa & CASAUX, Marina. Permeabilidad de Suelos. Geología y Geotécnia. Universidad Nacional de Rosario. Septiembre de 2006.
- AMYX, J., BASS, D. and WHITING, R.L. Petroleum Reservoir Engineering, McGrawHill Company, New York. 1960.
- ARNOLD, Richard, et al. Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso. Oilfield Review, Schlumberger. 2004. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish04/aut04/04_managing_water.pdf
- ASCENCIO, F., & LOZADA, M. A., & JIMENEZ, M. A. (2001). Evolución Tecnológica en el Control de Agua en la Región Sur. Primer simposio de control de agua: Halliburton, Tabasco México.
- BAILEY, Bill, CRABTREE, Mike. Water Control. Schlumberger's Oilfield Review. Sprint 2000.
- BARRERO, Darío, PARDO, Andrés, VARGAS, Carlos y MARTINEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basin: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Pág 70. 2007.
- BEDAIWI, Emad, et al. Polymer Injection for Water Production Control through Permeability Alteration in Fractured Reservoir. NAFTA 60 (4) 221-231. 2009.
- BELLARBY, Jonathan. Well Completion Design. Development in Petroleum Science. Pág. 12. 2009.
- BP Statistical Review of World Energy. June 2012. <http://www.bp.com/statisticalreview>
- CARRILLO, Lucio. Apuntes de Clase de Energía de Reservorios. Universidad Nacional de Ingeniería. Perú. 2006.
- CASTAÑO, Rodrigo. Informe de fin de pozo. Contrato de Asociación Casanare, Llanos Orientales, Colombia. ELF Aquitaine Colombia. Marzo de 1989.

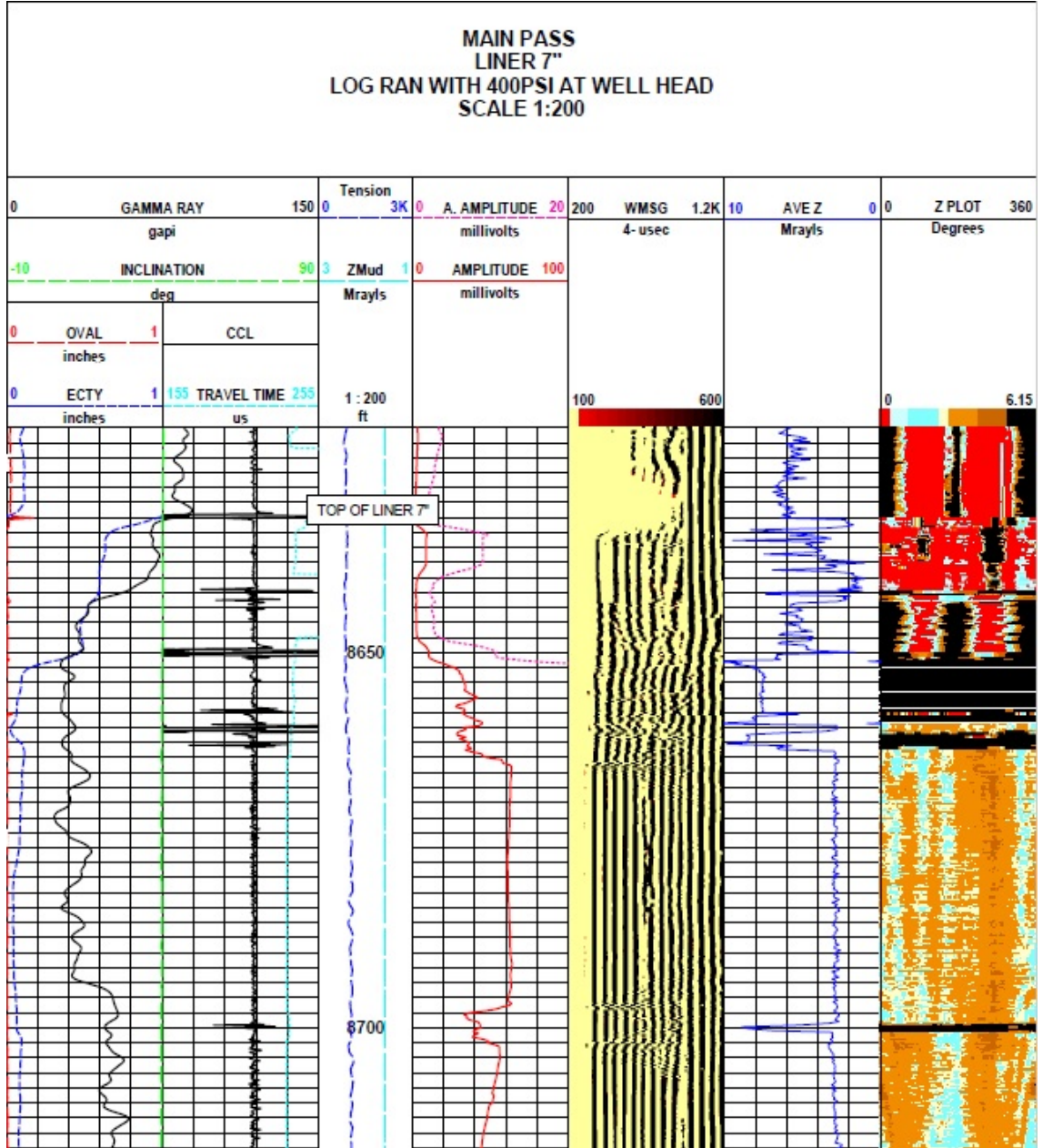
- CHAN, K.S. Water control diagnostic plots. SPE 30775 presented at the 70th Annual Technical Conference. Pág. 9, 1995.
- Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Documento Técnico. Pág. 12-15. 2010.
- DI LULLO, G. & RAE, P. New Insights Into Water Control – A Review of the State of the Art. Paper SPE 79963, presentado en la Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Octubre 8-10. 2002.
- EOR Water Shutoff. NALCO-Champion, an Ecolab Company. <http://nalcochampion.ecolab.com/solution/water-shutoff/?application=enhanced-oil-recovery>
- Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México. Documento Técnico. Comisión Nacional de Hidrocarburos. México, 4 de Junio de 2010.
- FORERO, Enrique. Sistemas de tratamiento de agua. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Bogotá, marzo de 2013.
- GALL, James W. Partially Crosslinked Polymer Used in Correcting Subterranean Formation Permeability. United States Patent. Appl. No. 629,357. Archivo: Noviembre 6 de 1975.
- Halliburton's Conformance Portfolio. Production Enhancement. 2012. http://www.halliburton.com/public/pe/contents/Data_Sheets/web/H/H08591.pdf
- HERNÁNDEZ, Leticia, TELLEZ, Jonnathan & GARCÍA, Benjamín. Conformance Solution Improved Oil Recovery in a Naturally Fractured Carbonate Well. SPE 179534-MS. 2016.
- JASINSKY, Raymond. Petroleum Engineering Handbook. Volume IV – Productions Operations Engineering. 2006.
- JOHNSON Jr., Lyle. Production Well Water Shut-Off Treatment in a Highly Fractured Sandstone Reservoir. Reporte final para Equity Oil Company and U.S. Department of Energy. Julio de 2001.
