

**REDUCCIÓN DEL CORTE DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES DE CAMPO
VELÁSQUEZ MEDIANTE LA APLICACIÓN MATRICIAL DE MODIFICADORES
DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

CARLOS ALBERTO AMAYA PÉREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAGÍSTER EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2018

**REDUCCIÓN DEL CORTE DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES DE CAMPO
VELÁSQUEZ MEDIANTE LA APLICACIÓN MATRICIAL DE MODIFICADORES
DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

CARLOS ALBERTO AMAYA PÉREZ

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER EN
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS**

**DIRECTOR
EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS
MAGÍSTER EN INGENIERÍA DE HIDROGARBUROS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1 OBJETIVOS	15
1.1 OBJETIVO GENERAL	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	15
2 ANTECEDENTES	17
2.1 RESEÑA HISTÓRICA CAMPO VELÁSQUEZ	17
2.2 GEOLOGÍA DE CAMPO VELÁSQUEZ.....	21
3 ANALISIS DEL INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA	28
3.1 CAUSAS DEL INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA.....	28
3.1.1 Filtraciones En Revestimiento, Tubería De Producción O Empaques	28
3.1.2 Cementación Defectuosa Del Revestimiento	29
3.1.3 Contacto Agua Petróleo Dinámico	30
3.1.4 Conificación	31
3.1.5 Segregación Por Gravedad.....	32
3.2 DIAGNÓSTICO DEL INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA	33
3.2.1 Curva Diagnóstico De Conificación.....	34
3.2.2 Curva Diagnóstico De Canalización.....	36
3.2.3 Curva Diagnóstico De Comunicación Mecánica ó de Yacimiento.....	37
3.3 ANÁLISIS ADICIONALES DEL INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA	38
3.3.1 Curvas de Producción de Fluidos	38

3.3.2	Curvas de Declinación	39
3.3.3	Estado Mecánico del Pozo.....	40
3.3.4	Datos Petrofísicos y Características de los Fluidos	40
4	CONTROL DE AGUA CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA (MPR)	41
4.1	ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA.....	41
4.2	CARACTERÍSTICAS DE LOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA	44
5	SELECCIÓN DEL POZO BASE DE ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROL DE AGUA CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA	50
5.1	REVISIÓN CURVAS DE PRODUCCIÓN.....	50
5.2	REVISIÓN CURVAS HISTÓRICAS DE PRODUCCIÓN	52
5.3	REVISIÓN CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO.....	53
5.4	REVISIÓN CURVA DE INCREMENTO CORTE AGUA (CHAN)	55
5.5	REVISIÓN MAPAS DE CONTACTOS AGUA ACEITE.....	56
5.6	REVISIÓN CORRELACIONES SATURACIÓN AGUA	57
5.7	ANÁLISIS PETROFÍSICO INTERVALOS PRODUCTORES	58
5.8	DIAGRAMA FLUJO CRITERIOS SELECCIÓN POZO BASE DE ESTUDIO	59
6	IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN MATRICIAL DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	64
6.1	ANÁLISIS DE FLUIDOS Y SEDIMENTO.....	64

6.2	ANÁLISIS EN NUCLEO DE ROCA.....	67
6.3	TRABAJO DE INTERVENCIÓN AL POZO BASE DE ESTUDIO.....	69
6.4	RESULTADOS DEL TRATAMIENTO EN EL POZO BASE DE ESTUDIO ..	74
6.5	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL TRATAMIENTO	77
7	CONCLUSIONES	80
8	RECOMENDACIONES	82
	BIBLIOGRAFÍA	83

LISTA DE TABLAS

TABLA 1 PROPIEDADES DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD GENERALES DE CAMPO VELÁSQUEZ.	
	26
TABLA 2 PARÁMETROS GENERALES FORMACIONES PRODUCTORAS DE CAMPO VELÁSQUEZ. .	26
TABLA 3 POZOS CANDIDATOS PARA APLICACIÓN DE MPR	61
TABLA 4 ANÁLISIS ECONÓMICO PLANEADO PARA EL TRABAJO DE INTERVENCIÓN.....	77
TABLA 5 ANÁLISIS ECONÓMICO REAL PARA EL TRABAJO DE INTERVENCIÓN.....	78
TABLA 6 COMPARATIVO ANÁLISIS ECONÓMICO REAL VS. PLANEADO DEL TRABAJO DE INTERVENCIÓN.....	79

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN CAMPO VELÁSQUEZ.....	18
FIGURA 2. SECCIÓN ESTRATIGRÁFICA TÍPICA DE CAMPO VELÁSQUEZ.....	23
FIGURA 3. FILTRACIÓN DE AGUA EN REVESTIMIENTO, TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Ó EMPAQUES 29	
FIGURA 4. CEMENTACIÓN DEFECTUOSA DEL REVESTIMIENTO	30
FIGURA 5. CONTACTO AGUA - PETRÓLEO DINÁMICO	31
FIGURA 6. CONIFICACIÓN O FORMACIÓN DE CÚSPIDE	32
FIGURA 7. SEGREGACIÓN POR GRAVEDAD.....	33
FIGURA 8. CURVA DIAGNÓSTICA DE CONIFICACIÓN.....	35
FIGURA 9. CURVA DIAGNÓSTICA DE CANALIZACIÓN	36
FIGURA 10. CURVA DIAGNÓSTICA DE COMUNICACIÓN MECÁNICA O DE YACIMIENTO	37
FIGURA 11. CURVAS DE PRODUCCIÓN DE FLUIDOS.....	38
FIGURA 12. CURVAS DE DECLINACIÓN.....	39
FIGURA 13. MPR EN PRESENCIA DE AGUA (IZQUIERDA) Y DE CRUDO (DERECHA).....	45
FIGURA 14. MICROFOTOGRAFÍA DE UN NÚCLEO DE ROCA TRATADO CON MPR.....	47
FIGURA 15. DESPLAZAMIENTO DE LA CURVA DE K_{rw} POR EFECTO DE LOS MPR	48
FIGURA 16. REVISIÓN CURVAS DE PRODUCCIÓN	51
FIGURA 17. REVISIÓN CURVAS HISTÓRICAS DE PRODUCCIÓN.....	53
FIGURA 18. REVISIÓN CONDICIÓN MECÁNICA.....	54
FIGURA 19. REVISIÓN CURVAS CHAN.....	55
FIGURA 20. REVISIÓN CONTACTOS AGUA - ACEITE	57

FIGURA 21. REVISIÓN CORRELACIONES DE SATURACIÓN DE AGUA	58
FIGURA 22. REVISIÓN PETROFÍSICA DE LOS INTERVALOS PRODUCTORES.....	59
FIGURA 23. REVISIÓN PETROFÍSICA DE LOS INTERVALOS PRODUCTORES.....	60
FIGURA 24. REVISIÓN CURVA CHAN POZO BASE DE ESTUDIO.....	62
FIGURA 25. REVISIÓN PETROFÍSICA POZO BASE DE ESTUDIO	63
FIGURA 26. PRUEBA COMPATIBILIDAD FLUIDO POZO BASE ESTUDIO Y PRODUCTOS DEL TRATAMIENTO	65
FIGURA 27. PRUEBA MOJABILIDAD Y DETERGENCIA POZO BASE ESTUDIO Y PRODUCTOS DEL TRATAMIENTO.....	66
FIGURA 28. TENDENCIA INCRUSTANTE FLUIDO POZO BASE ESTUDIO.....	67
FIGURA 29. CURVA PERMEABILIDADES RELATIVAS BASE PARA EL NÚCLEO DE ROCA.	68
FIGURA 30. REVISIÓN ETAPAS DEL TRATAMIENTO A PARTIR DE PETROFÍSICA.....	69
FIGURA 31. ESTADO MECÁNICO DEL POZO BASE DE ESTUDIO ANTES DEL TRATAMIENTO.	71
FIGURA 32. RESULTADO PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ANTES Y DESPUÉS DEL TRATAMIENTO.	75
FIGURA 33. INCREMENTO ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD DESPUÉS DEL TRATAMIENTO.	76

RESUMEN

TITULO: REDUCCIÓN DEL CORTE DE AGUA EN POZOS PRODUCTORES DE CAMPO VELÁSQUEZ MEDIANTE LA APLICACIÓN MATRICIAL DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA.^{1*}

AUTOR: CARLOS ALBERTO AMAYA PÉREZ**

PALABRAS CLAVES: modificadores permeabilidad relativa, reducción corte agua, Campo Velásquez.

DESCRIPCIÓN: Con el paso de los años, la producción de los campos maduros se ve afectada por el movimiento de los frentes de agua en el yacimiento que naturalmente incrementan el corte de agua en los pozos, reduciendo de esta manera la productividad de los pozos productores. Este fenómeno se ve agravado por la necesidad que tienen las compañías de incrementar la capacidad de extracción de sus sistemas de levantamiento artificial para mantener o incrementar la curva de producción de crudo.

Campo Velásquez no es ajeno a este fenómeno y con el paso de los años ha presentado los síntomas típicos de un campo que está en producción muchos años, tales como: incremento del corte de agua en los pozos, de la producción total de fluidos, del consumo de energía eléctrica de los pozos, de la inyección de agua residual, y del número de intervenciones a pozo. Los anteriores síntomas se deben básicamente al incremento de la capacidad de extracción de los sistemas de levantamiento artificial de los pozos del campo y al avance del frente de agua hacia las formaciones productoras de crudo.

En este documento se presenta una metodología de selección de un pozo base de estudio del campo para la implementación de la inyección matricial de Modificadores de Permeabilidad Relativa, con el fin de reducir el corte de agua en los pozos productores. Igualmente se describe el proceso de selección del tratamiento y la realización de un trabajo en el pozo, con base en datos de producción, petrofísicos y pruebas de laboratorio tanto de fluidos como en núcleo de roca.

Una evaluación económica es mostrada teniendo en cuenta los resultados del trabajo en el pozo.

* Monografía.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas. Director: Mg. Edison Odilio García Navas.

ABSTRACT

TITLE: REDUCTION OF WATER CUT IN VELASQUEZ FIELD PRODUCER WELLS THROUGH MATRIX APPLICATION OF RELATIVE PERMEABILITY MODIFIERS.*

AUTHOR: CARLOS ALBERTO AMAYA PÉREZ**

KEYWORDS: relative permeability modifiers, water cut reduction, Velasquez Field.

DESCRIPTION: Over the years, the production of mature fields is affected by the movement of the water fronts in the reservoir that naturally increase the water cut in the wells, thus reducing the productivity of the producing wells. This phenomenon is aggravated by the need for companies to increase the extraction capacity of their artificial lift systems to maintain or increase the crude production curve.

Velasquez Field is no stranger to this phenomenon and over the years has presented the typical symptoms of a field that is in production for many years, such as: increase in the water cut in the wells, the total production of fluids, power consumption of the wells, the injection of wastewater, and the number of interventions to well. The above symptoms are basically due to the increase in the extraction capacity of the artificial lift systems of the wells and the advance of the water front towards the oil producing formations.

This document presents a methodology for the selection of a well of the field, like study base, for the implementation of the matrix injection of Relative Permeability Modifiers, in order to reduce the water cut in the producing wells. It also describes the process of selecting the treatment and performing a job in the well, based on production data, petrophysics and laboratory tests of both fluids and rock core.

An economic evaluation is shown taking into account the results of the job in the well.

* Degree Thesis.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas. Director: Mg. Edison Odilio García Navas.

INTRODUCCIÓN

Con el paso de los años, la producción de los campos maduros se ve afectada por el movimiento de los frentes de agua en subsuelo que naturalmente incrementan el corte de agua en los pozos, reduciendo de esta manera la productividad de los pozos productores. Este fenómeno se ve agravado por la necesidad que tienen las compañías de incrementar la capacidad de extracción de sus sistemas de levantamiento artificial para mantener o incrementar la curva de producción de crudo.

Campo Velásquez, no es ajeno a este fenómeno ya que ha venido presentado los síntomas típicos de un campo que está en producción muchos años, tales como: incremento del corte de agua en los pozos, que ha subido desde el 85% al 90% en los últimos 6 años, incremento de la producción total de fluidos del campo que se ha incrementado de 9.000 BFPD hasta 30.000 BFPD en los últimos 10 años, incremento del consumo de energía eléctrica de los pozos, que ha aumentado la demanda de energía eléctrica del campo desde 1.3 MWH hasta 1.6 MWH en los últimos 5 años, incremento sustancial de la inyección de agua residual, que se ha pasado de 6.000 BWPD hasta 23.000 BWPD en los últimos 10 años e incremento del número de intervenciones a pozo desde 7 hasta 11 pozos por mes en los últimos 5 años. Los anteriores síntomas se deben básicamente al incremento de la

capacidad de extracción de los sistemas de levantamiento artificial de los pozos del campo y al avance del frente de agua hacia las formaciones productoras de crudo.

De no tener planes para hacer frente a estos problemas se puede tener con el paso de los años inconvenientes tales como: pérdida de la producción de crudo de los pozos, superación del límite técnico de la capacidad instalada de los sistemas de tratamiento de fluidos del campo e incremento por encima del límite económico de los costos de levantamiento de crudo. Estos problemas traerían indiscutiblemente una pérdida de la viabilidad técnico-económica de la operación de producción del campo, con el agravante del fenómeno de la volatilidad en la variación de los precios internacionales del crudo.

1 OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar la reducción del corte de agua en pozos productores de campo Velásquez mediante la aplicación matricial de modificadores de permeabilidad relativa

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un diagnóstico de las causas del incremento del corte de agua a partir de los datos de pruebas de producción para establecer pozos candidatos para la implementación de la tecnología de reducción de corte de agua.
- Realizar una revisión sistemática sobre la tecnología de aplicación matricial de modificadores de permeabilidad relativa, teniendo en cuenta las condiciones técnicas y operativas necesarias para su aplicación en los pozos de campo Velásquez.
- Determinar las condiciones de selección de un pozo base de estudio, teniendo en cuenta la revisión sistemática de la tecnología, a fin de realizar

los análisis de fluidos requeridos para el diseño particular del tratamiento del pozo.

- Implementar un programa de trabajo para la aplicación de la tecnología de reducción del corte de agua en el pozo base de estudio seleccionado y comparar los resultados técnicos y económicos, a partir del análisis de las pruebas del pozo antes y después del trabajo.

2 ANTECEDENTES

2.1 RESEÑA HISTÓRICA CAMPO VELÁSQUEZ

Campo Velásquez está ubicado en la intersección geográfica que conforman los departamentos de Antioquia, Boyacá y Santander, en inmediaciones de los municipios de Puerto Triunfo, Puerto Boyacá y Cimitarra, donde se ha extraído gran cantidad de petróleo desde los años 40.

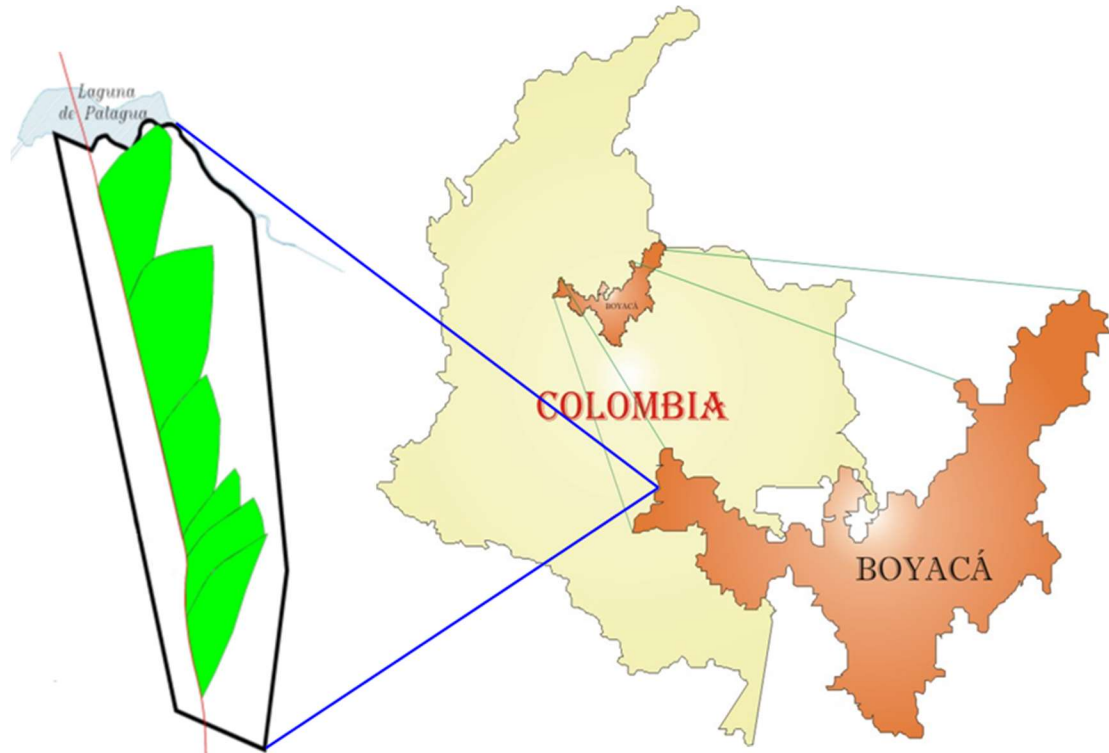
El Campo Velásquez se encuentra localizado en el Departamento de Boyacá, a unos 285 Km de Bogotá. El campo posee un área de 3300 acres y es el único con propiedad privada del subsuelo que existe en el país (Figura 1).

La Compañía Texas Petroleum Company compró en el año de 1929 la propiedad privada Guaguaquí-Terán. A través de estudios de geofísica (gravimetría y sísmica analógica) realizados desde 1930 se identificó la estructura de Velásquez.

El pozo Velásquez-1, localizado con base en información sísmica, inició perforación en diciembre 8 de 1945 y terminó en Julio 14 de 1946 hasta una profundidad final de 8455 pies. Después de un periodo extenso de pruebas, el pozo se completó como productor de petróleo y descubridor del campo.

La compañía continuó la delimitación del campo hacia el norte a través de la perforación de pozos, doce de los cuales resultaron secos y otros se perdieron por problemas mecánicos.

Figura 1. Ubicación Campo Velásquez



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

Las condiciones selváticas constituyeron desde el inicio un gran reto para el desarrollo del campo, no solamente por las dificultades mismas de la selva, sino igualmente por las condiciones logísticas para soportar las intensas operaciones.

El primer embarque de crudo proveniente del Campo Velásquez se llevó en febrero 3 de 1946 mediante barcazas por el río Magdalena hasta la Refinería de Barrancabermeja.

En marzo de 1952, se inició el bombeo de crudo del Campo Velásquez a través de un oleoducto hasta la refinería de la compañía ESSO Colombiana en La Dorada. Igualmente se continuó transportando en barcazas por el río crudo hasta la refinería de Barrancabermeja.

En total la compañía Texas Petroleum Company perforó 256 pozos y llegó a una producción máxima de 29765 BOPD en agosto de 1959, para lo cual terminó previamente la construcción de un oleoducto hasta Barrancabermeja.

Entre noviembre 9 y diciembre 6 de 1994 se realizaron todos los trámites requeridos para oficializar el cambio de Dueño del Campo y fue ya el 15 de diciembre de 1994 cuando la Texas Petroleum Company vendió el Campo Velásquez a Omimex de Colombia LTD, la cual inició la operación del Campo adquirido. En el momento de inicio de operaciones por parte de Omimex, la producción del Campo Velásquez era de 2100 BOPD.

En septiembre de 2006 el campo es adquirido por la Compañía Mansarovar Energy Colombia Ltd., la cual opera actualmente dicho campo. Actualmente el campo cuenta con un total de 321 pozos perforados, de los cuales solo 90 están en

producción, 65 con sistema de levantamiento por cavidades progresivas y 25 con bombeo mecánico.

La sección productora de hidrocarburos en el Campo Velásquez ha sido convencionalmente dividida en las Formaciones Tuné y Guaduas, compuestas por arenas fluviales e intercalaciones de capas de arcilla.

La profundidad del tope del Basamento varía de 6000 ft al norte del Campo Velásquez hasta 8500 ft en su extremo sur. Los espesores netos petrolíferos originales son en promedio del orden de 109 ft en la Formación Tuné y de 136 ft en la Formación Guaduas. El petróleo presenta gravedad API entre 18° y 25° en estas formaciones.

El OOIP estimado del campo es 634 MMSTB, con una producción acumulada hasta marzo de 2018 de 193 MMSTB, con una producción diaria de 3300 BOPD, 29300 BWPD y 500 KPC de gas. El gas producido actualmente se utiliza como combustible para la autogeneración eléctrica del campo.

2.2 GEOLOGÍA DE CAMPO VELÁSQUEZ

En Campo Velásquez las formaciones productoras son Tuné y Guaduas. Ambas están datadas como del Oligoceno (Terciario). La Formación Tuné se encuentra concordante sobre la Formación Guaduas. Pero también existen reportes de producción del Basamento (Pozos Velásquez-105 y 270), el cual aparece como altamente fracturado.

El ambiente de sedimentación es de tipo fluvial y como tal, muestra una gran intercalación de arenas y arcillas.

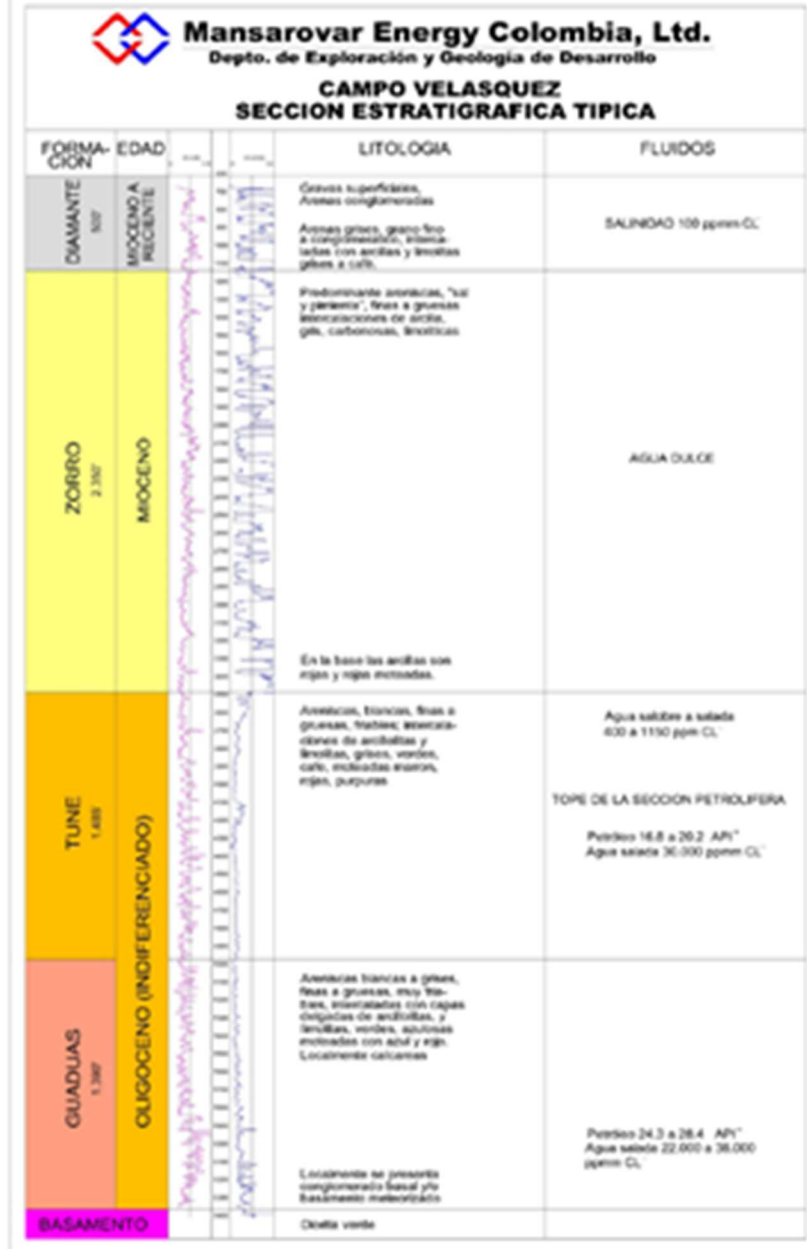
Dentro de cada una de las formaciones productoras, Tuné y Guaduas, se identificaron por parte de Texaco, zonas que fueron denominadas para la Formación Tuné como zonas A, B, C, D, E y F, y para Guaduas como grupos I, II, III, IV y V. Cada una de estas zonas o grupos, presentan múltiples arenas y diferentes contactos agua-aceite.

Campo Velásquez está ubicado en el borde occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, cuya expresión estructural corresponde a un monoclinal suavemente inclinado hacia el oriente (5° - 7°). En este sector de la cuenca han sido identificados dos sistemas principales de fallas de rumbo, uno de dirección NE-SW, al cual pertenece la Falla Cocorná y otro sistema de dirección NW-SE al cual pertenece la falla de Velásquez. Ambos sistemas son distensivos y desarrollan fallas

normales con sus planos generalmente inclinados hacia la cuenca. En el área de Velásquez el entrapamiento de los hidrocarburos está controlado principalmente por la Falla de Velásquez y fallas menores relacionadas a ella, de dirección suroeste – noreste, las cuales segmentan el Campo en varios bloques. En el área de Velásquez se halla presente una secuencia sedimentaria de origen fluvial que alcanza un espesor del orden de 8000 pies en la parte sureste del bloque, la cual reposa discordantemente sobre el basamento complejo compuesto por rocas ígneas y metamórficas.

Como puede observarse en la columna estratigráfica (Figura 2), la secuencia comprende las siguientes unidades:

Figura 2. Sección Estratigráfica Típica De Campo Velásquez



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

- Guaduas - Tuné: La Compañía Texas Petroleum denominó serie Guaduas – Tuné a la parte inferior de la sección sedimentaria de esta parte de la cuenca, la

cual está compuesta por una serie de areniscas y arcillolitas intercaladas. Esta unidad puede llegar a medir más de 4000 pies de espesor en la parte sureste del área de Velásquez y se adelgaza hacia el noreste por pinchamiento en la base y por truncamiento en el techo. Como se muestra en la columna estratigráfica adjunta, esta unidad descansa discordantemente sobre el basamento y su contacto superior es también discordante bajo la serie Zorro – Diamante. Esta serie presenta conglomerados y areniscas hacia la base con intercalaciones de estratos de arcillolitas; hacia la parte superior de Guaduas, se presentan generalmente capas de areniscas de granulometría variable, friable, con intercalaciones delgadas de arcillolitas y limolitas. La parte superior de la serie denominada Tuné presenta intercalaciones de areniscas y arcillolitas hacia la base, con predominio de las arcillolitas. Hacia el tope predominan los estratos de areniscas de granulometría variable (fino a grueso), friables y también se presentan intercalaciones de arcillolitas y limolitas en capas delgadas. Por correlación regional a la serie Guaduas – Tuné en el área de Velásquez, se le ha asignado una edad de Oligoceno indiferenciado.

- Zorro - Diamante: Reposando discordantemente sobre la serie anterior se encuentra presente una secuencia de sedimentos de origen fluvial, con espesor variable, llegando a más de 4000 pies en el sureste del área, compuesta principalmente por areniscas y conglomerados y en menor proporción por intercalaciones de arcillolitas. Las Areniscas son friables, de grano grueso a conglomeráticas, pobremente seleccionadas, compuestas primordialmente de

fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, y en menor proporción cuarzo y chert. Hacia el tope de la serie se presentan importantes paquetes de areniscas y conglomerados friables, compuestos principalmente por fragmentos de rocas volcánicas, cuarzo y chert. El contacto superior de la serie descrita anteriormente es discordante. Por correlación regional se le ha asignado a la serie Zorro – Diamante una edad de Mioceno Superior a Plioceno.

- Depósitos Cuaternarios: Sobre las unidades anteriormente descritas y de manera discordante se presentan depósitos recientes de gravas y arenas de origen aluvial, que pueden alcanzar en promedio unos 50 pies de espesor, los cuales fueron depositados por las corrientes actuales.

La acumulación de aceite en el Campo Velásquez es estructuralmente controlada por fallamientos de sedimentos terciarios en una plataforma ígnea-metamórfica. El aceite fue depositado en una secuencia de múltiples arenas fluviales, con distintos contactos agua - aceite. El campo está dividido en varios bloques de fallas limitadas por la Falla Velásquez.

Los valores promedio de permeabilidad y porosidad (Tabla 1) son determinados desde bases de análisis convencionales, así como los parámetros generales del Campo Velásquez para las formaciones productoras (Tabla 2)

Tabla 1 Propiedades de porosidad y permeabilidad generales de Campo Velásquez.

	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)
Formación Tuné	24.5	1565
Formación Guaduas	19.7	720
Sección baja de formación Guaduas	18.8	372

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento Yacimientos.

Las Arenas Guaduas y Tuné son heterogéneas, y exhiben una variación en la permeabilidad, tanto en la vertical y en la lateral.

Tabla 2 Parámetros generales formaciones productoras de Campo Velásquez.

PARAMETRO	TUNE	GUADUAS
Area, Acres	1891	3824
Espesor neto, pies (prom)	109	136
Cutt Off	2.5	3
Porosidad, % (Prom)	24.5	21
Salinidad, ppm Cl	37000	36000
Factor Volumetrico, Res/stb	1.15	1.2
Permeabilidad, md. (Prom)	1565	720
Presion Inicial	2100	3000
Presion Actual		1850
Presion de Saturacion, psi	1800	1950
Saturacion de Agua Inicial,% (Prom)	44	38
Gradiente de Fractura, psi/ft	0.7	0.75
Datum (Subsea), pies	4300	6500
Gradiente de Temperatura F/100 ft	2.5 @ 5500'	
Area Drenaje Promedio (20 Acres).	480' - 150 mt	

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

La permeabilidad vertical de la Formación Guaduas es aproximadamente la mitad de la permeabilidad horizontal, de acuerdo a la evaluación de corazones y análisis de registros.

La salinidad promedio de la Formación Guaduas es 36000 ppm (partes por millón) (CL), y la de la Formación Tuné es de 37000 ppm (CL).

3 ANALISIS DEL INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA

3.1 CAUSAS DEL INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA

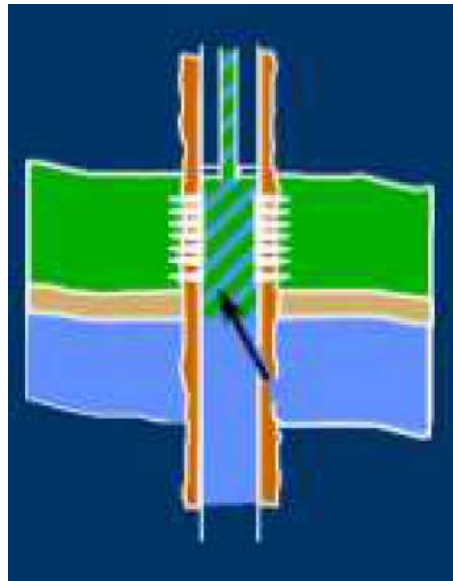
El incremento en el corte de agua de los pozos productores de crudo es una preocupación cada vez más creciente en la industria de los hidrocarburos ya que trae consigo la reducción del potencial productivo de los pozos, incrementos en los costos de levantamiento, además de problemas con el manejo y tratamiento de los fluidos producidos. Por estos motivos, es de gran interés para las compañías operadoras la implementación de tecnologías para el control de la producción de agua con el fin de mitigar los efectos que esta condición desencadena.

Sagal Ortega (2013) recopila las causas más comunes de incremento de la producción de agua excesiva, es decir aquella que se produce en mayor proporción de volumen que el petróleo, en los pozos productores. Estas causas más comunes son:

3.1.1 Filtraciones en Revestimiento, Tubería de Producción o empaques.

Estas filtraciones permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. Generalmente estos casos se producen por razones mecánicas, de presión o corrosión.

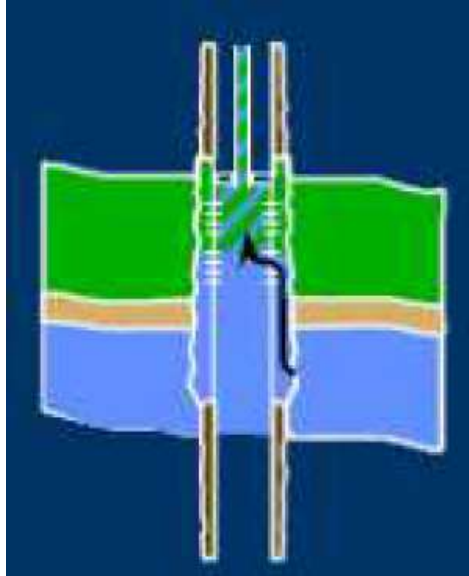
Figura 3. Filtración de Agua en Revestimiento, Tubería de Producción ó Empaques



Fuente: Sagal Ortega (2013)

3.1.2 Cementación defectuosa del revestimiento. Permite la existencia de pequeños canales detrás del revestimiento y provoca el flujo de agua de zonas acuíferas hacia zonas productivas. La detección de este problema se puede realizar mediante los registros de integridad de la cementación.

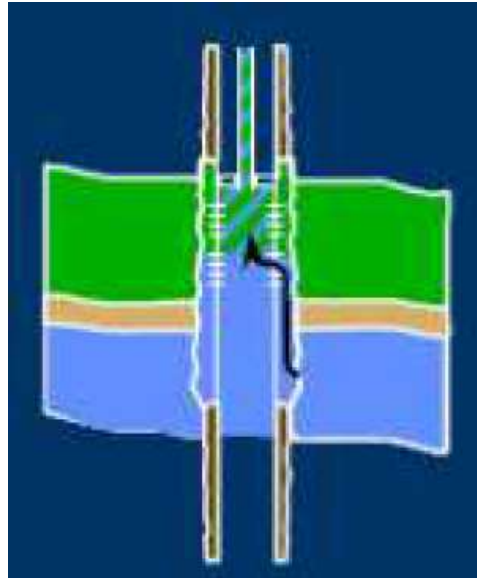
Figura 4. Cementación defectuosa del revestimiento



Fuente: Sagal Ortega (2013)

3.1.3 Contacto Agua Petróleo Dinámico. Es normal que con el tiempo el contacto agua – petróleo ascienda hacia las zonas abiertas a producción de un pozo, lo que conlleva a l incremento paulatino del corte de agua. Generalmente ocurre en yacimientos donde el área de flujo es demasiado grande y la permeabilidad vertical es muy baja.