- KABIR, A.H. Chemical Water & Gas Shutoff Technology – An Overview. SPE 72119, Petronas Carigali Sdn. Bhd. 2001.

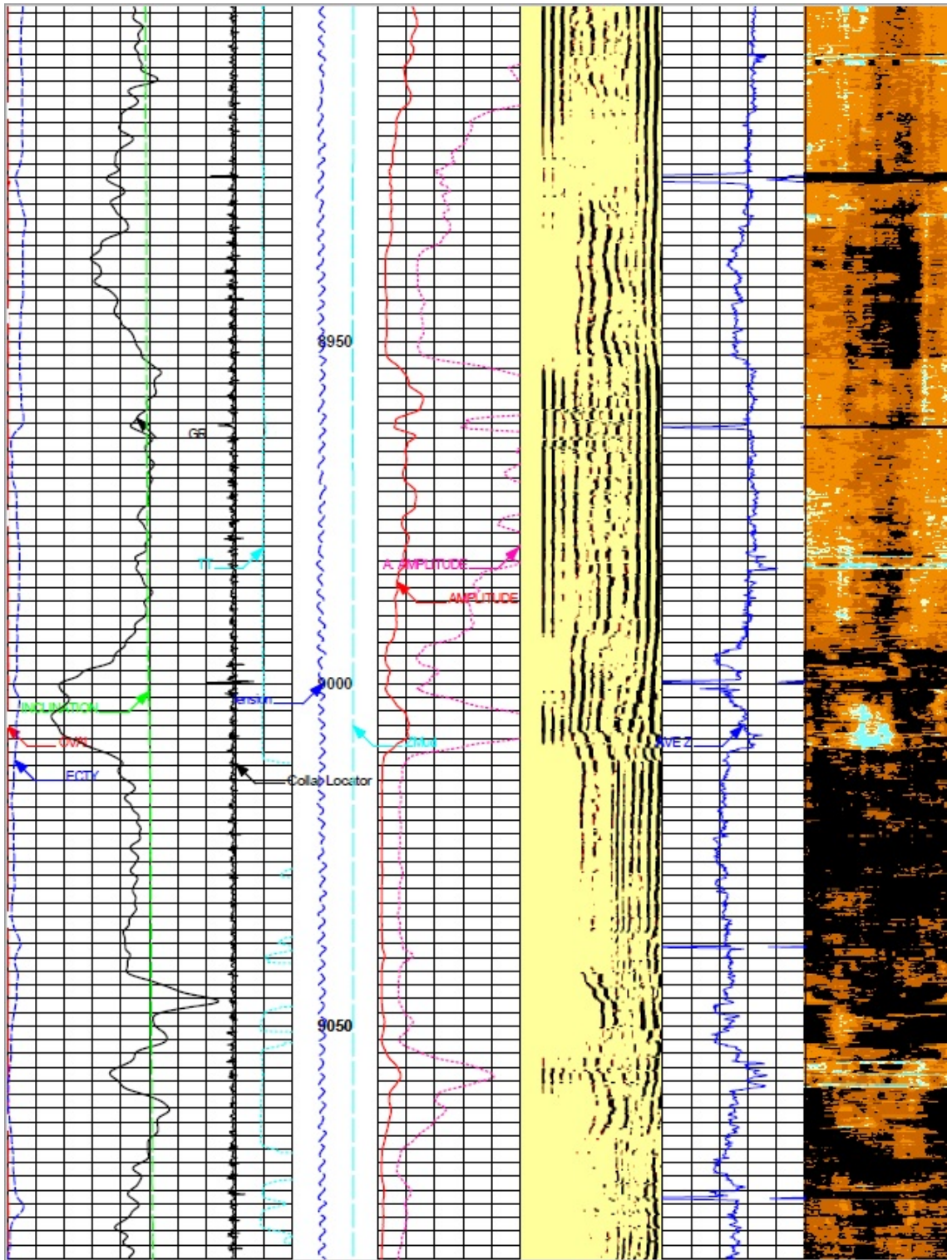
- KHAN, Aamir. HINDUSTAN TIMES NEWSPAPER. Julio, 2012.
- KHATIB, Zara & VERBEEK, Paul. Water to Value - Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields. Society of Petroleum Engineers. Shell Intl. E&P. 2002.
- KIMERLING, Judith. ¿MODELO O MITO? Primera Edición. Ediciones ABYA-YALA. Quito, Ecuador. Agosto 2006.
- KUCHUK, Fikri, SENGUL, Murat & ZEYBEK, Mahmut. Oilfield Water: A Vital Resource. Middle East Well Evaluation Review. 1999.
- LEGERE, R.F. Reduction of Water-Oil Ratio Using Polyacrylamides in Vugular Carbonate Reservoirs. Advances in Reservoir Engineering. JCPT, Montreal, 1978.
- LOPEZ, Karen. Factibilidad de Implementación de Water Shutoff en el Campo Peguita South West. Fundación Universidad América, Facultad de Ingenierías. Tesis de Grado. Bogotá, 2012.
- MACK, J. Water Shut-Off in Producing Wells with Polymer Gels. Presented at Produced Water Management Workshop, Houston, Texas, April 29-30. 2003.
- MALEY, Steve. Gasland's Josh Fox Can't be Bothered With Facts. Red State. June 23, 2012.
- Oilfield Glossary en Español: Donde el Campo Petrolero interactúa con el Diccionario. Schlumberger. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/.aspx>
- Oil Water Shutoff. Baker Hughes Incorporated. 2013. Disponible en web: <http://www.bakerhughes.com/capabilities/water-management/water-shutoff>
- PEGASUS VERTEX INC. <http://www.pvisoftware.com/drilling-glossary/casing-wear.html>
- PEREZ, Ramiro. Yacimientos con Empuje Hidráulico. Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería. 1969.
- PINILLA, Jenny. Implementación de la Tecnología de Geles Poliméricos para el Control de Agua en Pozos Productores: Caso de Campo. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Pág 91-92. Año 2011.