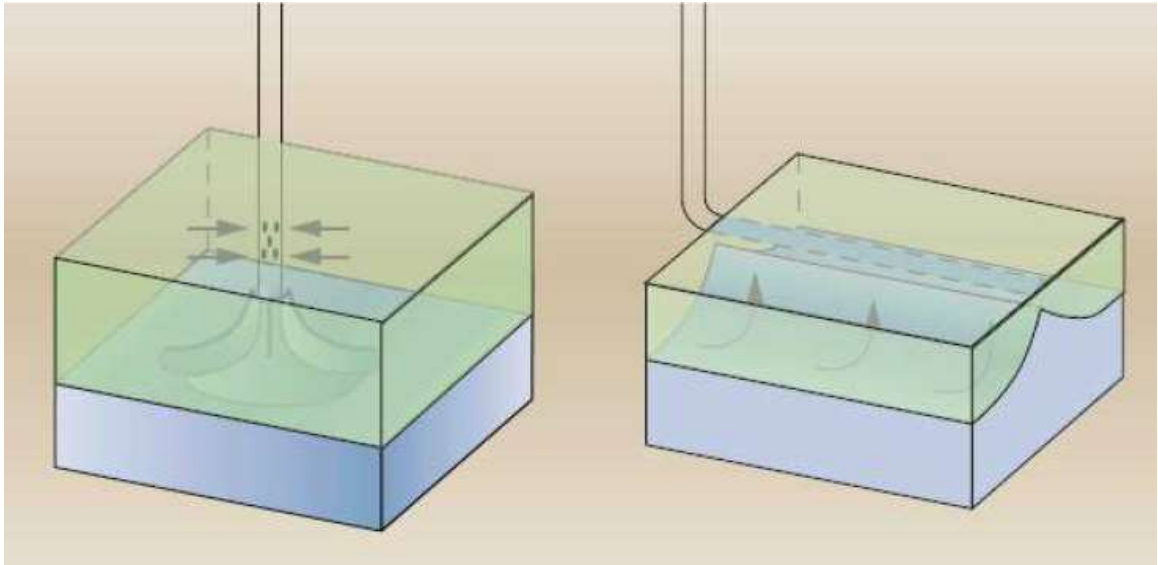
Figura 5. Contacto agua - petróleo dinámico



Fuente: Sagal Ortega (2013)

3.1.4 Conificación. Se presenta en un pozo vertical cuando el contacto agua - petróleo se aproxima a los intervalos abiertos a producción y el yacimiento tiene una permeabilidad vertical que es relativamente elevada. El mismo problema se presenta en pozos horizontales y se asocia con la formación de una cúspide.

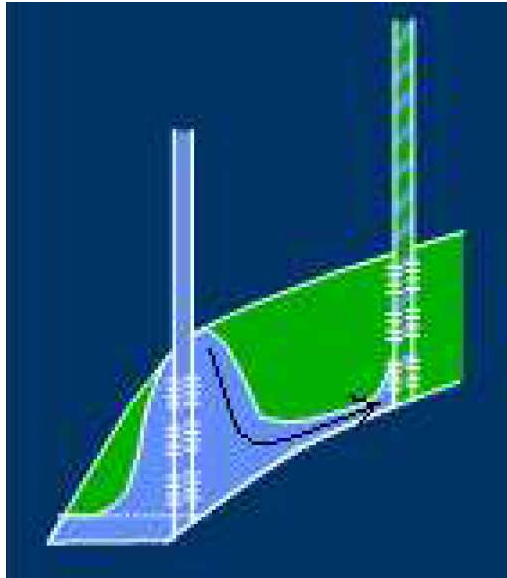
Figura 6. Conificación o formación de cúspide



Fuente: Sagal Ortega (2013)

3.1.5 Segregación Por Gravedad. Se puede presentar cuando existe una capa de gran espesor con alta permeabilidad vertical. El agua puede provenir de un acuífero o de un proceso de recobro secundario por inyección de agua. En pozos horizontales, la segregación puede ocurrir cuando el hueco se encuentra cercano al fondo la arena productora.

Figura 7. Segregación por gravedad



Fuente: Sagal Ortega (2013)

3.2 DIAGNÓSTICO DEL INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA

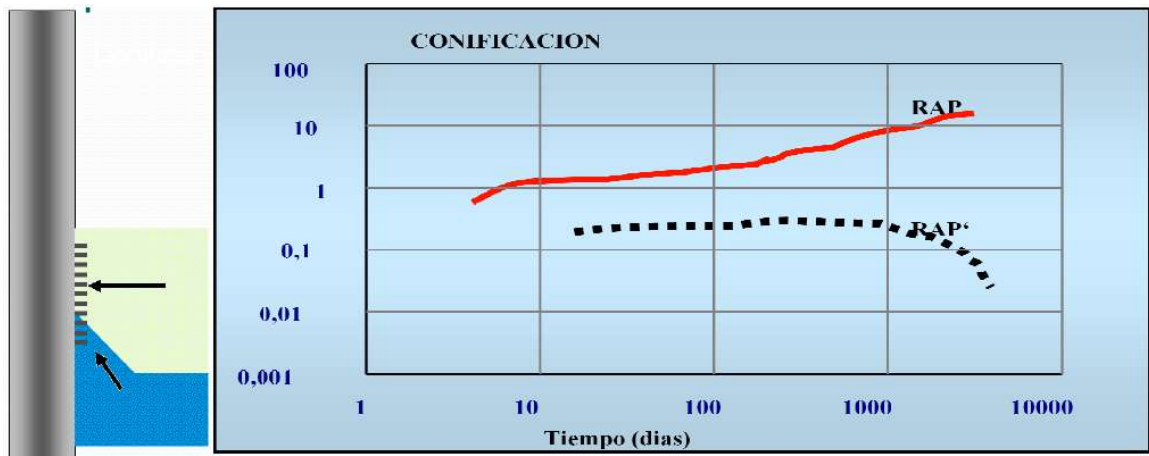
Chan (1995), describe uno de los métodos más comúnmente utilizado en la industria de hidrocarburos para evaluar las causas del incremento de agua en los pozos productores con base en los datos históricos de las pruebas de producción.

Para la correcta aplicación del método se debe contar con información histórica suficiente y confiable de las pruebas de producción de los pozos, ya que el método utiliza métodos comparativos con gráficas tipo, y de no contarse con estas características para la información, se obtendrán conclusiones erradas al momento de realizar la comparación de las gráficas de cada pozo con las gráficas base del método.

Chan (1995), describe igualmente que su método se basa en un estudio numérico del historial de producción donde se utilizan gráficas log-log de RAP (Relación Agua - Petróleo) y la derivada de la Relación Agua – Petróleo (RAP') contra el tiempo acumulado de producción, para obtener con base en curvas tipo elaboradas con modelos de simulación numérica de yacimientos y experiencias con datos de campo, patrones que permiten visualizar algunas de las siguientes tendencias para el diagnóstico del incremento del corte de agua en el pozo, las más comunes se describen a continuación, Sagal Ortega (2013):

3.2.1 Curva Diagnóstico De Conificación. La conificación se muestra en la gráfica de RAP y RAP' contra el tiempo de producción, con el incremento gradual en la RAP, es decir una pendiente positiva de esta curva, y una disminución gradual en la RAP', es decir una pendiente negativa de esta curva. Este efecto se visualiza en períodos relativamente cortos de tiempo hasta que se estabiliza la formación del cono cerca a la cara de la formación, a partir de lo cual las curvas de RAP y RAP' muestran una tendencia de incremento y decremento lineal respectivamente.

Figura 8. Curva diagnóstica de conificación

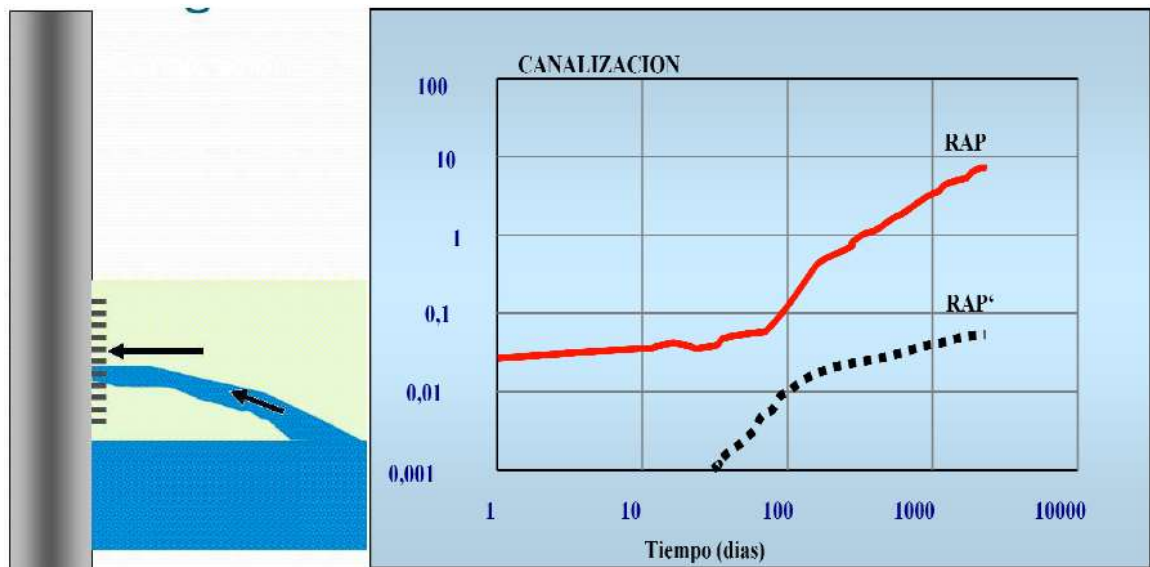


Fuente: Sagal Ortega (2013)

Este caso se origina debido a la excesiva reducción de la presión de fondo fluyente, lo que causa que la zona con agua fluya hacia las perforaciones del pozo. Esto generalmente sucede en yacimientos con alta permeabilidad vertical, además de altas relaciones de movilidad agua - petróleo.

3.2.2 Curva Diagnóstico De Canalización. Se puede diagnosticar este caso analizando las curvas de RAP y RAP', las cuales muestran un rápido incremento, con pendiente positiva, en un corto período de tiempo. Esta canalización puede ser provocada desde una capa inundada de agua por acción de la alta permeabilidad relativa al agua, esto provoca un canal de acceso directo de agua a la producción y por consecuencia un incremento muy rápido de la RAP. De igual manera la canalización puede provocarse por pozos inyectoros de agua, cuyo fluido se canaliza hacia los pozos productores. Pueden presentarse una o varias etapas de transición con repentinos incrementos en la RAP, dependiendo de las condiciones de las capas que puedan ser afectadas por este fenómeno.

Figura 9. Curva diagnóstica de canalización

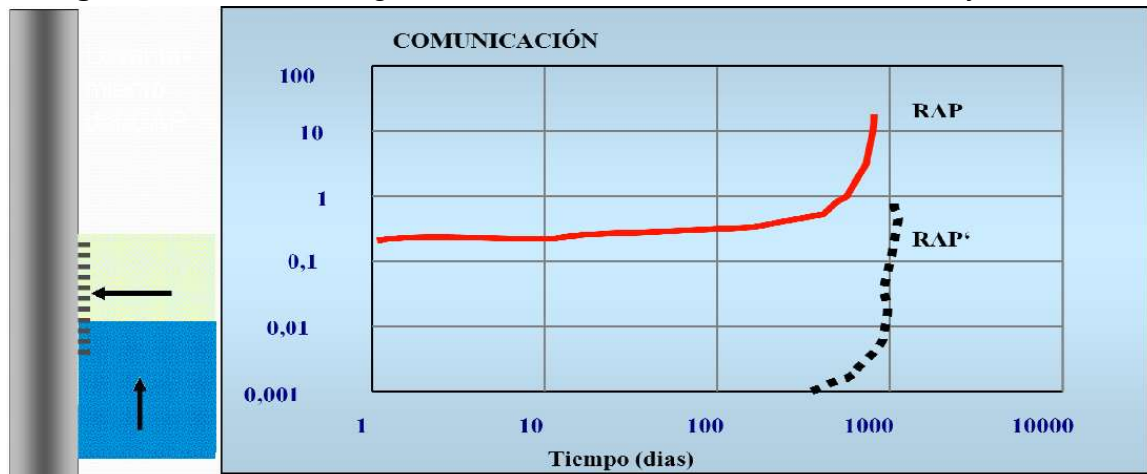


Fuente: Sagal Ortega (2013)

3.2.3 Curva Diagnóstico De Comunicación Mecánica ó de Yacimiento. Se muestra como un incremento abrupto en las curvas de RAP y RAP' contra el tiempo de producción del pozo, en el momento de la invasión, seguido de una línea recta de pendiente positiva para las dos curvas. Pueden presentarse varios casos para interpretarse como comunicación así:

- Comunicación mecánica: Los más comunes son canalización detrás del revestimiento, pobre cementación primaria, ruptura de sellos hidráulicos, ruptura del revestimiento y filtración en empaques.
- Comunicación en el yacimiento: Las más comunes son completamiento dentro de una zona de agua, por pobre o inadecuada interpretación de la información y zonas de alta permeabilidad vertical de agua.

Figura 10. Curva diagnóstica de comunicación mecánica o de yacimiento



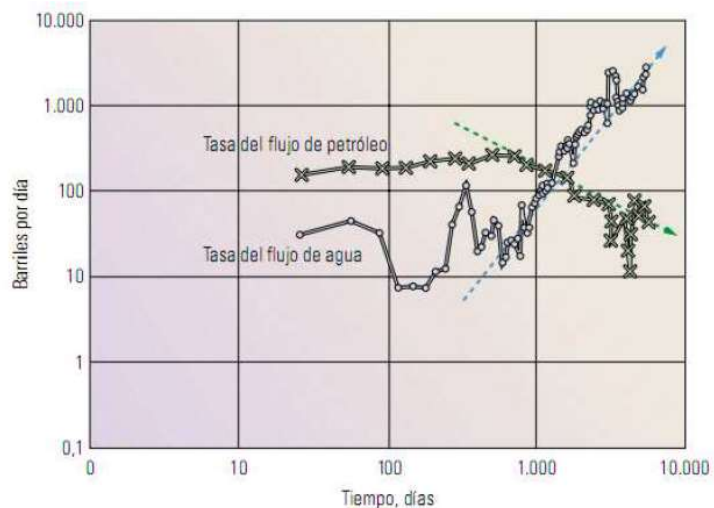
Fuente: Sagal Ortega (2013)

3.3 ANÁLISIS ADICIONALES DEL INCREMENTO DEL CORTE DE AGUA

Además de las gráficas de diagnóstico de Chan, se debe complementar el análisis del incremento de corte de agua de los pozos con información y análisis complementarios relacionados con la producción de agua y de petróleo de los pozos.

3.3.1 Curvas de Producción de Fluidos. Comúnmente se debe analizar las curvas de producción de agua y producción de petróleo contra el tiempo de producción y aplicar sistemas o tecnologías para el control del agua en los pozos que muestren un marcado incremento en la producción de agua simultáneamente con la disminución en la producción de petróleo.

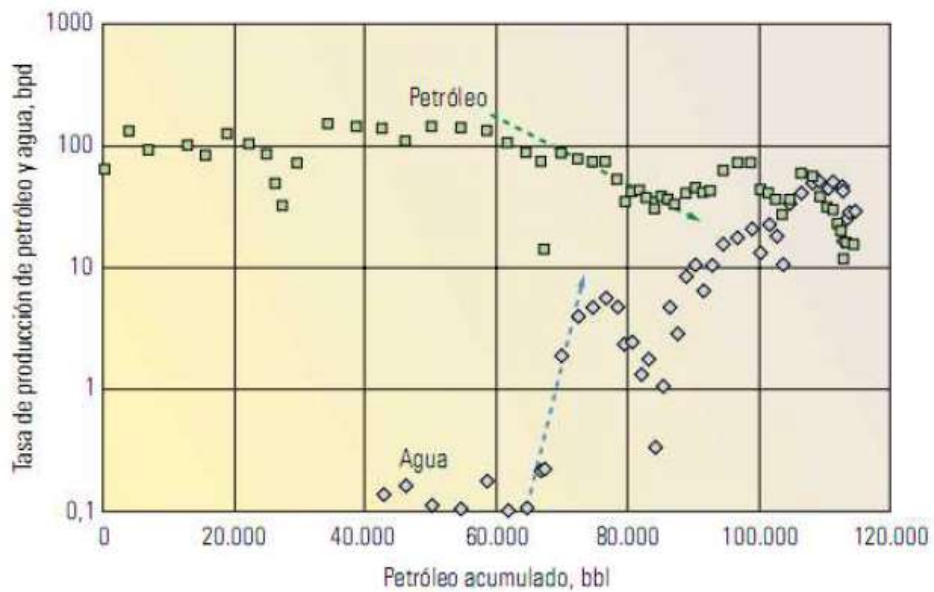
Figura 11. Curvas de producción de fluidos



Fuente: Sagal Ortega (2013)

3.3.2 Curvas de Declinación. Es una gráfica de tasa de producción de agua y tasa de producción de petróleo contra el volumen de petróleo acumulado. Una tasa de producción normal muestra una tendencia rectilínea, por lo que una declinación o cambio brusco reflejará algún problema con la presión del área de drenaje del pozo algún daño en el fondo de pozo.

Figura 12. Curvas de declinación



Fuente: Sagal Ortega (2013)

3.3.3 Estado Mecánico del Pozo. Son importantes debido a que esta información para determinar si la condición mecánica del pozo puede ser la causante o influir con el incremento en la producción excesiva de agua.

3.3.4 Datos Petrofísicos y Características de los Fluidos. Es importante tener presente las características petrofísicas del área de drenaje de los pozos con el fin de entender el efecto de la dinámica de los fluidos sobre el incremento en el corte de agua de los pozos, con el fin de poder evaluar asertivamente el tratamiento de control de agua requerido. Igualmente se deben registrar los posibles cambios en las características de los fluidos del pozo (salinidad del agua, densidad, ° API, etc.) con el fin de determinar si existe un influjo de fluidos ajenos a los que normalmente se estaban produciendo. Estos cambios pueden dar indicios de fenómenos como canalización, o comunicación mecánica o de yacimiento en el fondo del pozo.