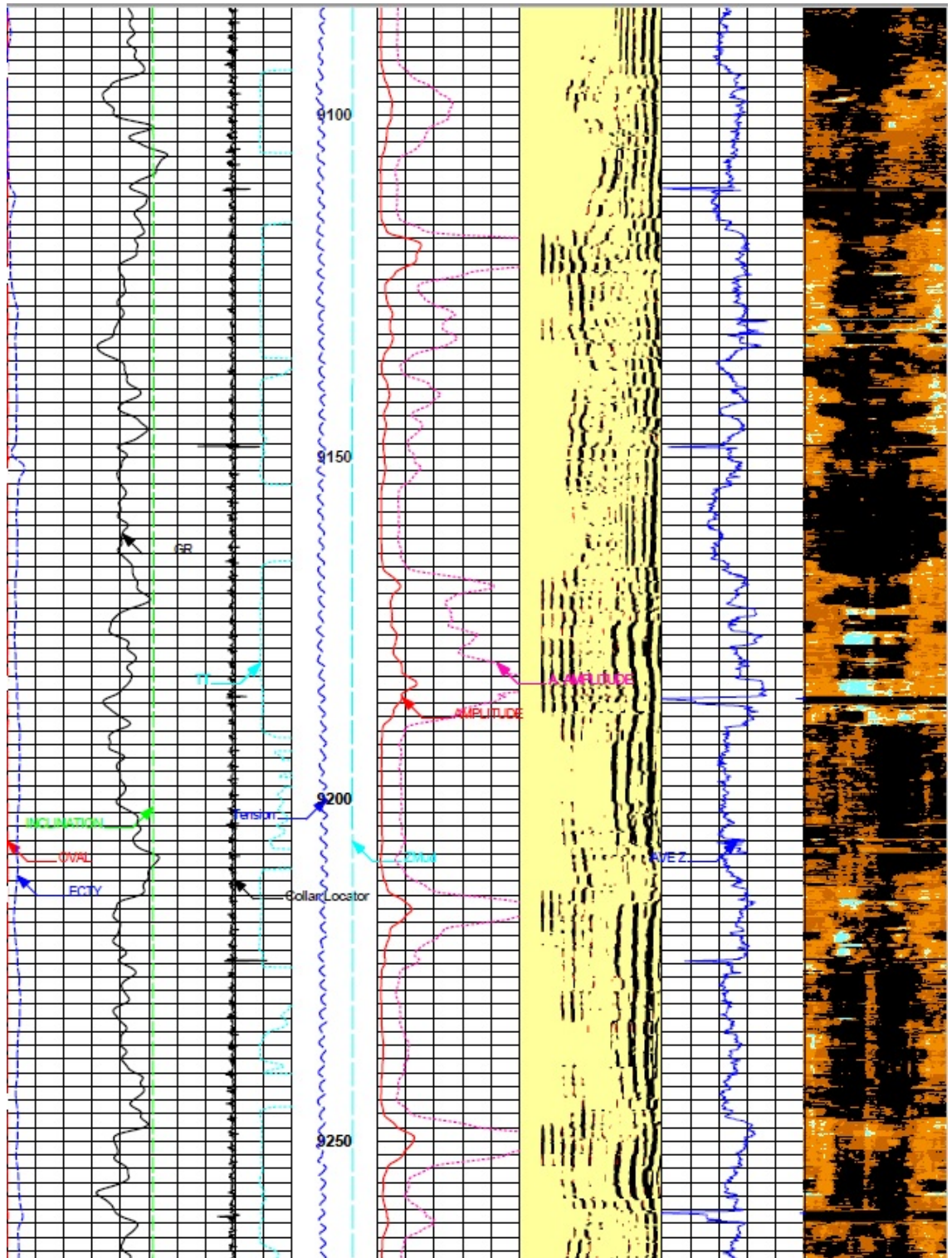
- PORTWOOD, J.T. Lessons learned from Over 300 producing well water shut-off gel treatments. SPE 52127. 1999.
- RAMIREZ, Jetzabeth. Pruebas de Trazadores en la Recuperación de Hidrocarburos. Academia de Ingeniería, México D.F., pág 9. 2008
- REYNOLDS , R.R., and KIKER R.D. Produced Water and Associated Issues – A Manual for