4 CONTROL DE AGUA CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD

RELATIVA (MPR)

La producción excesiva de agua en pozos de petróleo o gas puede significar la reducción de la productividad y el incremento de los costos operativos. En algunos casos, la producción de agua puede ser controlada mecánicamente ubicando ciertas herramientas a una profundidad tal que permita aislar las capas inundadas de agua de las capas de hidrocarburos. Sin embargo, cuando no es posible aislar el agua sin sacrificar producción de hidrocarburos, los sistemas mecánicos se vuelven imprácticos. Debido a estas limitantes, es mucho más atractivo para la industria el uso de un producto que permita reducir la permeabilidad al agua con mínimo efecto en la permeabilidad a los hidrocarburos. Desde el punto de vista del yacimiento, esto implica que hay un desplazamiento de las curvas de permeabilidad relativa de modo tal que, al alcanzar la saturación de hidrocarburo residual, la relación K_{rw}/K_{ro} es menor. Es decir, el agua es menos móvil. Este tipo de productos ya están disponibles en el mercado desde hace algunos años y se tratan de un grupo de polímeros especiales denominados, Modificadores de la Permeabilidad Relativa, Mendoza Montoya, J. R. (2013).

4.1 ANTECEDENTES DE LA TECNOLOGÍA

La inyección dentro del yacimiento de un polímero soluble en agua, capaz de modificar selectivamente la permeabilidad del agua con mínimo o nulo efecto en la del petróleo puede ser un método muy conveniente para controlar la producción de

agua indeseada. Esta técnica ya se ha aplicado en muchos países con diversos resultados tanto negativos como positivos. Los resultados exitosos nos demuestran que los modificadores de la permeabilidad relativa pueden ser una buena alternativa para el control de agua a nivel de reservorio, sin embargo, los negativos nos demuestran que esta tecnología debe ser adecuadamente diseñada para cada yacimiento, Mendoza Montoya, J. R. (2013).

A continuación, se describen algunos de los aportes más representativos reportados en la literatura, relacionados con el uso de modificadores de permeabilidad relativa:

Botermans et al. (2001) describieron conceptos a tener en cuenta para la aplicación de MPR desde el punto de vista de pruebas de laboratorio para diseñar los tratamientos en pozo, condiciones de yacimiento para la selección de pozos candidatos para la aplicación de la tecnología y condiciones de campo que se deben tener en cuenta en los trabajos.

Al-Hulail et al (2017), describieron una prueba de laboratorio con corazones sintéticos y de campo para verificar los efectos de la utilización de MPR sobre las permeabilidades tanto de crudo como del agua. Igualmente, durante el estudio describen el método de preparación de los fluidos para la realización de las pruebas.

Nieves et al (2002), muestran los resultados de la aplicación de MPR en un pozo en Venezuela, describiendo con detalle las pruebas de laboratorio para la evaluación

del fluido para el tratamiento en el pozo, la descripción del tratamiento realizado, al igual que los resultados obtenidos después de la aplicación de la tecnología.

Vásquez y Dalrymple (2009), muestran los efectos de la aplicación de MPR, a nivel de laboratorio, para el mejoramiento de la inyección de agua para recobro mejorado a través del mejoramiento de la eficiencia de barrido areal por medio de la desviación del agua inyectada desde zonas de alta permeabilidad a zonas de baja permeabilidad.

Dalrymple y Jaripatke (2009), describen la evaluación a nivel de laboratorio de la aplicación de MPR en trabajos de fracturamiento hidráulico, igualmente referencian casos históricos de la aplicación de MPR en trabajos de fracturamiento hidráulico en campo, y los beneficios de la tecnología para controlar el flujo de agua de zonas cercanas a las zonas estimuladas.

Nelson et al (2003), describen la composición química y las propiedades que a nivel de yacimiento tienen los MPR, y su aplicación para diferentes trabajos de control de corte de agua en los pozos como los fracturamientos hidráulicos realizados varios países. Muestra además resultados de los efectos en los pozos después de los trabajos de estimulación.

Fry et al (2006), muestran los resultados de la aplicación de los MPR en trabajos de fracturamiento hidráulico en un yacimiento en Ohio, donde la tecnología resultó ser

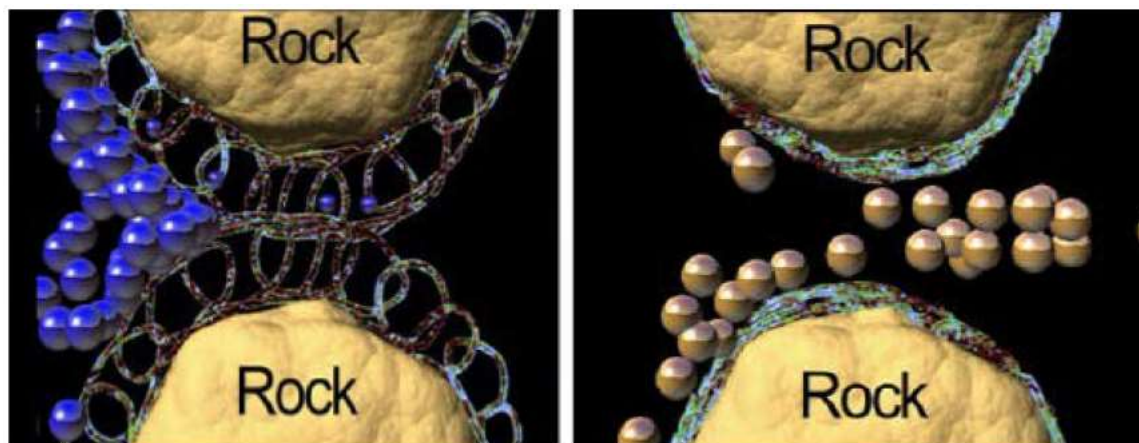
efectiva para el control del agua de los pozos posterior a los trabajos de estimulación.

4.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Los modificadores de la permeabilidad relativa son sistemas de polímeros solubles en agua, los cuales una vez hidrolizados producen cadenas poliméricas. Estas cadenas serán las que se ubicarán en los poros del yacimiento y ejecutarán el trabajo de restringir el flujo del agua.

Las primeras generaciones de modificadores de la permeabilidad relativa son polímeros netamente hidrofílicos, adhiriéndose a la roca vía atracción electrostática. Debido a esta particularidad sus moléculas se sienten atraídas por las de agua, incrementando el arrastre cuando ella pasa por los poros en donde se encuentra el polímero. Sin embargo, al pasar el hidrocarburo por las gargantas porales, el polímero se contrae debido a las fuerzas de repulsión generadas, Mendoza Montoya, J. R. (2013).

Figura 13. MPR en presencia de agua (izquierda) y de crudo (derecha)



Fuente: Mendoza Montoya, J. R. (2013)

Se han reportado numerosos casos exitosos de aplicación de este tipo de polímero, sin embargo, en ocasiones el efecto de control de agua era limitado en el tiempo. Por lo tanto, en un intento por incrementar la fuerza de adhesión a la roca, para que los tratamientos sean más duraderos, algunos grupos poliméricos solubles en agua fueron reemplazados por otros no solubles dando paso a la segunda generación de modificadores de la permeabilidad relativa. Dado que solamente algunos grupos fueron reemplazados, el polímero continúa siendo soluble en agua. Estos grupos reemplazados, al no gustar del agua (son hidrofóbicos), tienden a asociarse entre sí excluyendo a las moléculas de agua y formando una micela. Esta asociación entre los grupos (asociación hidrofóbica), permite que más polímero se adhiera a la primera capa ya adherida a la roca originando mayores niveles de reducción de permeabilidad y de mayor duración en el tiempo.

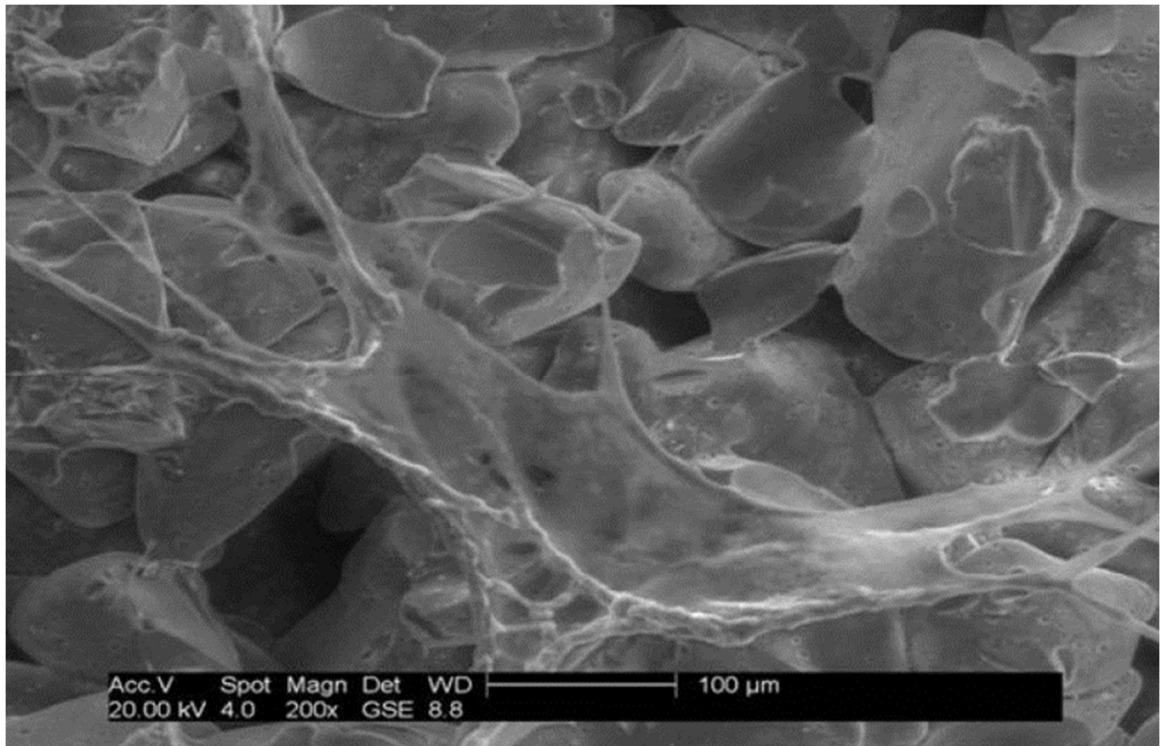
Siguiendo la tendencia, la última generación de polímeros reductores de la permeabilidad relativa han sido desarrollados para ser aún más robustos y resistentes. Esto se consiguió modificando la naturaleza del mecanismo de adherencia polímero/roca, pasando de ser por atracción electrostática (cargas iónicas) a reacción química. Esta reacción química requiere una temperatura mínima para que el componente principal del polímero se active y sea capaz de adherirse formando una fina capa muy resistente en las gargantas porales de la roca. Esta robustez no solo le otorga al tratamiento mayor duración sino mayor flexibilidad ya que puede ser incluso mezclado con ácidos debido a su alta resistencia al pH.

Los polímeros más comúnmente utilizados para estos propósitos son las poliacrilamidas, los escleroglucanos, los vinil-amida terpolímeros y más recientemente los derivados de resinas epóxicas. Además de las variaciones hechas en búsqueda de una mejor adhesión roca/polímero y partiendo de la base de estos productos, se han hecho modificaciones químicas a los mismos para mejorar su sensibilidad al corte, tolerancia a altas temperaturas y a la salinidad del agua connata. Esto hace que en la actualidad existan polímeros lo suficientemente resistentes para las más variadas y extremas condiciones de trabajo, Mendoza Montoya, J. R. (2013).

Un modificador de la permeabilidad relativa ideal reduciría la permeabilidad relativa al agua sin alterar la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. Sin embargo, es de

esperarse cierto efecto en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos ya que el polímero ocupara un lugar en los poros del yacimiento.

Figura 14. Microfotografía de un núcleo de roca tratado con MPR

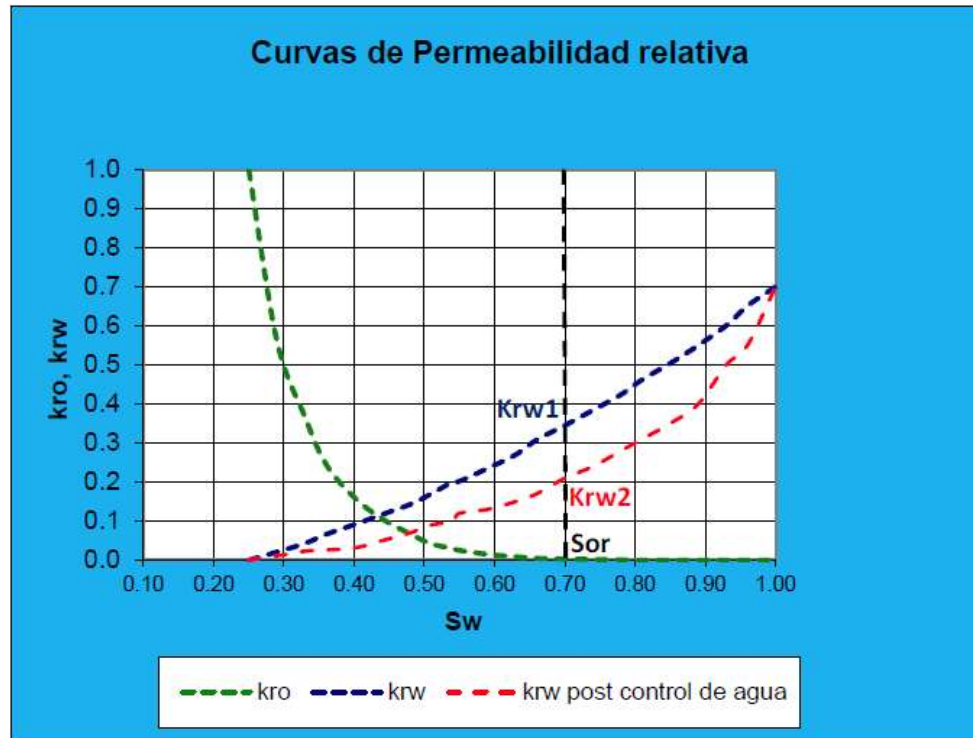


Fuente: Mendoza Montoya, J. R. (2013)

Por lo tanto, el objetivo realista para un tratamiento con modificadores de la permeabilidad relativa sería la reducción en mayor medida de la capacidad de flujo del agua a través del yacimiento en comparación con la reducción de la capacidad de flujo de los hidrocarburos. Sin embargo, este efecto de reducción en la permeabilidad al hidrocarburo puede compensarse con tratamientos de estimulación efectuados antes del control de agua. Por esta razón, por lo general,

los tratamientos con modificadores de la permeabilidad relativa son bombeados en conjunto con tratamientos de estimulación química.

Figura 15. Desplazamiento de la curva de K_{rw} por efecto de los MPR



Fuente: Mendoza Montoya, J. R. (2013)

En la actualidad los modificadores de permeabilidad relativa constituyen una buena alternativa para el control de agua debido a, Montoya, J. R. (2013):

- i. Bajos costos de los productos, ya que los polímeros utilizados se emplean en concentraciones relativamente bajas.
- ii. Bajo riesgo, ya que debidamente diseñados, reducen la permeabilidad al agua con mínimo efecto en la permeabilidad a los hidrocarburos.

- iii. Fácil de aplicar en el campo, ya que no es necesario el uso de equipo de servicio de pozos en algunos casos cuando no se tienen muchos intervalos abiertos, y se podrían inyectar bullheading.
- iv. La mayoría de los tratamientos son reversibles, es decir, si el resultado final no fue satisfactorio, el polímero puede ser removido con tratamientos de remediación.
- v. Tiene múltiples aplicaciones posibles como estimulación química con control de agua, fracturamiento hidráulico con control de agua, modificación del perfil de inyección, etc.

5 SELECCIÓN DEL POZO BASE DE ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROL DE AGUA CON MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Para el proceso de selección del pozo base de estudio de implementación de la tecnología de control de agua de producción con Modificadores de Permeabilidad Relativa se realizó una revisión de los pozos activos del campo teniendo en cuenta varios criterios, los cuales se describen a continuación.

5.1 REVISIÓN CURVAS DE PRODUCCIÓN

La revisión de las curvas de producción de fluidos de los pozos activos se realizó para encontrar marcados incrementos en la producción de agua simultáneamente con la disminución en la producción de petróleo, consideración deseable para la aplicación de la tecnología de Modificadores de Permeabilidad Relativa. Esto con el fin de evidenciar incrementos de agua excesiva.