the Independent Operator. Oklahoma Geological Survey Open File Report 6-2003, prepared for the South Midcontinent Region of the Petroleum Technology Transfer Council. 2003.
- SERIGHT, R.S., LANE, R.H. & SYDANSK, R.D. A Strategy for Attacking Excess Water Production. SPE 70067, presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, May 15-16. 2001.
- Sistema de gestión de recursos petrolíferos. SPE. http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf
- SPILLANE, James. Additional Reserve Recovery Using New Polymer Treatment on High Water Oil Ratio wells in Alameda Field, Kingman County, Kansas. Final Technical Report. 2005.
- VARGAS, Carlos. Características Cuenca de los Llanos Orientales y Descripción de Bloques. Taller para empresas precalificadas proceso licitatorio proyecto DCP - zona oriental. Gestión del conocimiento ANH. Bogotá, 23 de enero de 2008.
- ZAMBRANO, O. Análisis de Pozos con Alta Producción de Agua. Presentación Workover Def OZ ESPOIL. Sep 2014.
- ZUBILLAGA, Augusto, CORTONA, Mariana, VEIGA, Manual y BRIGGILER, Norberto. Control de Agua: Aplicación de Nuevas Técnicas y Productos para Control de Agua – Historias de Casos en el Yacimiento El Trapial. Trabajo técnico presentado en el II Congreso de Hidrocarburos. Petrotécnica. 2004.

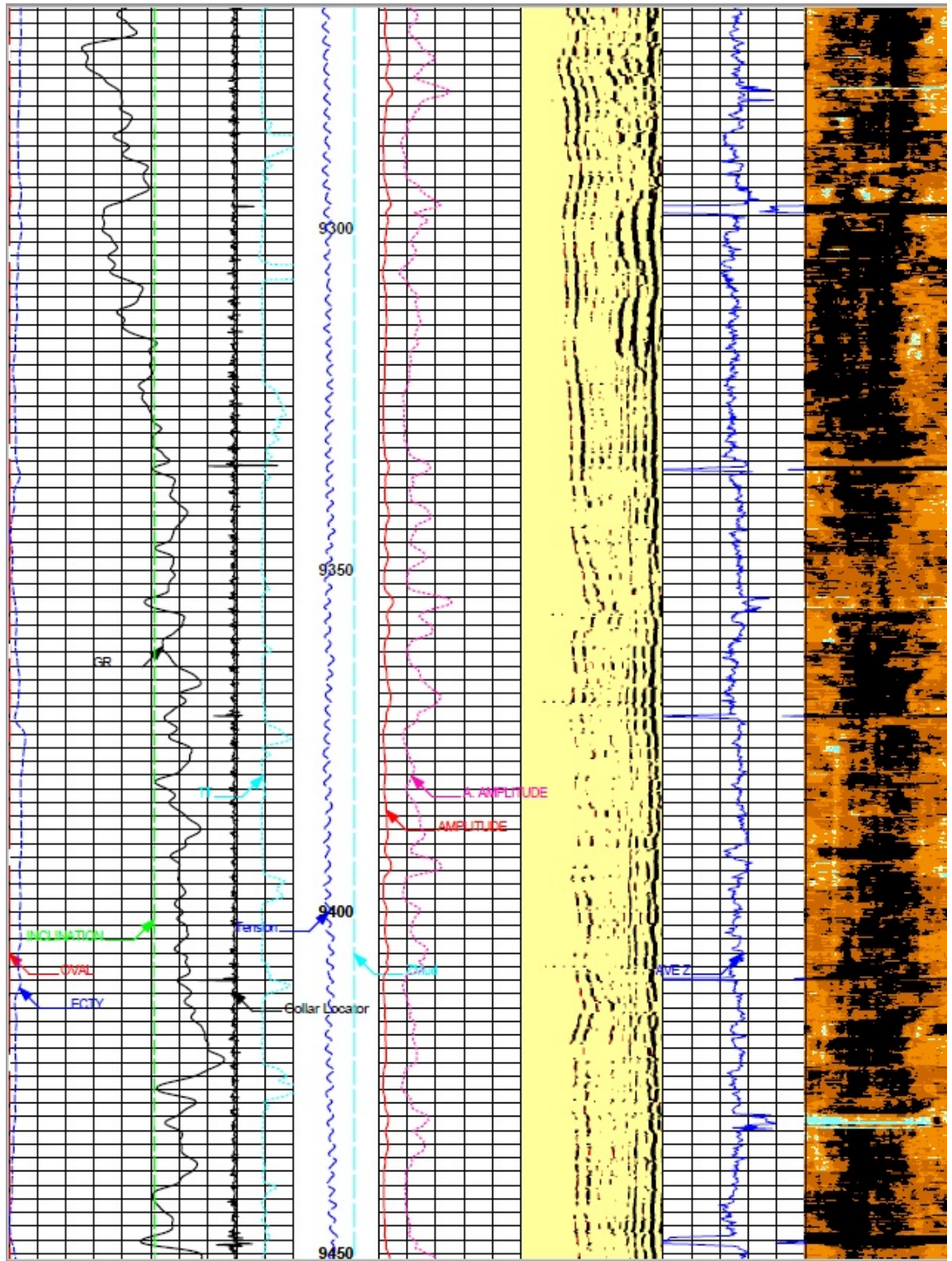
ANEXOS

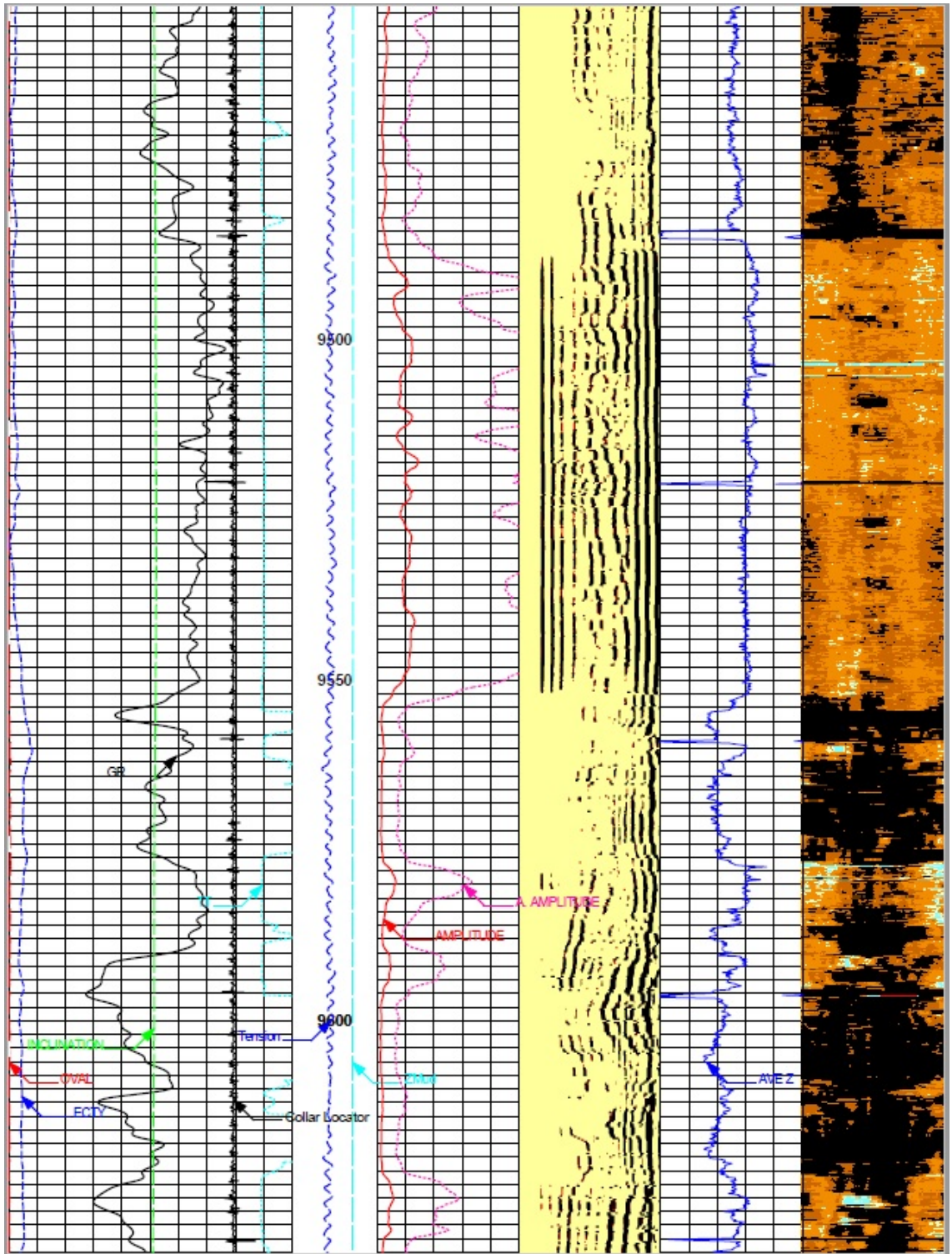
REGISTRO DE ADHERENCIA DEL CEMENTO (CBL) POZO UIS-1

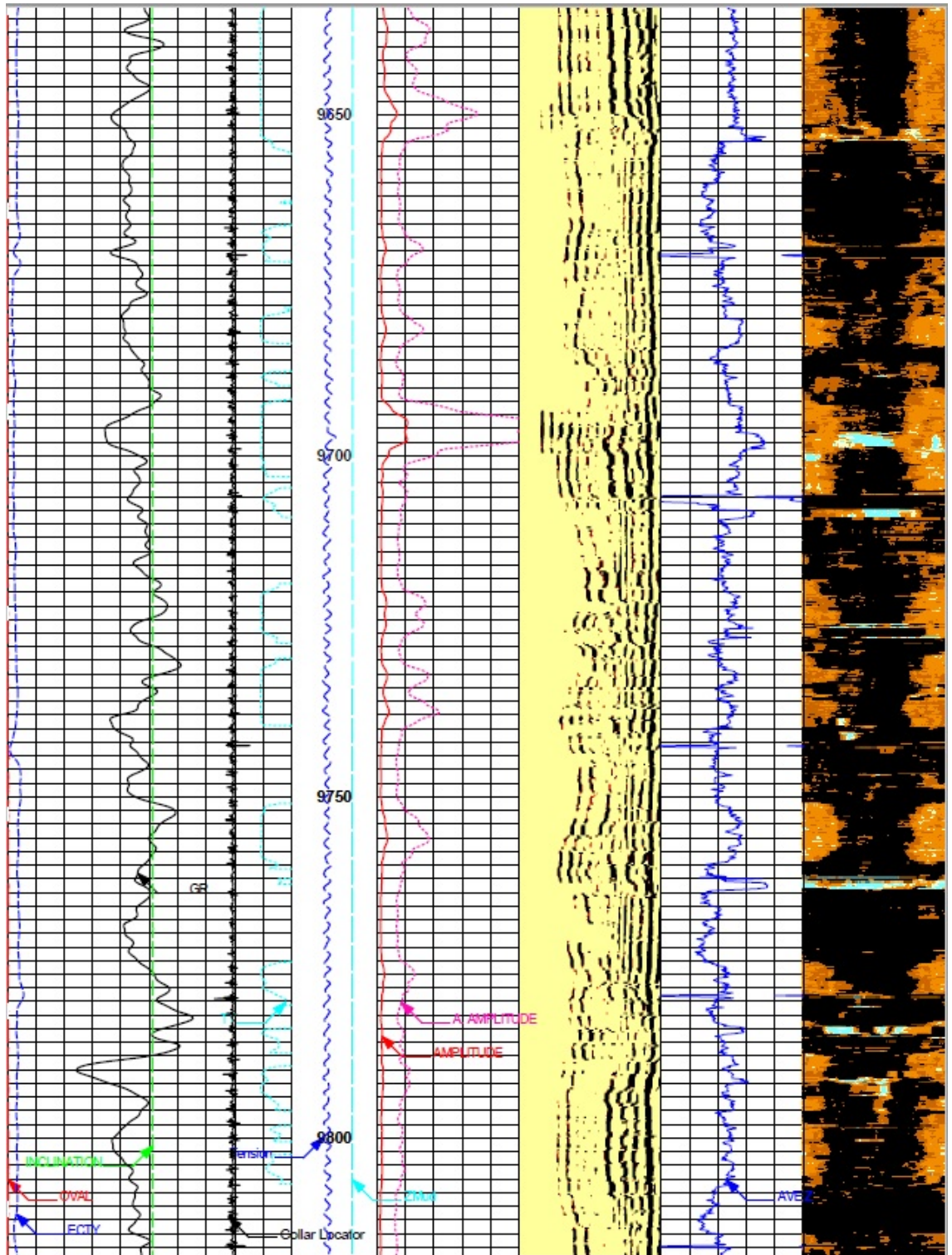


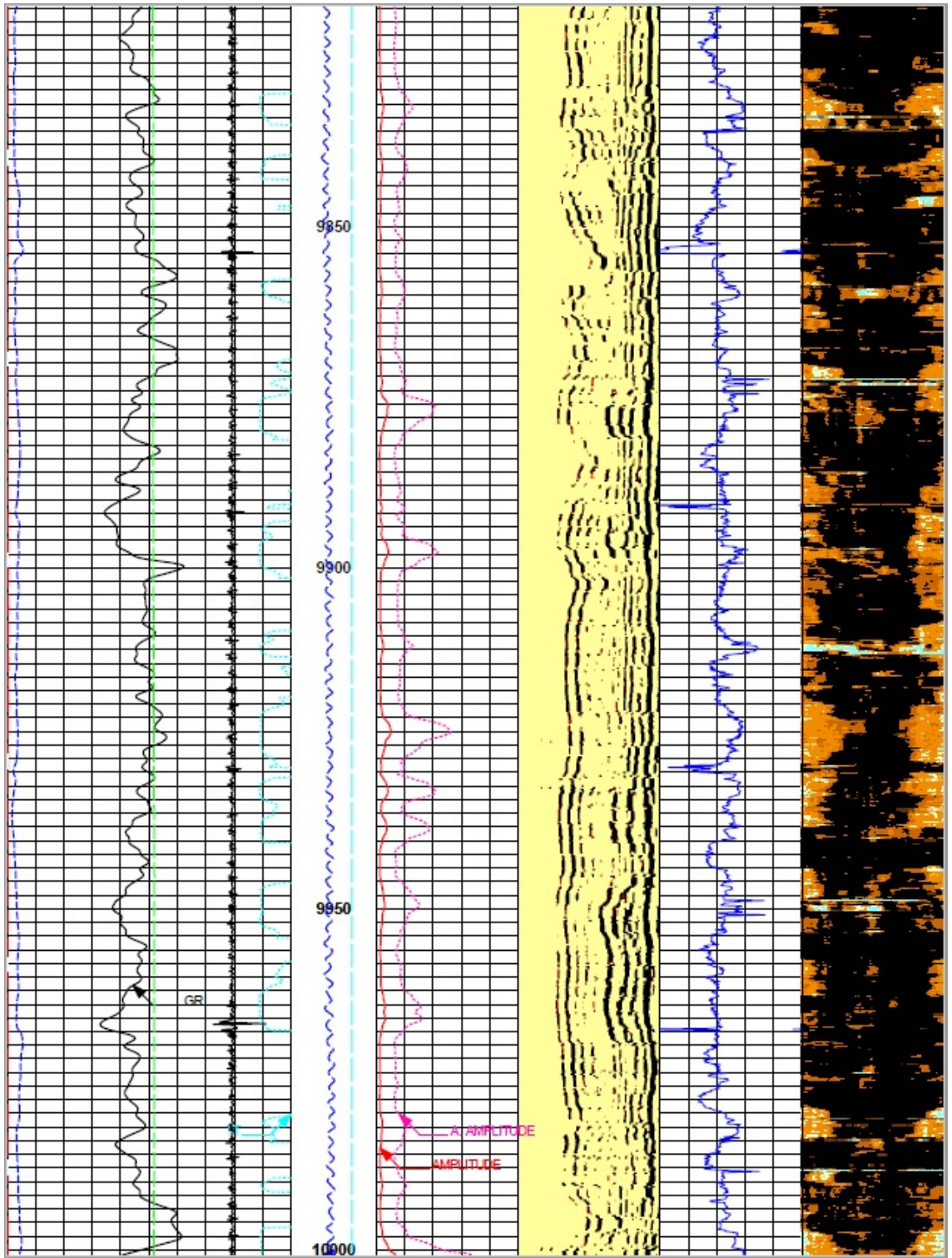


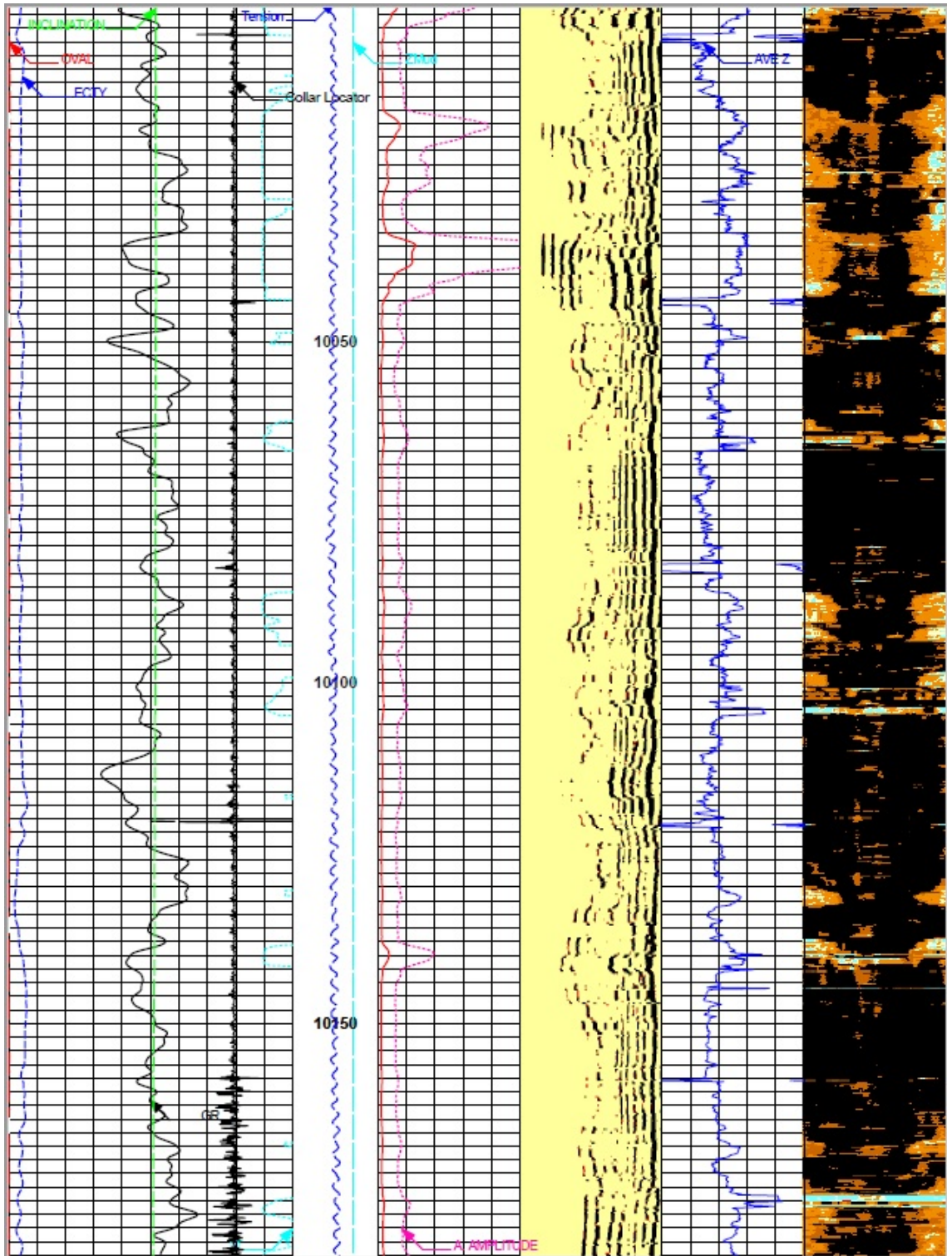


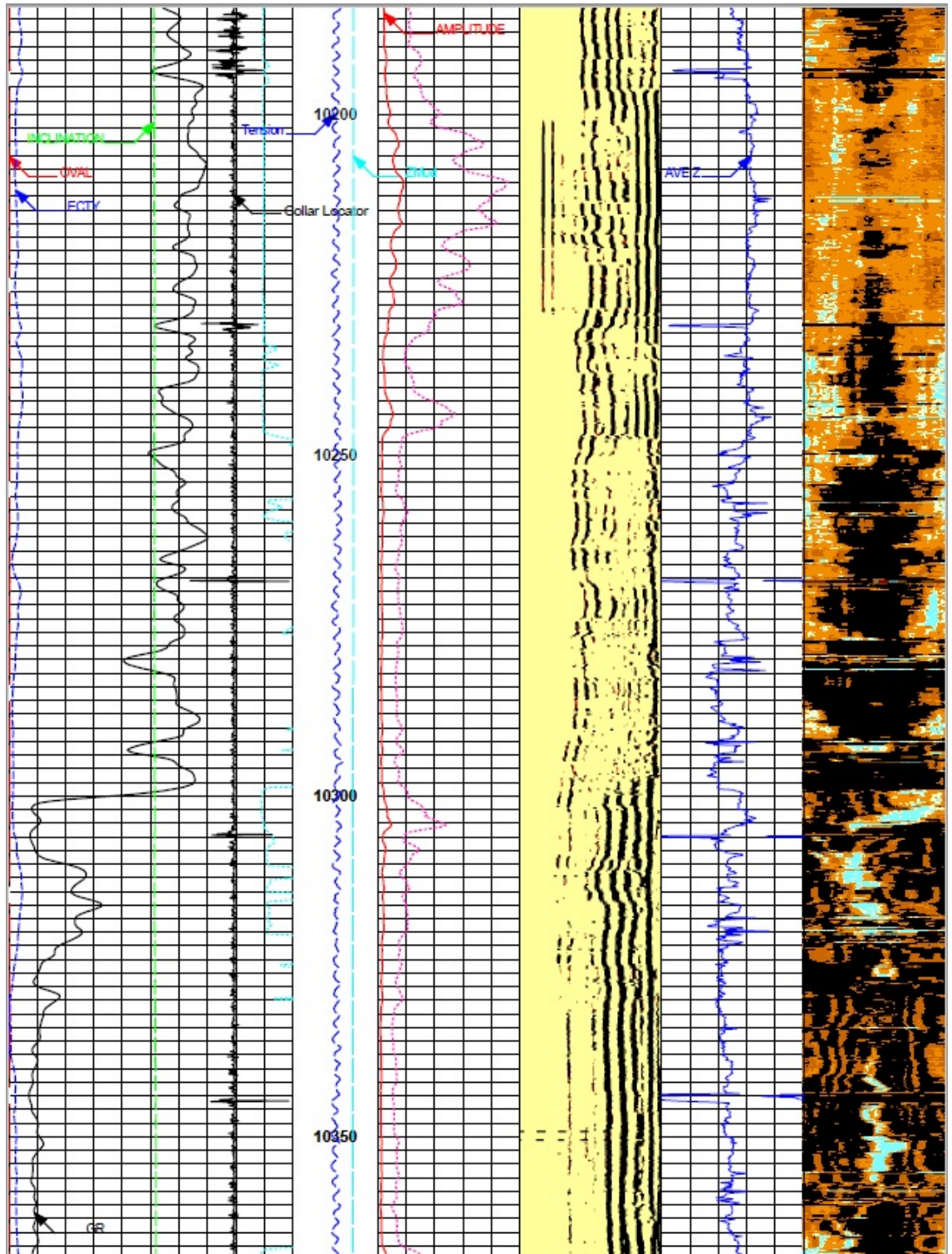


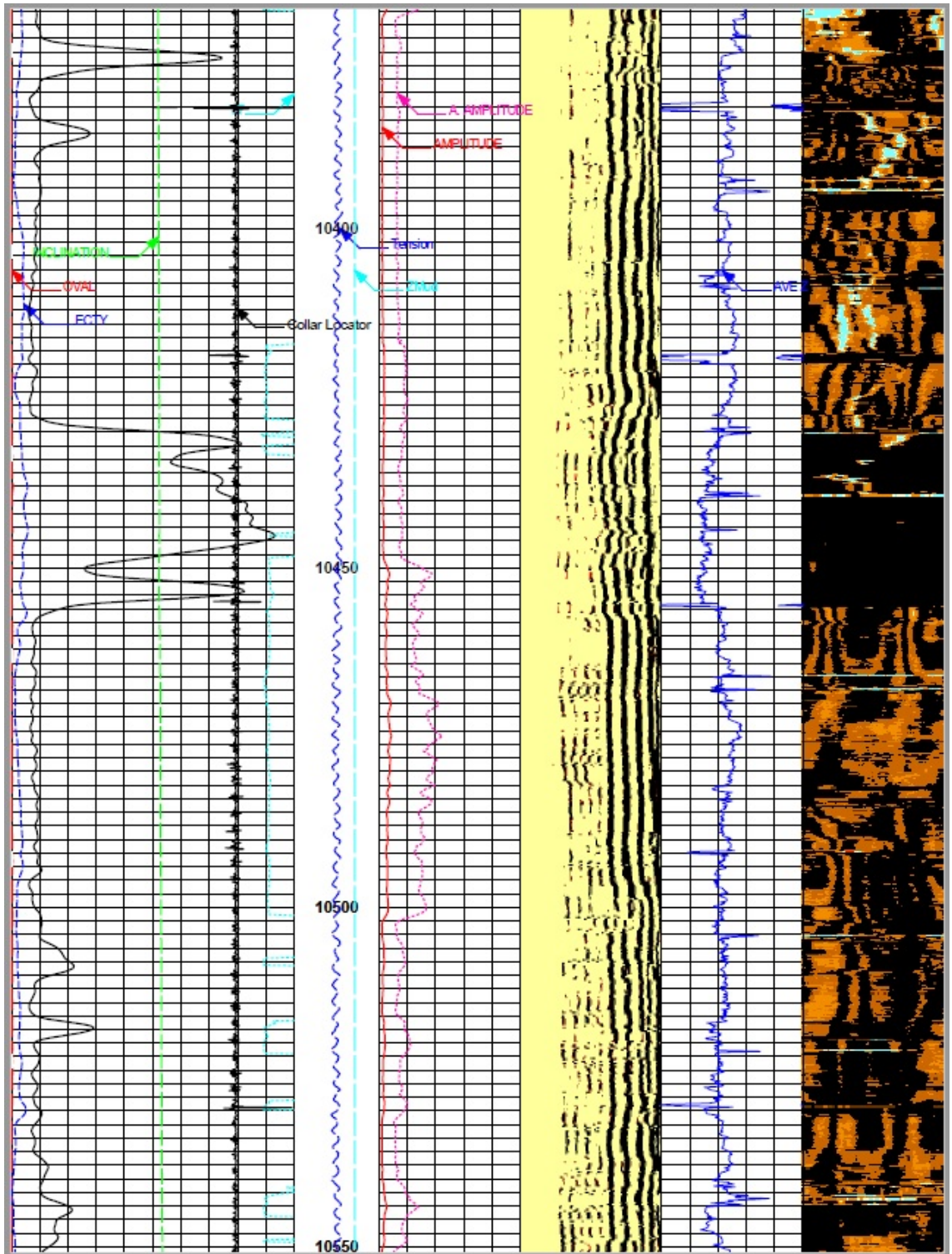


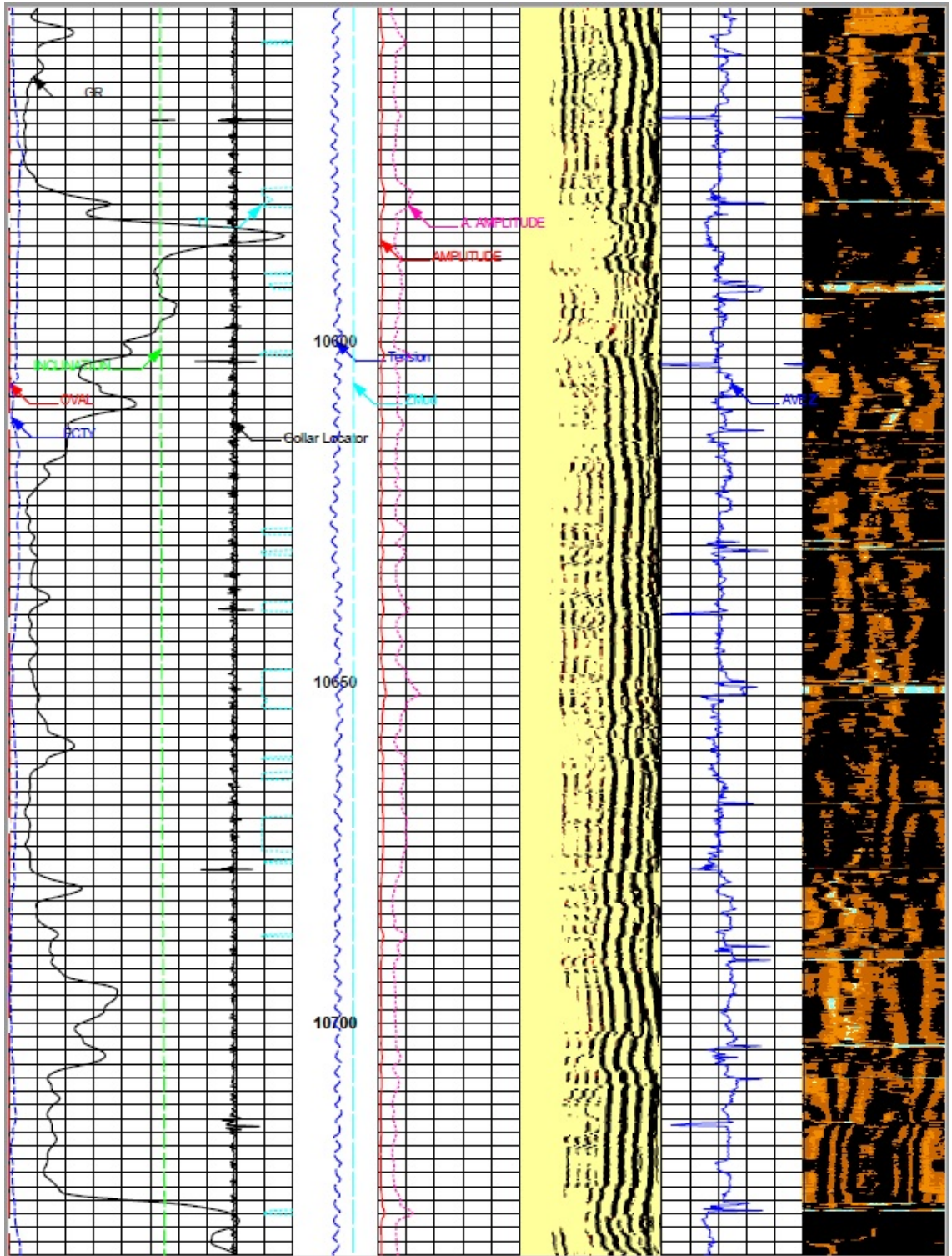


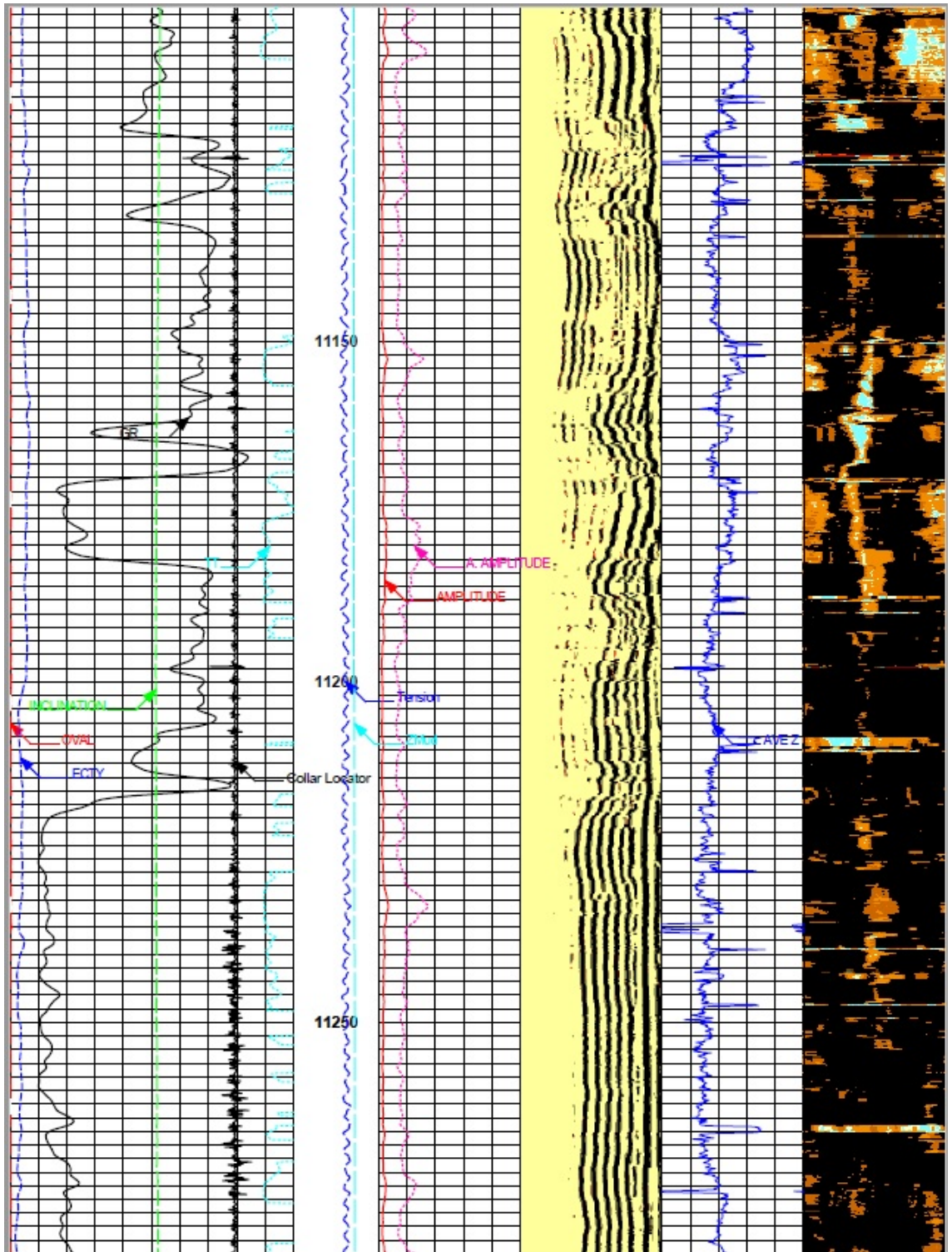


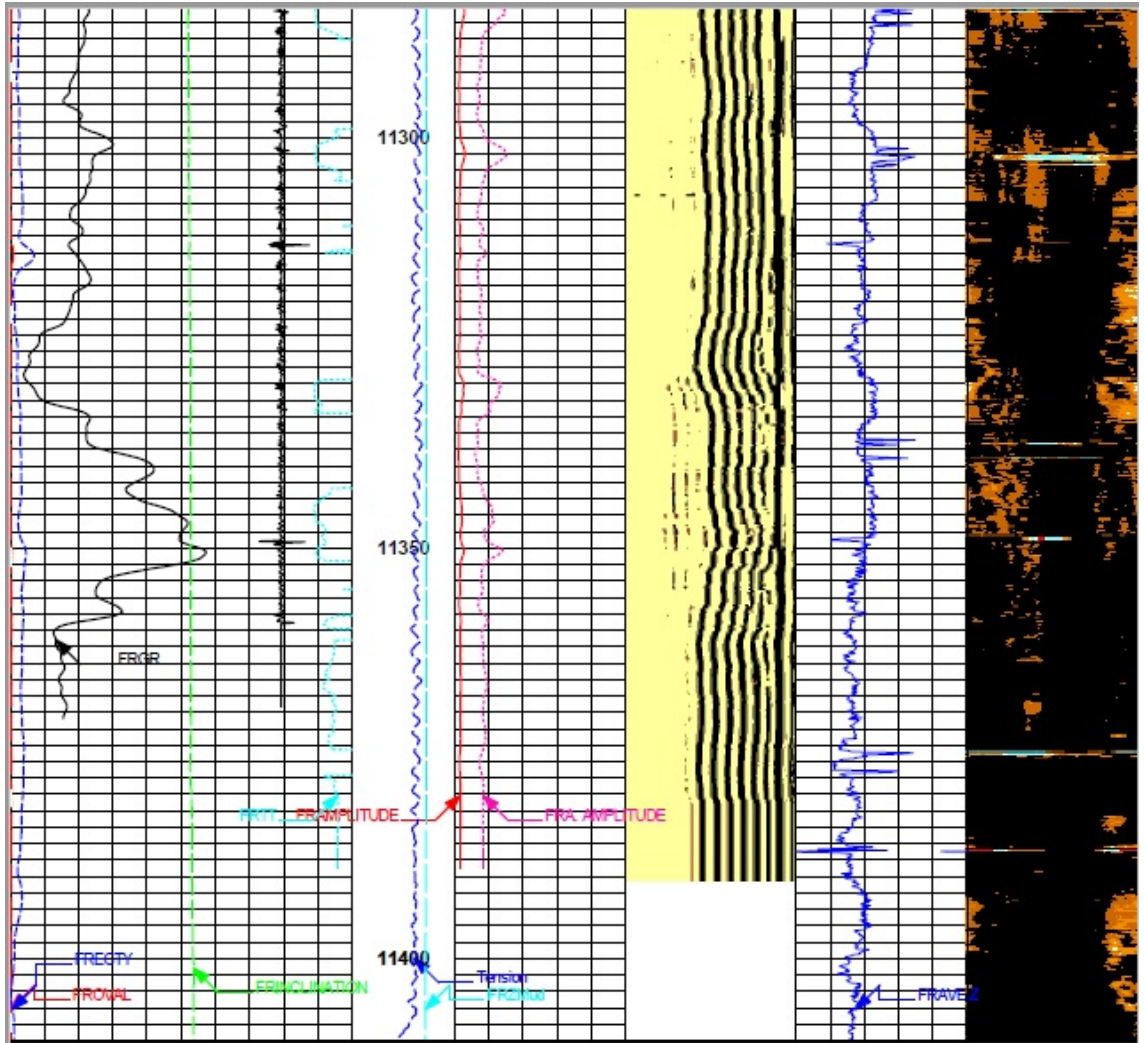












REGISTRO DE ADHERENCIA DEL CEMENTO (CBL) POZO UIS-2