Figura 16. Revisión curvas de producción

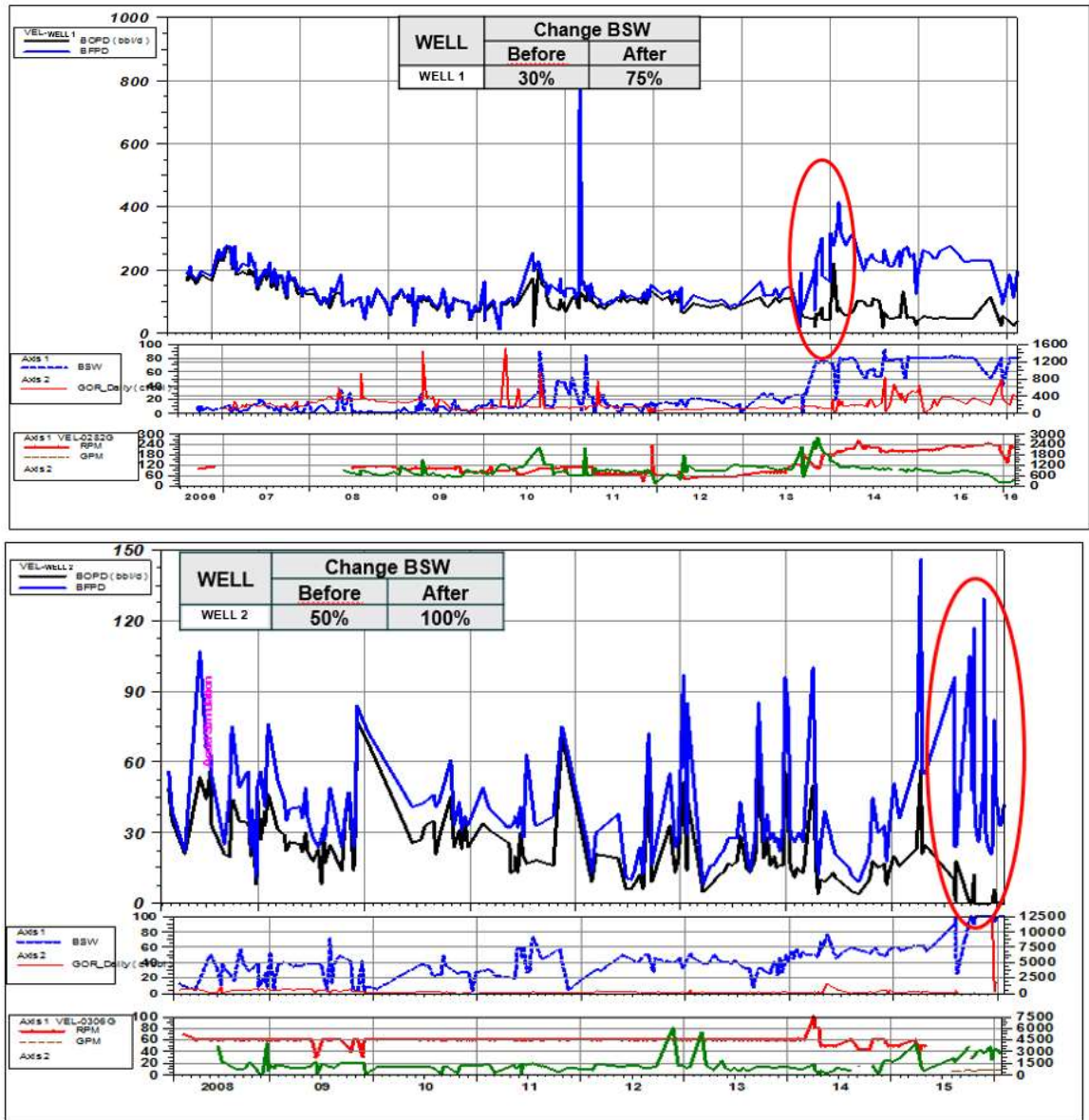
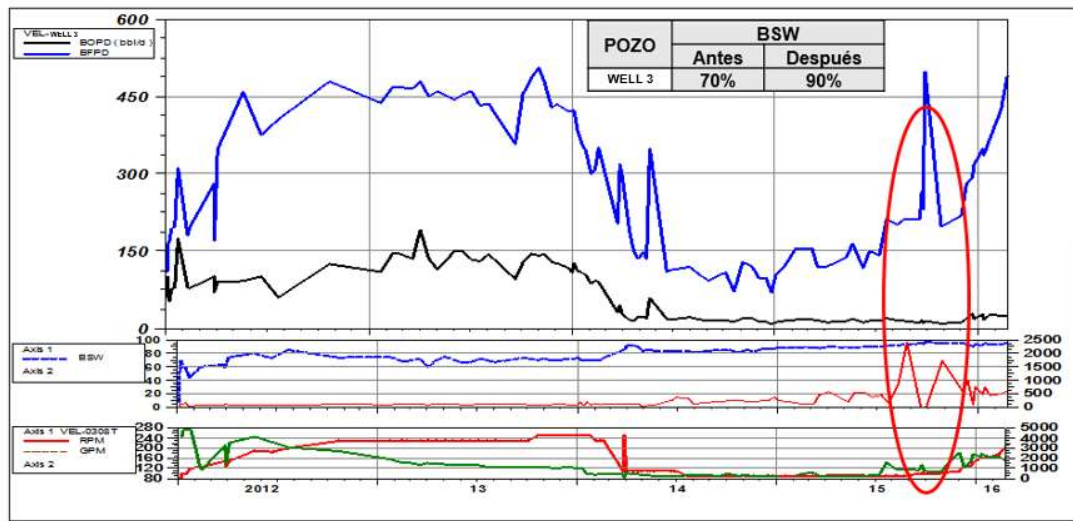


Figura 17 (Continuación). Revisión curvas de producción

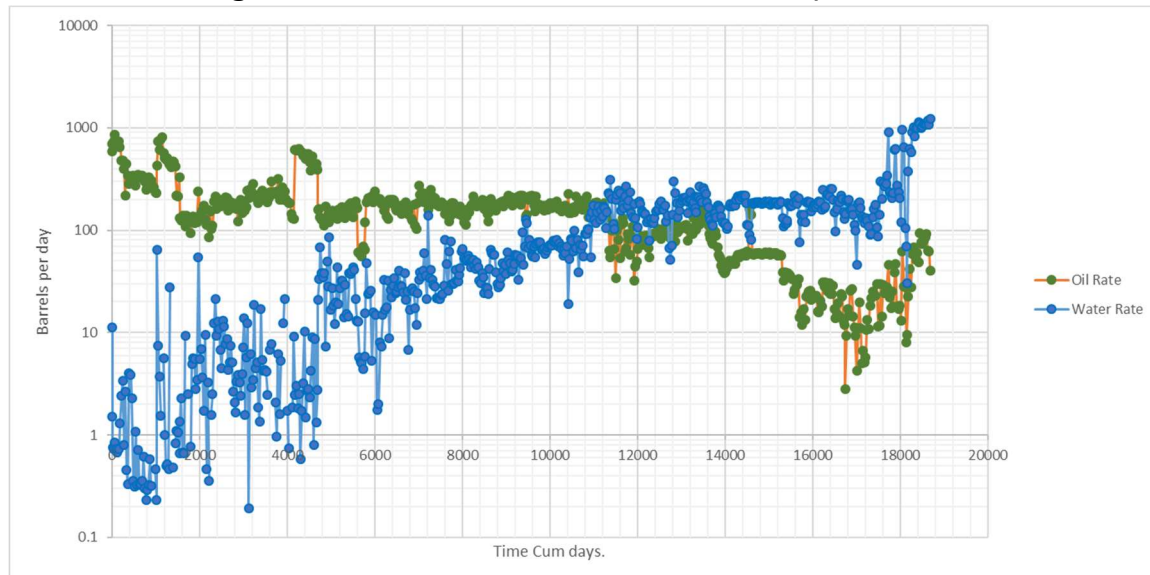


Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

5.2 REVISIÓN CURVAS HISTÓRICAS DE PRODUCCIÓN

Al igual que la revisión de las curvas de producción de fluidos, se revisaron las curvas históricas de producción de los pozos activos para encontrar marcados incrementos en la producción de agua simultáneamente con la disminución en la producción de petróleo, consideración deseable para la aplicación de la tecnología de Modificadores de Permeabilidad Relativa.

Figura 18. Revisión curvas históricas de producción



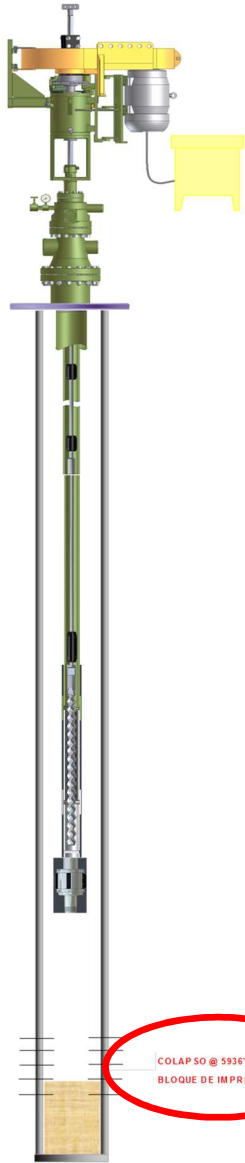
Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

5.3 REVISIÓN CONDICIÓN MECÁNICA DEL POZO

La revisión de los estados mecánicos de los pozos activos se realizó con el fin de determinar posibles producciones de agua excesiva por comunicación mecánica debido a posibles rupturas en el revestimiento. La consideración deseable para la aplicación de Modificadores de Permeabilidad Relativa en este criterio es verificar una buena condición mecánica del revestimiento con el fin de no tener producción excesiva de agua por una consideración diferente a la canalización multicapas.

Figura 19. Revisión condición mecánica

ESTADO MECANICO ACTUAL WELL 4							
INFORMACION DEL POZO							
EMPRESA:	Mansarovar Energy	TIPO:	Vertical	FECHA DE SERVICIO:	09 de septiembre de 2017		
POZO:	VEL-056	ZONA PRODUCTORA:	Guaduas	RIG:	VEL-01		
DATOS DE CASING							
OD	PESO	GRADO	ROSCA	ID	DESDE	HASTA	
9-5/8"							
5-1/2"	17 lb/ft	J55	BTC	4.892'	0 ft	6990 ft	
EQUIPOS DE SUPERFICIE							
CANT	DESCRIPCION						
1	VARIATOR DANFOSS; MODEL: VLT5000; S/N: N/D.						
1	MOTOR WESTER ELECTRIC; MODEL: 1D 225 M-6; S/N: 08F00165.						
1	PCP DRIVE HEAD NETZSCH; MODEL: NDH 60DH33 MBD; S/N: NDH 3299.						
1	INTEGRAL BOP NETZSCH; 7-1/16" R45 3K X3-1/8" R31 3K.						
1	SPOOL ADAPTER 7-1/16" R45 2K X 11" R53 3K.						
1	CASING HEAD 11" R53 3M .						
SARTA DE TUBERIA							
CANT	DESCRIPCION				OD	LONG	TMD
	ELEVACION MESA ROTARIA					13.0	13.0
1	TBG HANGER 7-1/16" (0.9 ft)				7.06	0.9	13.9
107	JOINTS 2-7/8" EUE, N-80 (3,361.9 ft)				2.88	3,361.9	3,375.8
22	JOINT 2-7/8" EUE, ENDURALLOY J-55 (661 ft)				3.50	661.0	4,036.8
1	SEATING NIPPLE 2-7/8" EUE N-80				4.00	1.0	4,037.8
1	WELD PUMP; UPPER EXTENSION (5.9 ft) + STATOR, BRAND: PCM, MODEL: 080E180,				4.00	44.2	4,082.0
1	GAS SEPARATOR, CENTRIFUGAL, S/N: 457641, (3.9 ft)				2.88	3.9	4,085.9
1	JOINT 2-7/8" EUE, N-80 (31.2 ft)				3.50	31.2	4,117.1
1	ANTITORQUE ANCHOR, BRAND: ADVANTAGE, MODEL: TORQUESTOPPER TXS-2, S/N:				3.50	1.1	4,118.2
14	14 JOINTS 2-7/8" EUE, N-80 (447 ft)				3.50	447.0	4,565.2
SARTA DE VARILLA							
CANT	DESCRIPCION				OD	LONG	TMD
-	ELEVACION MESA				-	-	0.0
-	ESPACIAMIENTO				-	3.5	3.5
1	POLISHED ROD 1-1/2" x 40 ft				1.50	40.0	43.5
1	PONY ROD WCN 97 1" x 8 ft				1.00	8.0	51.5
159	SUCKER RODS WCN 96 x 1" x 25 ft (3,975 ft)				1.00	3,975.0	4,026.5
1	PONY ROD WCN 97 x 1" x 8 ft				1.00	8.0	4,034.5
1	ROTOR, BRAND: PCM, MODEL: 80E1800, S/N: P159AA, (39 ft)				1.00	39.0	4,073.5
DATOS DE FONDO							
COLLAR FLOTADOR:	6990 ft	TOPE PERFORADOS:	5522 ft				
TVP:	6990 ft	BASE PERFORADOS:	6974 ft				
MD:	6990 ft	TOPE DE ARENA:	6345 ft				
COLAPSO:	5936 ft	ARENA EN FONDO:	645 ft				
INTERVALOS CAÑONEADOS:							



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

5.4 REVISIÓN CURVA DE INCREMENTO CORTE AGUA (CHAN)

Se realizaron las curvas de RAP y RAP' contra el tiempo de producción de los pozos que presentaban más tendencia de producción excesiva del agua, para determinar los pozos con posible canalización de agua, es decir, pozos cuyas curvas de RAP y RAP' muestran un rápido incremento, con pendiente positiva, en un corto período de tiempo. Esta condición fue específicamente revisada ya que la tecnología de control de agua por inyección matricial de Modificadores de Permeabilidad Relativa, es especialmente útil para controlar el agua excesiva que se produce por fenómenos de canalización sencilla o multicapas de los intervalos abiertos a producción.

Figura 20. Revisión curvas CHAN

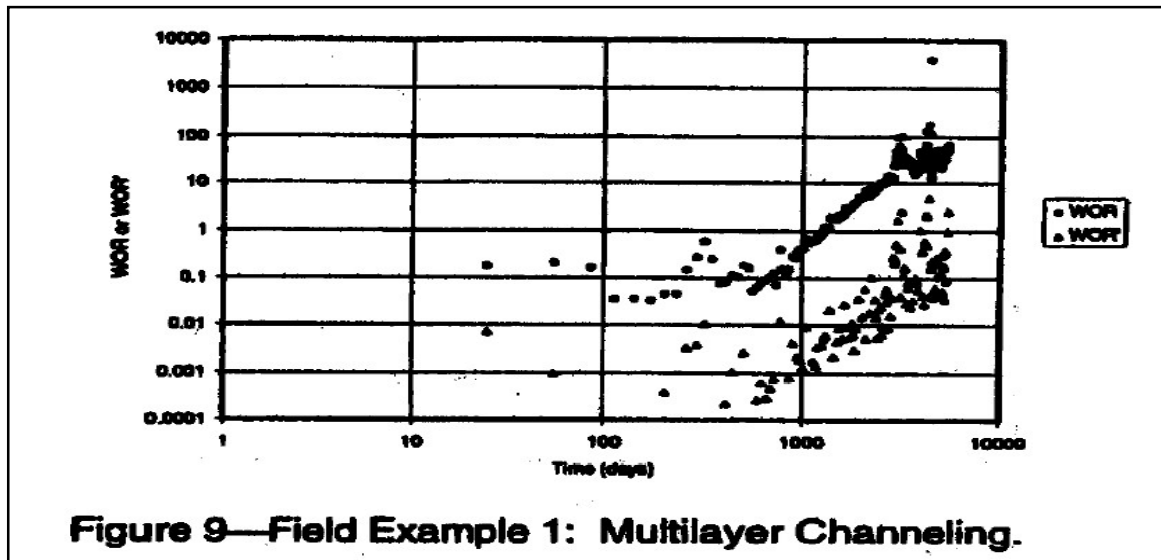
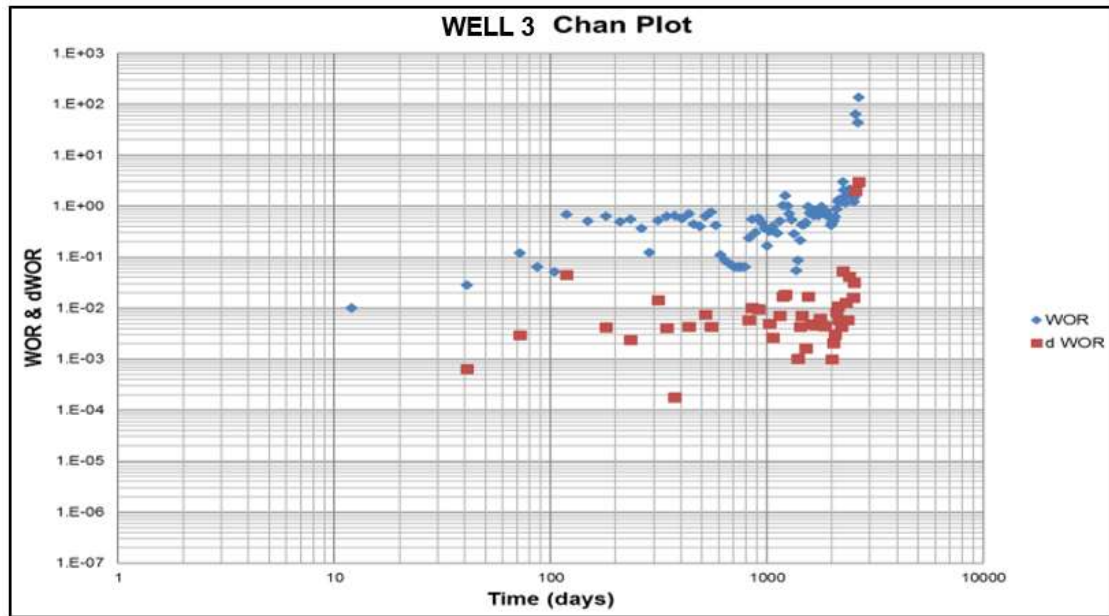


Figura 21. (Continuación) Revisión curvas CHAN

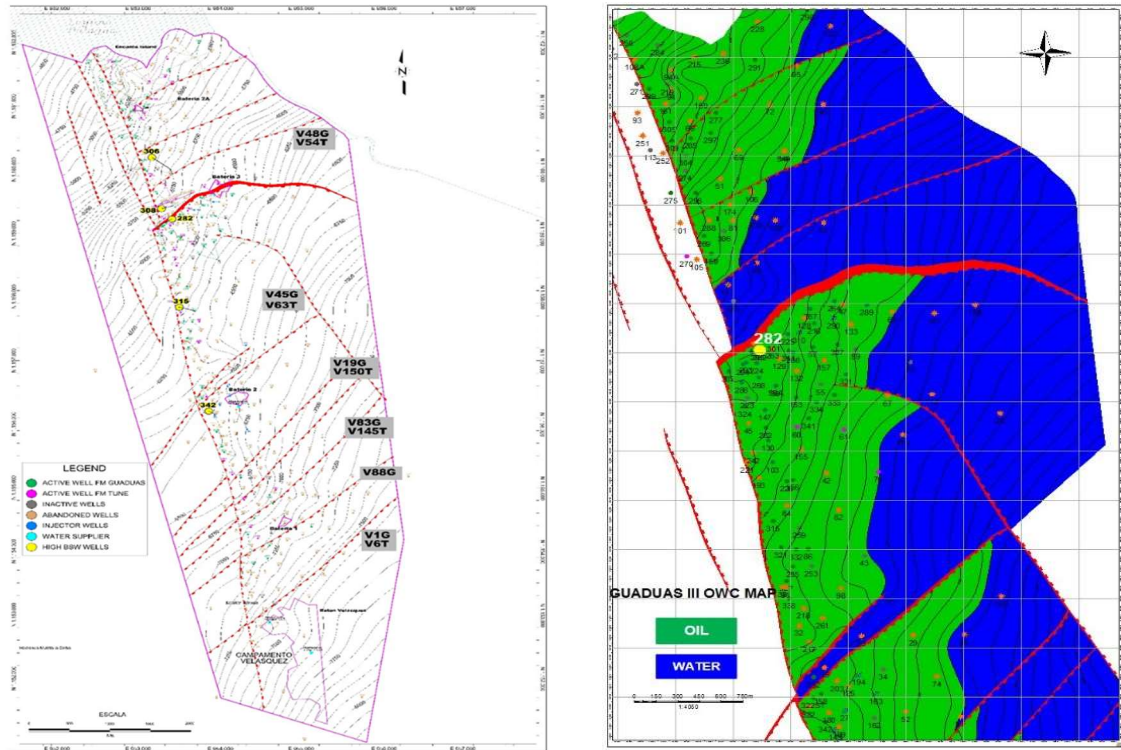


Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos y Chan (1995)

5.5 REVISIÓN MAPAS DE CONTACTOS AGUA ACEITE

Debido a la compartimentalización del yacimiento del Campo, se revisaron los mapas de contacto agua aceite, con el fin de complementar el análisis del fenómeno de canalización de agua en los intervalos abiertos de los pozos activos con tendencia a producción excesiva de agua con el fin de determinar los candidatos con mejor oportunidad para la implementación de la tecnología de Modificadores de Permeabilidad Relativa. Para mejores resultados de la implementación es deseable que los pozos estén lo más lejos posible de los contactos agua aceite, con el fin de evitar la producción de agua excesiva por comunicación del yacimiento.

Figura 22. Revisión contactos agua - aceite

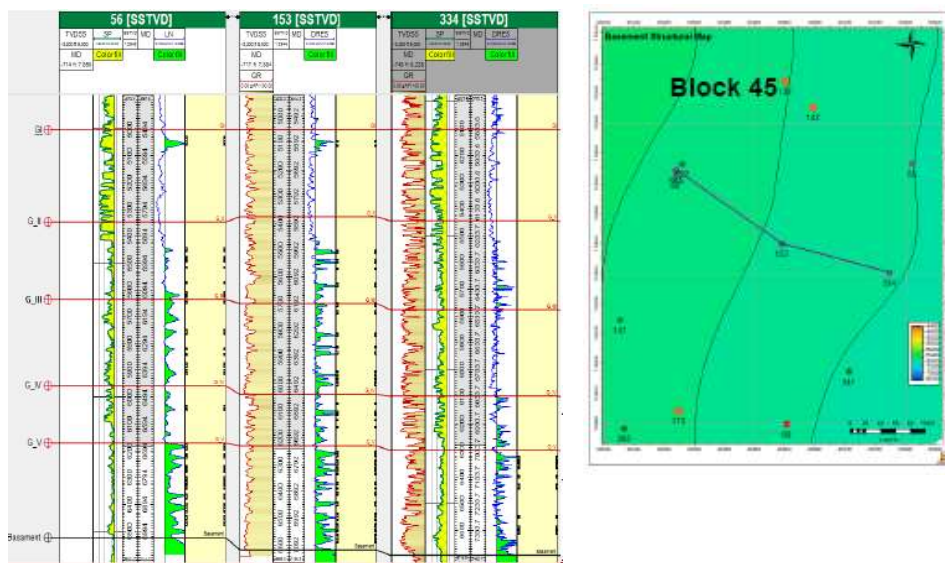


Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

5.6 REVISIÓN CORRELACIONES SATURACIÓN AGUA

Con el fin de complementar y validar el movimiento de los frentes de agua del yacimiento, se revisaron correlaciones de saturaciones de agua en los pozos con mayor tendencia a la producción de agua excesiva, teniendo en cuenta la información de registros de pozos, disponibles. Con este criterio se verifica que las saturaciones de agua de los pozos candidatos para Modificadores de Permeabilidad Relativa, se les pueda evidenciar cambios significativos en la saturación de agua con respecto a la saturación de agua inicial estimada con los registros de pozo.

Figura 23. Revisión correlaciones de saturación de agua

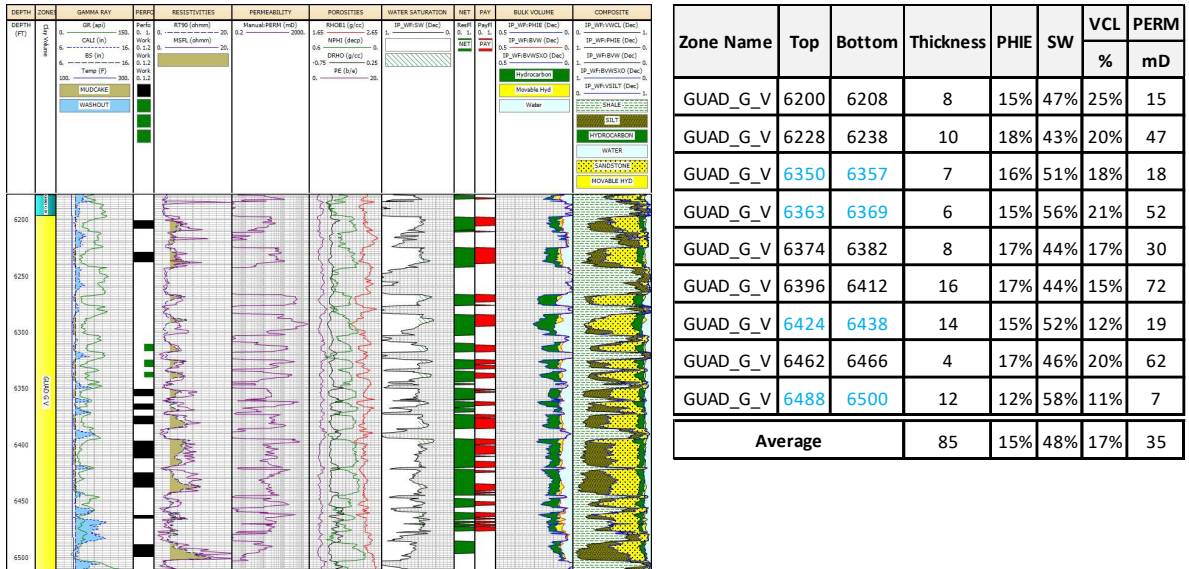


Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

5.7 ANÁLISIS PETROFÍSICO INTERVALOS PRODUCTORES

Con el fin de entender el efecto de la dinámica de los fluidos sobre el incremento en el corte de agua de los pozos revisados, se realizaron los cálculos petrofísicos de los pozos con tendencia a la canalización de agua en las capas productoras, con base en los registros disponibles. Con este criterio se pueden seleccionar los intervalos específicos en donde se recomienda inyectar matricialmente los modificadores de permeabilidad relativa.

Figura 24. Revisión petrofísica de los intervalos productores

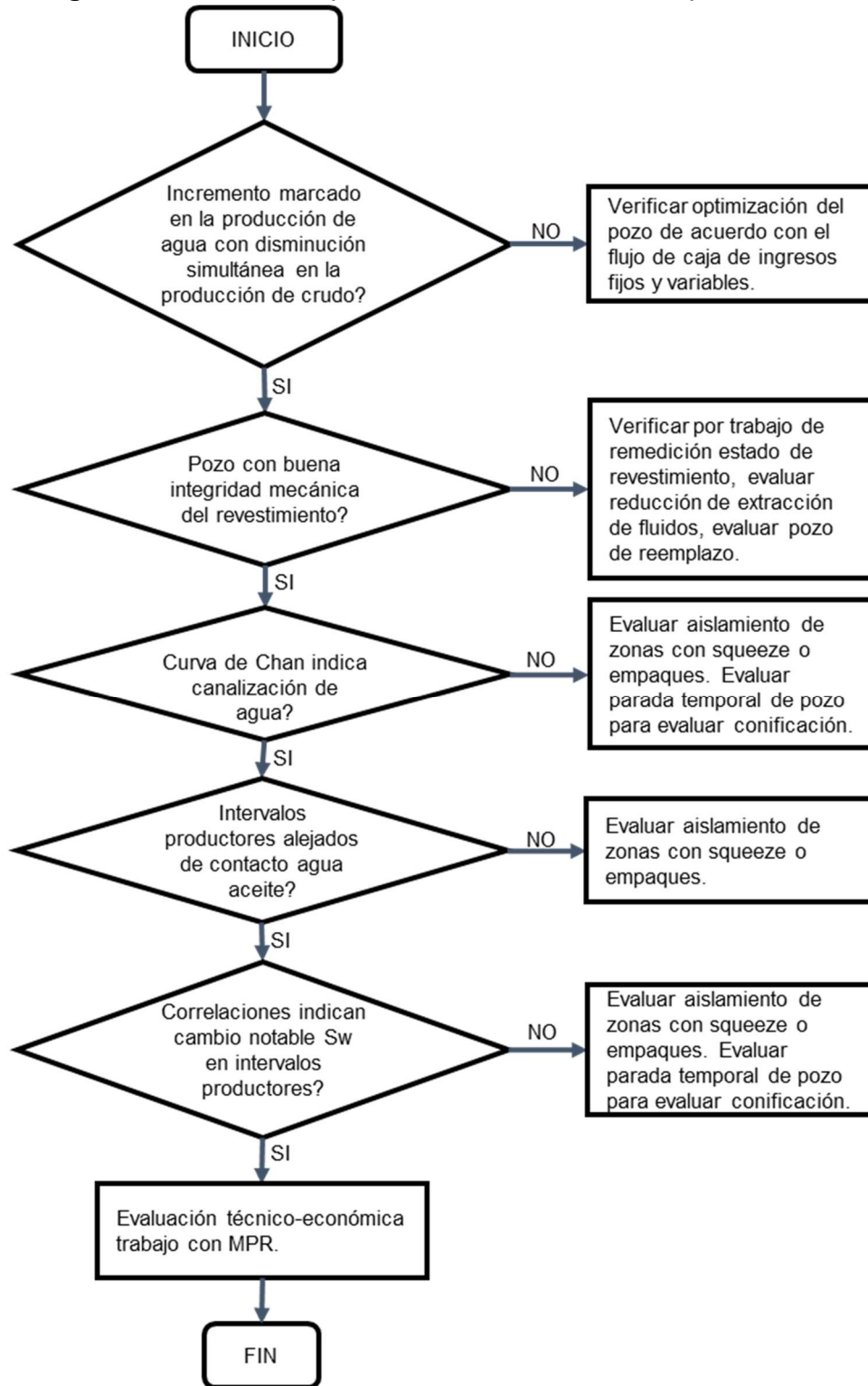


Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

5.8 DIAGRAMA FLUJO CRITERIOS SELECCIÓN POZO BASE DE ESTUDIO

Con el fin de resumir el proceso de selección de pozo base de estudio para la aplicación de la tecnología de aplicación matricial de Modificadores de Permeabilidad Relativa, se resume el proceso en el siguiente diagrama de flujo, dando algunas recomendaciones básicas a aplicar como alternativa en los pozos sobre los cuales no se recomienda la utilización de la tecnología dado que no se ajustan a las características deseables para la aplicación de la misma.

Figura 25. Revisión petrofísica de los intervalos productores



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

Teniendo en cuenta los criterios referenciados se realizó la revisión de pozos activos del campo que se ajustaran a las condiciones apropiadas para la aplicación de la tecnología de modificadores de permeabilidad relativa que se resumen en la siguiente tabla:

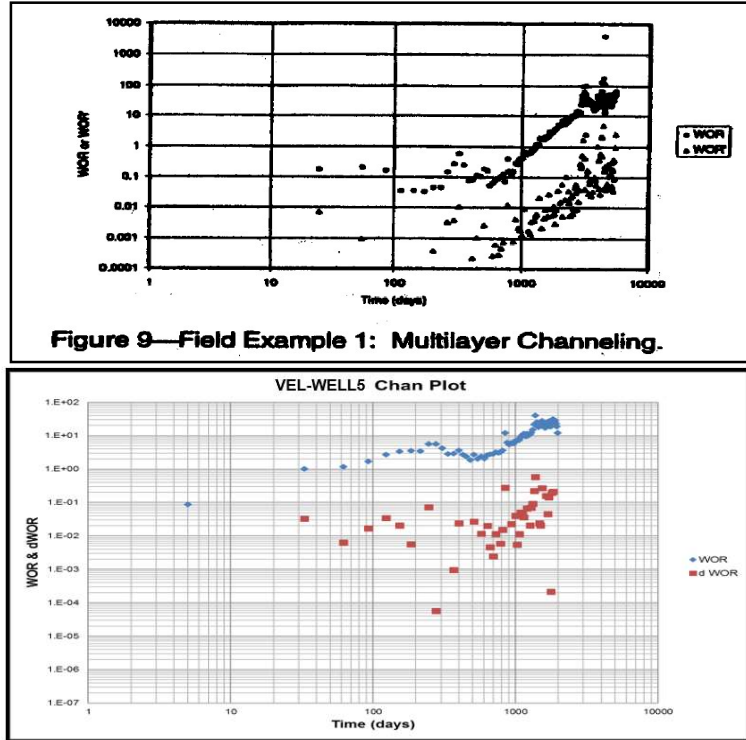
Tabla 3 Pozos candidatos para aplicación de MPR

POZO	FORMACION	GRUPO	INICIO PRODUCCION	DIAGNOSTICO CURVA CHAN	INTERVALOS CERCANOS A CONTACTO AGUA ACEITE	ESTADO REVESTIMIENTO	INTERVALOS NETOS ABIERTOS [FT]	INCREMENTO PORCENTAJE AGUA [%]
VEL-WELL 1	GUADUAS	V	21-Feb-15	CANALIZACION	NO	BUENO	103	40
VEL-WELL 2	GUADUAS	II, IV y V	12-Mar-12	CANALIZACION	NO	BUENO	61	30
VEL-WELL 3	GUADUAS	II y III	17-Sep-06	CANALIZACION	NO	BUENO	189	45
VEL- WELL 4	GUADUAS	V	15-Jan-08	CANALIZACION	NO	BUENO	85	50
VEL- WELL 5	TUNE	B, C y D	25-Dec-11	CANALIZACION	NO	BUENO	85	20

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

De los candidatos seleccionados, el pozo VEL-308, mostró la más clara tendencia a la canalización según la curva diagnóstica. Adicionalmente la revisión petrofísica indica dos intervalos en el grupo B y C respectivamente con alta permeabilidad y relativo alta saturación de agua.

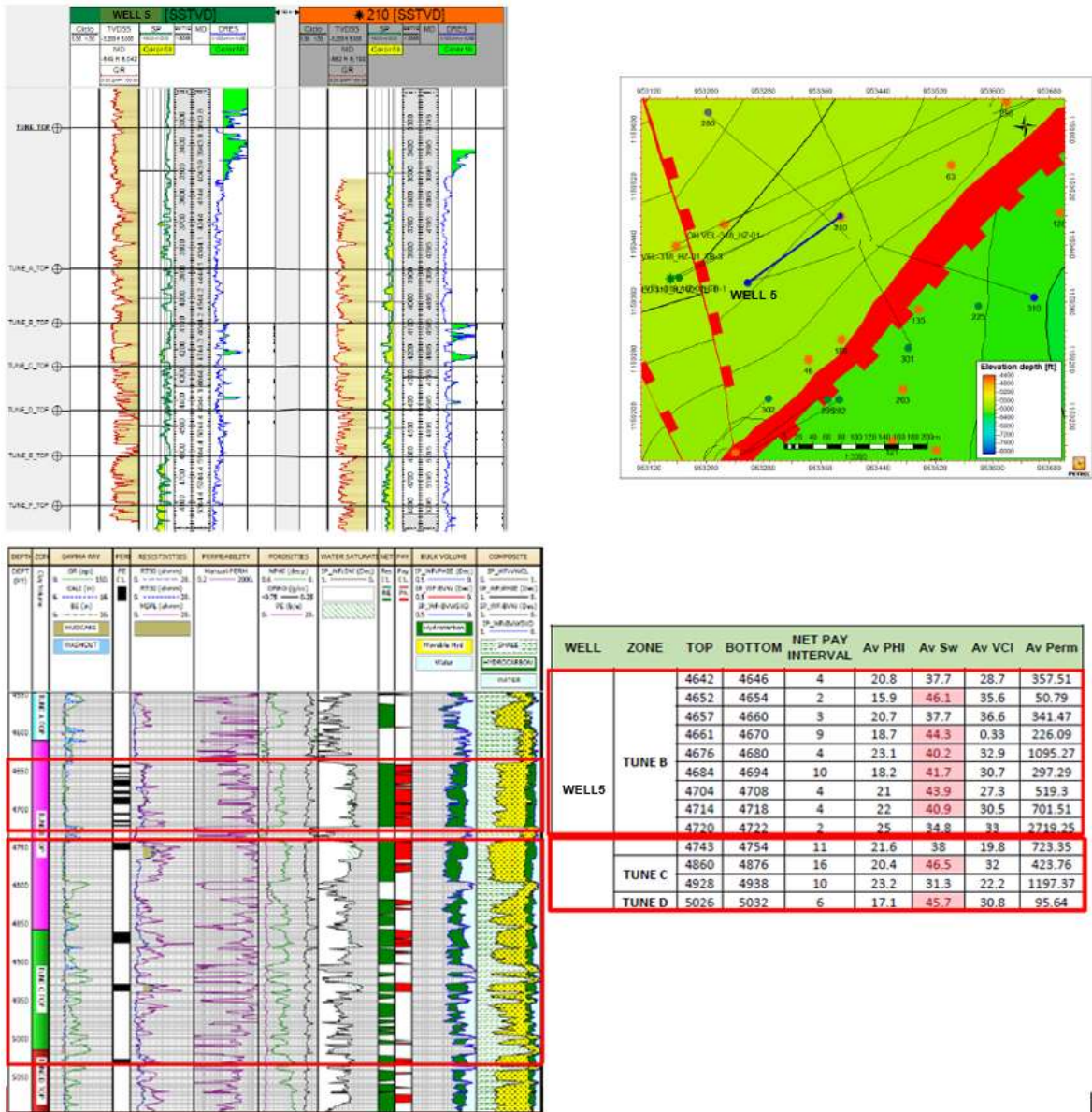
Figura 26. Revisión curva CHAN pozo base de estudio



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos y Chan (1995)

Teniendo en cuenta las anteriores condiciones se seleccionó el pozo VEL-308 como pozo base de estudio para la implementación de la inyección matricial de Modificadores de Permeabilidad Relativa en el campo.

Figura 27. Revisión petrofísica pozo base de estudio



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

6 IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN MATRICIAL DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Posterior a la selección del pozo base de estudio se procedieron a realizar los análisis requeridos con el fin de diseñar el tratamiento específico para la condición de los fluidos del pozo. Igualmente se preparó el programa de intervención al pozo teniendo en cuenta las condiciones mecánicas, petrofísicas y el diseño específico de productos a utilizar en el trabajo.

6.1 ANALISIS DE FLUIDOS Y SEDIMENTO

Con el fin de establecer la compatibilidad entre los fluidos del pozo y los productos del tratamiento se realizaron pruebas tendientes a garantizar la no afectación, en lo referente a formación de emulsiones, afectación en la mojabilidad de los sedimentos de roca, precipitaciones de los productos.

Las pruebas de compatibilidad fueron realizadas tanto para el producto solvente para la limpieza de los intervalos, como para el producto Modificador de Permeabilidad Relativa. Estas pruebas mostraron compatibilidad de los fluidos del pozo con los productos químicos a utilizar, ya que no se evidenciaron emulsiones ni interfaces entre los fluidos.

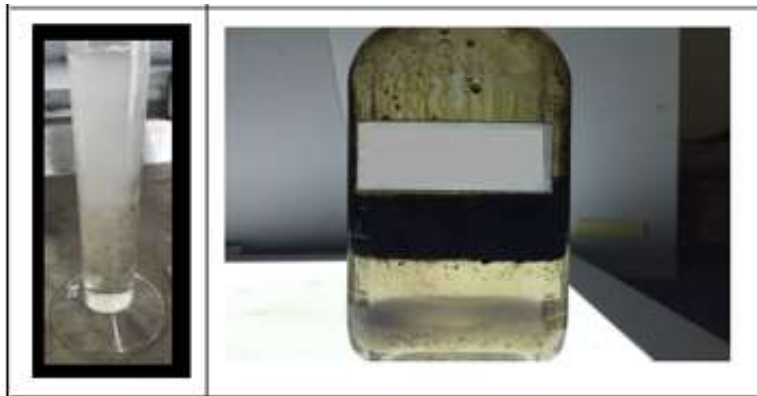
Con sedimentos de roca del pozo se realizaron las pruebas de afectación a la mojabilidad y la prueba de detergencia para verificar la efectiva limpieza del solvente a utilizar. Estas pruebas mostraron que no existe afectación a la mojabilidad ya que los sedimentos de roca mostraron tendencia a mojabilidad por agua, y adicionalmente la prueba de detergencia mostró una buena limpieza de los sedimentos.

Figura 28. Prueba compatibilidad fluido pozo base estudio y productos del tratamiento



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Figura 29. Prueba mojabilidad y detergencia pozo base estudio y productos del tratamiento

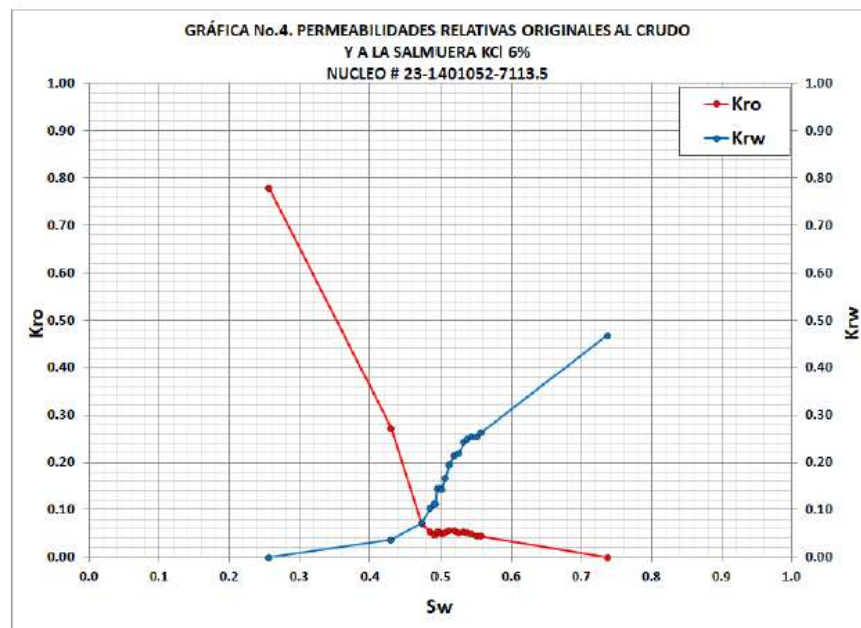


Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

Adicionalmente se realizó un análisis, con el proveedor de los productos del tratamiento, del fluido del pozo para determinar la tendencia incrustante mediante la corrida del programa Scalesoftpizer, el cual integra varias relaciones de predicción como son las Oddo & Thompson, Stiff & Davis, junto con las condiciones dinámicas del pozo como caudal, presión y temperatura.

Las pruebas básicamente buscaban establecer el efecto de los MPR sobre la curvas de permeabilidad relativa del núcleo, por lo que se procedió a inundar el núcleo con salmuera preparada (KCl) y luego se realizó el desplazamiento con crudo del pozo base de estudio. Posteriormente se desplazó el crudo con la salmuera para poder de esta manera a establecer las curvas de permeabilidad relativa base.

Figura 31. Curva permeabilidades relativas base para el núcleo de roca.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción

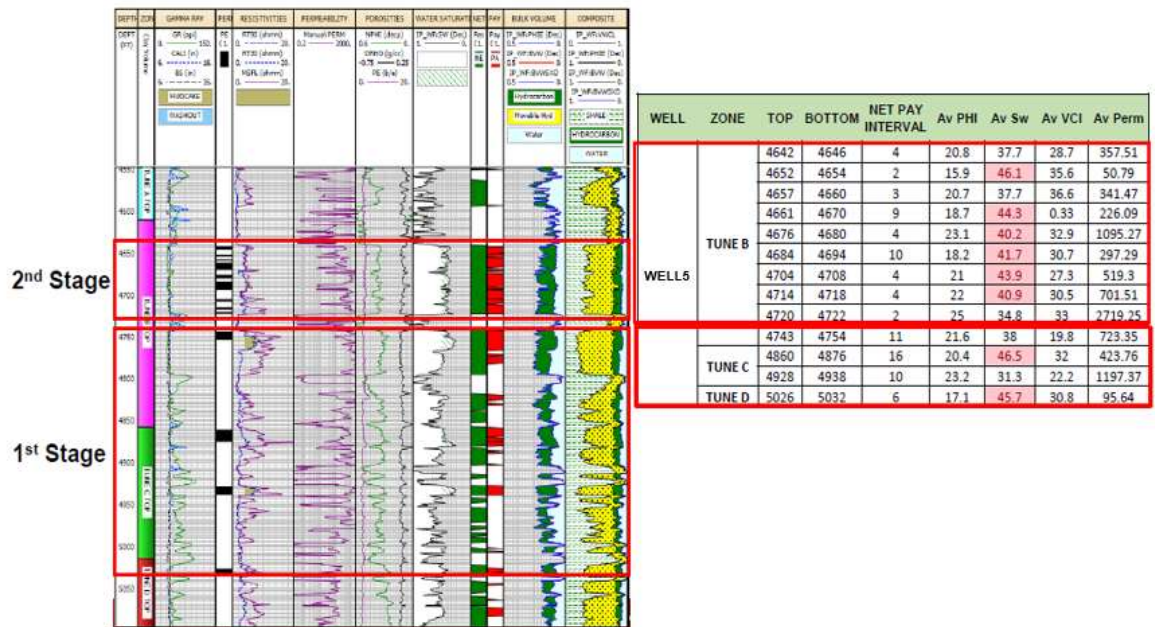
Una vez establecidas la curvas de permeabilidad relativa base se procedió a inyectar el Modificador de Permeabilidad Relativa y a medir el efecto sobre las permeabilidades relativas del agua (K_{rw}) y del crudo (K_{ro}).

Se midió una reducción de la K_{rw} del 98,5%, confirmando la efectividad del Modificador. En la prueba de perdurabilidad, se obtuvieron valores de entre 6 y 8 meses de efectividad del tratamiento.

6.3 TRABAJO DE INTERVENCIÓN AL POZO BASE DE ESTUDIO

Con base en el análisis petrofísico de los intervalos abiertos del pozo se recomendó realizar la inyección selectiva del tratamiento en dos etapas de inyección, con el fin de asegurar la inyección en los intervalos de alta permeabilidad de la zona B y los de alta permeabilidad de las zonas C y D, de a formación Tuné.

Figura 32. Revisión etapas del tratamiento a partir de Petrofísica.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Yacimientos.

Teniendo en cuenta la revisión de condiciones del pozo previas al trabajo se definió el plan de trabajo inyectando, en cada etapa, inicialmente el solvente para la limpieza de las zonas a inyectar desplazandolo luego con diesel inhibido con un surfactante y un estabilizador de arcillas y finos. Posterior al tiempo de remojo del surfactante se inyectó el Modificador de Permeabilidad Retaliva, desplazandolo con salmuera preparada (cloruro de amonio) inhibida con un surfactante y un estabilizador de arcillas y finos.

Figura 33. Estado mecánico del pozo base de estudio antes del tratamiento.

ESTADO MECANICO WELL5						
INFORMACION DEL POZO						
EMPRESA:	Mansarovar Energy	TIPO:	Desviado	FECHA DE SERVICIO:	25 de Abril de 2016	
POZO:	VEL-308	ZONA PRODUCTOR:	GUADUAS V	RIG:	VEL-01	
DATOS DE CASING						
OD	PESO	GRADO	ROSCA	ID	DESDE	HASTA
9-5/8"	43.5 lbs/ft	N80	BTC	8.755"	0 ft	323 ft
7"	23 lb/ft	N80	BTC	6.366"	323 ft	7751 ft
EQUIPOS DE SUPERFICIE						
CANT	DESCRIPCION					
1	CABEZAL NTZ NDH 60 DH 33 MBD S/N: NDH 3306, CORREAS: 5V4596, POLEAS: 800 mm					
1	MOTOR WESTERN ELECTRIC 50 HP, MODELO: 1D 225M, S/N: 8E40487, RPM: 1180, POLEAS: 175 mm					
1	VSD DANFOSS, MODELO: VLT 302, HP: 50, AMPERAJE: 71, TENSION: 460					
1	INTEGRAL BOP NTZ 7-1/16" R45 3000 PSI x 3-1/8" R31 3000 PSI					
1	TUBING HEAD SPOOL 7-1/16" R45 3000 PSI x 11" R53 3000 PSI					
SARTA DE TUBERIA						
CANT	DESCRIPCION	OD	LONG	TMD		
1	DIFERENCIA ROTARIA		16.0	16.0		
1	TUBING HANGER	6.13	0.9	16.9		
130	TUBING 2-7/8" EUE PIN/BOX N80	2.88	4050.0	4066.9		
1	COUPLING 2-7/8" EUE	3.13	0.5	4067.4		
1	CROSSOVER 3-1/2" EUE X 2-7/8" EUE	4.00	1.0	4068.4		
1	TUBING 3-1/2" EUE PIN/BOX ENDURALLOY	3.50	31.2	4099.6		
1	CROSSOVER 4" NU X 3-1/2" EUE	4.50	0.6	4100.2		
1	UP EXTENSION 4" NU PIN/PIN X 6 FT	4.00	5.6	4105.8		
1	COUPLING 4" NU	4.50	0.5	4106.3		
1	STATOR NTZ 400*240ST33 4" NU PIN x PIN S/N: 1301X1861	4.00	35.8	4142.1		
1	COUPLING 4" NU	4.50	0.5	4142.6		
1	SPACING NIPPLE 4" NU PIN/PIN	4.00	1.4	4143.9		
1	TAG BAR 4" NU BOX X 3-1/2" EUE PIN	4.50	0.4	4144.3		
1	ANTI TORQUE ANCHOR TX7-3 S/N: 12566	5.50	1.2	4145.5		
1	CENTRIFUGAL GAS SEPARATOR 3-1/2" EUE	4.75	4	4149.2		
SARTA DE VARILLA						
CANT	DESCRIPCION	OD	LONG	TMD		
1	POLISHED ROD 1 1/2" x 40 FT, PIN 1"	1.50	30.0	46.0		
1	PONY ROD 1" WCN 97 X 2 Ft	1.00	6.0	52.0		
162	ROD 1" N97 X 25 Ft - PIN 1"	1.00	4050.0	4102.0		
1	PONY ROD 1" WCN 97 X 2 Ft	1.00	2.0	4104.0		
1	ROTOR 240ST33 S/N:131M37	2.20	38.8	4142.8		
DATOS DE FONDO						
COLLAR FLOTADOR	5470 ft	TOPE PERFORADOS	4642 ft			
TVD:	5442 ft	BASE PERFORADOS	5032 ft			
MD:	5492 ft	TOPE DE ARENA:	5319 ft			
COORD FONDO:	N 1.159.338 - E 953.263		ARENA EN FONDO:	151 ft		
INTERVALOS CAÑONEADOS:	4642'-4646', 4652'-4654', 4657'-4660', 4661'-4670', 4676'-4680', 4684'-4694', 4704'-4708', 4714'-4718', 4720'-4722', 4743'-4754', 4860', 4876', 4928'-4938', 5026'-5032'					



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

Con lo anteriormente referenciado se definió el siguiente programa de intervención al pozo:

1. Realizar permisos y reunión pre-operacional de HSE.
2. Realizar Rig Up del equipo de intervención.
3. Realizar el retiro del sistema de levantamiento artificial del pozo.
4. Realizar limpieza con raspador mecánico de las zonas a intervenir y zonas de ubicación de los empaques de inyección selectiva.
5. Con los fluidos preparados en pozo realizar en sitio, pruebas de compatibilidad fluido-fluido (emulsiones), como aseguramiento de los tratamientos a aplicar.
6. Primera etapa de estimulación. Posicionar empaques inferior @ 5062 ft, y superior @ 4734 ft
7. Bombear en directa 11 bls de solvente de limpieza @ 1 BPM, desplazar con 46 bls de diesel inhibido con surfactante y estabilizador de arcillas y finos @ 1 BPM.
8. Dejar en remojo por 12 horas. Monitorear presiones.
9. Bombear en directa 125 bls de Modificador de Permeabilidad Relativa @ 1 BPM, desplazar con 46 bls de salmuera inhibida con surfactante y estabilizador de arcillas y finos @ 1 BPM.
10. Dejar en remojo por 24 horas. Monitorear presiones.
11. Desasentar empaque superior, bajar y pescar empaque inferior y reposicionar para segunda etapa de tratamiento.

12. Segunda etapa de estimulación. Posicionar empaques inferior @ 4734 ft, y el superior @ 4602 ft
13. Bombear en directa 11 bls de solvente de limpieza @ 1 BPM, desplazar con 38 bls de diesel inhibido con surfactante y estabilizador de arcillas y finos @ 1 BPM.
14. Dejar en remojo por 12 horas. Monitorear presiones.
15. Bombear en directa 118 bls de Modificador de Permeabilidad Relativa @ 1 BPM, desplazar con 38 bls de salmuera inhibida con surfactante y estabilizador de arcillas y finos @ 1 BPM.
16. Dejar en remojo por 24 horas. Monitorear presiones.
17. Retirar líneas de bombeo.
18. Sacar empaques.
19. Instalar sistema de levantamiento artificial al pozo.
20. Arrancar pozo con baja extracción, verificar parámetros de equipos de superficie, monitorear que haya flujo en superficie.
21. Realizar Rig down del equipo de intervención.

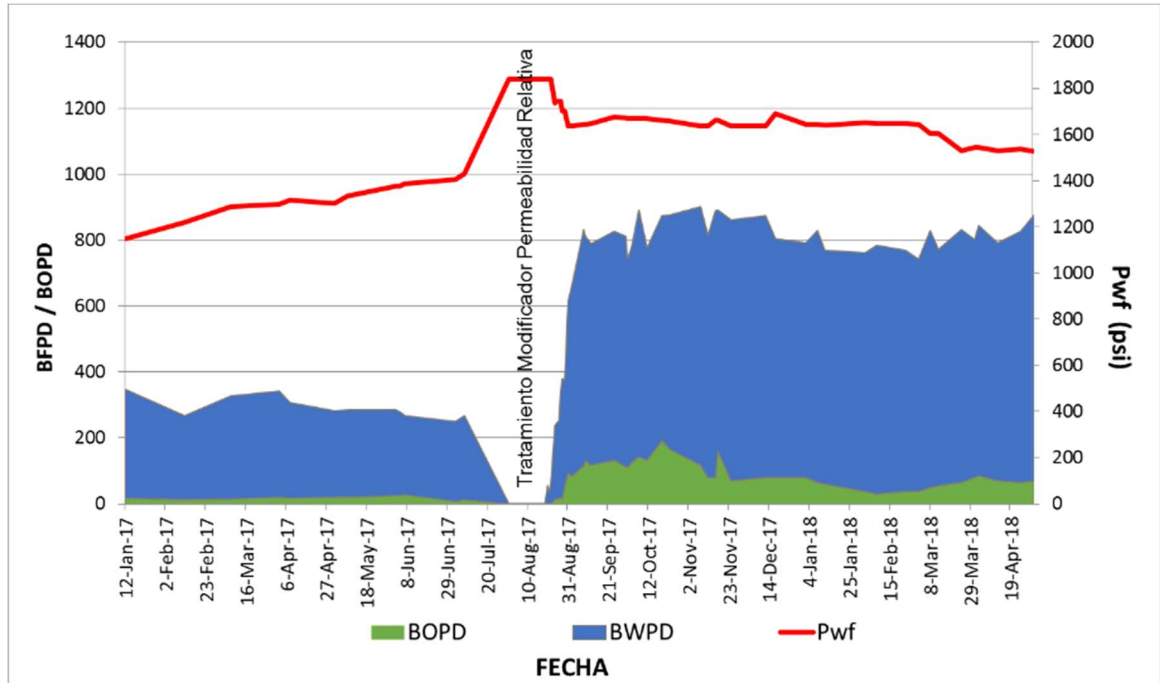
Para la inyección del Modificador de Permeabilidad Relativa se debió asegurar las 24 horas de tiempo de remojo, para lograr la adhesión del producto a la roca, de esta forma el polímero se logró ubicar en las zonas de mayor permeabilidad relativa al agua para su hidratación, formando la red entrecruzada que restringe el flujo de agua.

6.4 RESULTADOS DEL TRATAMIENTO EN EL POZO BASE DE ESTUDIO

Posterior al trabajo de intervención con el Modificador de Permeabilidad Relativa se realizó el monitoreo del pozo a través de pruebas de producción y medición de la presión de fondo fluyendo con el fin de monitorear el efecto tanto en el corte de agua como la afectación al índice de productividad del pozo.

Los resultados de las pruebas de producción del pozo antes y después del tratamiento muestran una reducción en el corte de agua desde 94 %BSW hasta 84 %BSW, y un incremento en la producción de crudo desde 19 BOPD hasta 118 BOPD.

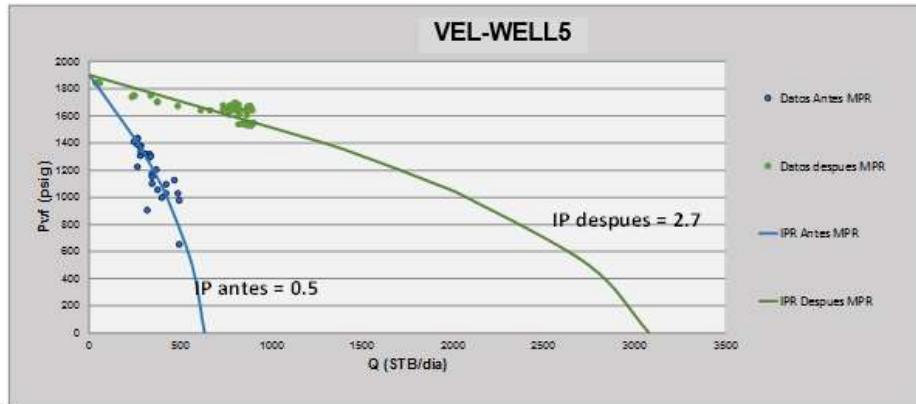
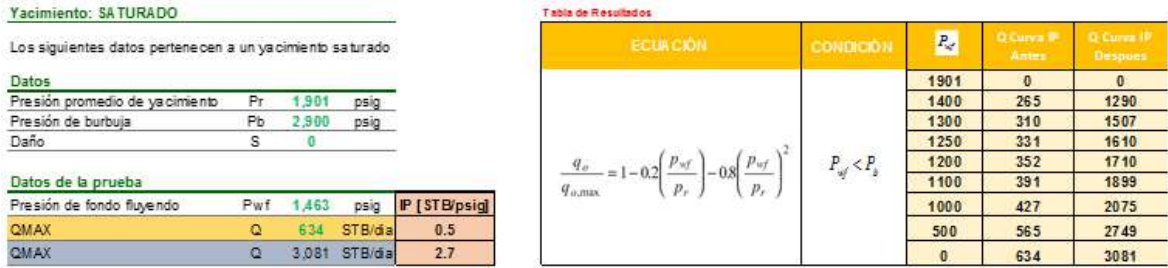
Figura 34. Resultado pruebas de producción antes y después del tratamiento.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

Adicionalmente se evidenció un incremento en el índice de productividad del pozo (IP) desde 0,5 STB/psi hasta 2,7 STB/psi.

Figura 35. Incremento índice de productividad después del tratamiento.



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Producción.

Los resultados demuestran el efecto combinado tanto del solvente de limpieza, evidenciado con el incremento en el índice de productividad de pozo, como del Modificador de Permeabilidad Relativa, evidenciado con la reducción del corte de agua del pozo después del tratamiento.

Otro factor importante a resaltar es la durabilidad del tratamiento, ya que después de 10 meses de aplicado, el pozo mantiene un corte de agua del 88 %BSW, una producción de crudo de 110 BOPD y un índice de productividad de 2,5 STB/psi, lo que confirma las expectativas en este sentido mostradas por la prueba de laboratorio en núcleo de roca realizado.

6.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL TRATAMIENTO

Para el balance económico se asumió una producción incremental de crudo de 20 BOPD, sobre una base de producción de 19 BOPD. Igualmente dentro de los costos se incluyeron tanto el precio del tratamiento (productos, equipos y personal) como los costos asociados al equipo de intervención del pozo.

El análisis planeado para el trabajo, el cual se realizó para un período de dos años con una tasa de descuento del 11,25% anual, se resume en la siguiente tabla:

Tabla 4 Análisis económico planeado para el trabajo de intervención.

BALANCE DE COSTOS PLANEADO

Resultado por Proyecto	MPR WELL5
Precio realización crudo 2017 [USD\$/BI]	39.58
Precio realización crudo 2018 [USD\$/BI]	38.37
Crudo recuperado [KBO]	14
Total Ingresos [KUSD]	628
Total OPEX [KUSD]	9
Total CAPEX [KUSD]	193
Unidad OPEX [USD/BI]	0.6
Unidad CAPEX [KUSD/BI]	13
VPN [KUSD]	155
TIR [%]	42%
Periodo de pago [Año]	1.82
Eficiencia de la inversión [Adimensional]	0.80

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Finanzas.

Después de once meses de operación, y teniendo en cuenta la producción del pozo evidenciada a través de las pruebas de producción, la implementación del tratamiento con Modificador de Permeabilidad Relativa ha superado las expectativas económicas en el pozo base de estudio debido a la producción incremental real obtenida luego de la intervención, y el balance económico real se resume en la siguiente tabla:

Tabla 5 Análisis económico real para el trabajo de intervención.
BALANCE DE COSTOS REAL

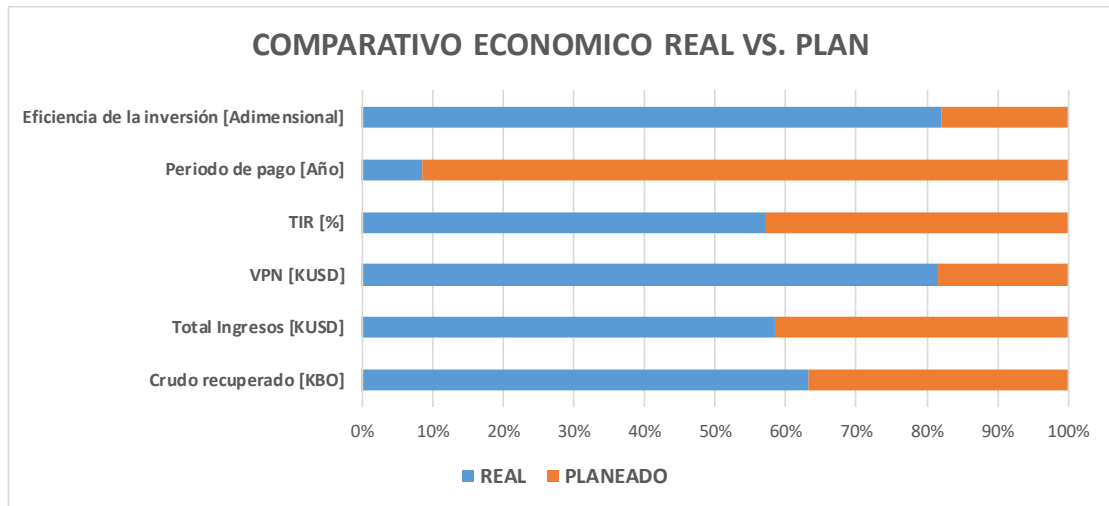
Resultado por Proyecto	MPR WELL5
Precio realización crudo 2017 [USD\$/BI]	39.58
Precio realización crudo 2018 [USD\$/BI]	38.37
Crudo recuperado [KBO]	24
Total Ingresos [KUSD]	885
Total OPEX [KUSD]	14
Total CAPEX [KUSD]	188
Unidad OPEX [USD/BI]	0.6
Unidad CAPEX [KUSD/BI]	8
VPN [KUSD]	684.08
TIR [%]	56%
Periodo de pago [Año]	0.17
Eficiencia de la inversión [Adimensional]	3.64

Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Finanzas.

El resultado comparativo entre el análisis económico planeado para el trabajo y el resultado real después de once meses de la intervención se resume de la siguiente manera:

Tabla 6 Comparativo análisis económico real vs. planeado del trabajo de intervención.

	REAL	PLANEADO	DIFERENCIA
Crudo recuperado [KBO]	24	14	171%
Total Ingresos [KUSD]	885	628	141%
VPN [KUSD]	684	155	441%
TIR [%]	56%	42%	133%
Periodo de pago [Año]	0.17	1.82	9%
Eficiencia de la inversión [Adimensional]	3.64	0.80	456%



Fuente: Mansarovar Energy. Departamento de Finanzas.

Se evidencia con este análisis una reducción del 90% en el período de pago con respecto al esperado, y un incremento del 40% en los ingresos con respecto al esperado.

7 CONCLUSIONES

El diagnóstico detallado a partir de pruebas de producción, combinado con datos petrofísicos, pruebas de laboratorio y la revisión particular de cada pozo fue una condición clave para la selección apropiada de candidatos para la aplicación de la tecnología de control del corte de agua de pozos a través de la aplicación matricial de modificadores de permeabilidad relativa en los pozos.

Una revisión sistemática de las condiciones técnicas y operativas de los pozos de Campo Velásquez fue realizada para asegurar el éxito técnico - económico de la aplicación de modificadores de permeabilidad relativa para el control del corte de agua en un pozo del campo.

La metodología para la selección de pozos candidatos para la aplicación de modificadores de permeabilidad relativa fue claramente definida, con el fin de que sea fácilmente replicable en otros pozos candidatos para la aplicación de la tecnología. Esta metodología fue claramente soportada con pruebas de laboratorio tanto de fluido como de roca, para garantizar la apropiada implementación de un programa de intervención a pozo.

Un programa de intervención a pozo fue definido con base en revisiones de pruebas de laboratorio, datos petrofísicos y condiciones operativas del pozo base de estudio con el fin de realizar un trabajo exitoso en el pozo.

El resultado combinado de la aplicación de un solvente para limpiar la cara de la formación previo a la aplicación del Modificador de Permeabilidad Relativa, permitió un incremento de índice de productividad del pozo y una reducción del corte de agua y de esta manera lograr una producción incremental de crudo mayor de la esperada.

Los resultados económicos de la intervención del pozo con aplicación matricial de Modificadores de Permeabilidad Relativa, superaron los balances económicos planeados al obtenerse una producción incremental de crudo por encima de la esperada.

8 RECOMENDACIONES

Las aplicaciones matriciales de Modificadores de Permeabilidad Relativa deben realizarse de manera selectiva en las formaciones que presenten las condiciones petrofísicas más apropiadas para la implementación de esta tecnología de control de agua. Una aplicación bullheading, aunque podría reducir los costos de las intervenciones, no da garantías de la aplicación de estos productos en los intervalos específicos deseados.

La calidad y precisión de los datos de producción, condiciones mecánicas del pozo y datos petrofísicos se requieren con el fin de seleccionar los candidatos más apropiados para la aplicación de la tecnología para el control de corte de agua, al igual que para estimar el programa de intervención más adecuado para cada pozo.

Con base en la metodología descrita en este trabajo, se deben promover análisis técnico - económicos para la implementación de la tecnología de control del corte de agua a través de la aplicación matricial de Modificadores de Permeabilidad Relativa es más pozos de Campo Velásquez.

BIBLIOGRAFÍA

ABDEL, Ahamed, et al. Innovative Technique to Prevent Post-Fracturing Water Production using Relative Permeability Modifiers. SPE 141733. Manama, Bahrain, 2011.

AHMED, Quosay, et al. Risk Analysis and Decision Making in Relative Permeability Modifier Water Shut-off Treatment. SPE 126845. Cairo, Egypt, 2010.

AL-HULAIL, Ibrahim, et al. Water Control in High-Water-Cut Oil Wells using Relative Permeability Modifiers: A Saudi Lab Study. SPE 188021. Dammam, Saudi Arabia, 2017.

BOTERMANS, C. Wouter; VAN BATENBURG, Diederik y BRUINING, Johannes. Relative Permeability Modifiers: Myth or Reality? SPE 68973. The Hague, Netherlands, 2001.

CHAN, K. S. Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775. Dallas, Texas, 1995.

CORNWALL, Clive y BOUGHEY, Adam. Relative Permeability Modifier (RPM): Suitability Screening with Reservoir Core Under Reservoir Conditions. SPE 112503. Lafayette, Louisiana, USA, 2008.

DALRYMPLE, Eldon y JARIPATKE, Omkar. Relative Permeability Modifiers in Fracture Stimulation Applications. SPE 119850. Manama, Bahrain, 2009.

DALRYMPLE, E. D, et al. Studies of a Relative Permeability Modifier Treatment Performed Using Multitap Flow Cells. SPE 59346. Tulsa, Oklahoma, 2000.

DAS, Prasanta; PATIL, Prajakta y AGASHE, Snehalata. Application of Relative Permeability Modifier for Sealant Diversion. SPE 164755. Cairo, Egypt, 2013.

FRY, Leonard, et al. Successful Application of Relative-Permeability Modifiers To Control Water Production in Rose Run Fracturing. SPE 104572. Canton, Ohio, USA, 2006.

HERNÁNDEZ, Roberto; FERNANDEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. Sexta Edición. McGrawHill. México. 2010.10 p.

KALFAYAN, Leonard y DAWSON, Jeffery. Successful Implementation of Resurgent Relative Permeability Modifier (RPM) Technology in Well Treatments Requires Realistic Expectations. SPE 90430. Houston, Texas, 2004.

LASTRE, Manuel, et al. A New Approach to Hydraulic Fracturing With Relative Permeability Modifiers. SPE 138926. Lima, Peru, 2010.

LUCUARA, German, et al. Damage Remediation in a Mature Field Reservoir by Applying a Customized Treatment Using Surface Active Additives and Diversion Technologies: Case Histories from San Francisco Field. SPE 179000. Lafayette, Louisiana, USA, 2016.

MENDOZA MONTOYA, Juan Raúl. Diseño y evaluación de modificadores de permeabilidad relativa como alternativa para el control de agua. Tesis de Ingeniería de Petróleo. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería, 2013, 127 p.

NELSON, Scott; KALFAYAN, Leonard y RITTENBERRY, William. The Application of a New and Unique Relative Permeability Modifier in Selectively Reducing Water Production. SPE 84511. Denver, Colorado, 2003.

NIEVES, Gustavo, et al. Field Application of Relative Permeability Modifier in Venezuela. SPE 75123. Tulsa, Oklahoma, 2002.

PARKHONYUK, Sergey, et al. Implementation of Relative Permeability Modifiers in Krasnoleninskoe Oil Field: Case Histories. SPE 152410. Tulsa, Oklahoma, USA, 2012.

SAGAL ORTEGA, Manuel Alejandro. Estudio técnico económico para controlar el incremento de la producción de agua en los pozos del Campo Pindo empleando en

el análisis de las gráficas de Chan. Tesis de Ingeniería de Petróleos. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, 2013, 176 p.

SALEM, Mohamed, et al. Relative Permeability Modifier Fracturing Technique Inhibits Post-Fracturing Water Production: Case Histories From Egypt. SPE 128322. Cairo, Egypt, 2010.

SALMAN, M, et al. Relative Permeability Modifier (RPM) as Chemical Diverter in Bullhead Matrix Acidizing Treatment. SPE 176100. Nusa Dua, Bali, Indonesia, 2015.

STOLYAROV, Sergey; KALFAYAN, Leonard y QU, Qi. Creative Production Enhancement Applications of Relative Permeability Modifiers in Mature Fields. SPE 114966. Moscow, Russia, 2008.

TIELONG, Chen, et al. A Relative Permeability Modifier for Water Control of Gas Wells in a Low-Permeability Reservoir. SPE 35617. 1996.

Vasquez, Julio y MIRANDA, Carlos. Profile Modification in Injection Wells through Relative Permeability Modifiers: Laboratory Validation and Reservoir Simulation. SPE 135107. Tunis, Tunisia, 2010.

VASQUEZ, Julio; EOFF, Larry y DALRYMPLE, Eldon. Laboratory Evaluation of a Relative-Permeability Modifier for Profile Modification in Injection Wells. SPE 120669. Oklahoma City, Oklahoma, 2009.

WYLDE, Jonathan; WILLIAMS, Gareth y CAREIL, Fleur. Innovative, Integrated, and Cost-Effective Chemical Management on the Miller Platform. SPE 92834. Kingdom of Bahrain, 2005.