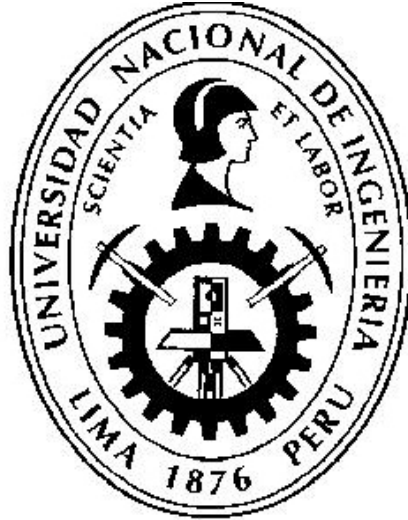


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, GAS NATURAL Y
PETROQUÍMICA



**“REDUCIR LA PERMEABILIDAD RELATIVA APLICANDO UN
GEL POLIMÉRICO PARA DISMINUIR LA PRODUCCIÓN DE
AGUA EN LOS POZOS DE PETRÓLEO EN LA SELVA DEL
PERÚ”**

TESIS

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN
CIENCIAS CON MENCIÓN EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y
GAS NATURAL**

ELABORADO

ING. DAVID ALFREDO ALEJOS BRAVO

ASESOR

MSc. VICTOR ALEXEI HUERTA QUIÑONES

LIMA - PERÚ

2014

Dedicado a todos aquellos que hicieron

Posible la realización de la tesis

A Dios porque a Él le debo todo lo que soy.

A mis padres, por confiar en mí, por los valores inculcados y por ser un ejemplo firme de superación personal y profesional.

A mi esposa Sara y a mi hija Kristell porque son un regalo de Dios. Ustedes han venido a llenar mi corazón de alegría y, además, son mi fuente de motivación para ser mejor ser humano cada día de mi vida.

Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a mi Asesor Msc Alex Huertas tutor de tesis de mi tesis de Maestría, por el constante apoyo, las horas de dedicación y consejos brindados.

A mi esposa Sara Carrasco Supo por el apoyo brindado, dedicación y paciencia a lo largo de mis estudios de Maestría.

A los profesores de la Universidad Nacional de Ingeniería de la sección de Posgrado de Ingeniería de Petróleo y Gas Natural por las enseñanzas impartidas.

A la Jefa de sección de Posgrado del FIP la Ing. Luz Izaguirre por el apoyo brindado en la realización de mis estudios de Maestría.

A mis amigos de Pluspetrol Tomar García y Hugo Carbonero por el apoyo brindado con sus conocimientos y asesoría a lo largo de la tesis.

ÍNDICE

Agradecimiento	ii
Resumen	xvi
Abstract	xvii

Capítulo I

Planteamiento de la Investigación.

1.1	Introducción.	1
1.2	Situación del Problema.	2
1.3	Formulación del Problema.	5
1.4	Justificación de la investigación.	6
1.5	Objetivo General.	13
1.6	Objetivos Específicos	13

Capitulo II

Marco Teórico

2.1	Antecedentes de la Investigación.	14
2.2	Bases Teóricas	21
2.3	Marco Conceptual.	38
2.3.1.	Orígenes del Agua.	38
2.3.2.	Causas de la producción del agua	39
2.3.2.1	Filtraciones en el revestidor.	39
2.3.2.2	Flujo canalizado detrás del casing.	40
2.3.3	Problemas asociados al Yacimiento	40
2.3.3.1	Contacto Dinámico agua petróleo (CAP).	40
2.3.3.2	Canalización Matricial sin flujo cruzado.	41
2.3.3.3	Conificacion o cono limitado.	42
2.3.3.4	Fisura entre Pozo Inyector y Pozo Productor.	43

2.3.4	Diagnóstico del Problema de la producción de agua.	44
2.3.4.1	Gráficos de historia de producción.	44
2.3.4.2	Análisis de la Curva de declinación.	45
2.3.4.3	Curvas de declinación.	46
2.3.4.4	Gráficos de Recuperación.	460
2.3.4.5	Gráficos de diagnóstico para control de agua	46
2.3.5	Tecnología para el Control de Agua	62
2.3.1	Mecánicas.	63
2.3.2	Químicas.	63
2.3.6	Identificación de los Modelos a aplicar.	63
2.3.6.1	Tipo de Geles.	64
2.3.6.2	Geles Sellantes.	64
2.3.7	Características en el Diseño de Sistemas gelificantes.	64
2.3.7.1	Consistencia.	64
2.3.7.2	Tiempo de Gelitificación.	65
2.3.7.3	Durabilidad.	65
2.3.7.4	Comportamiento en medio Poroso.	65
2.4	Modificadores de la Permeabilidad Relativa (RPM).	67
2.5	El Efecto de Reducción desproporcionada de la Permeabilidad.	69
2.6	Hipótesis del Efecto Pared.	70
2.6.1	Reducción del área transversal de flujo.	71
2.6.2	Efecto de Lubricación o de Deslizamiento.	72
2.6.3	Modificadores en la Humectabilidad del Medio.	72
2.7	Experimentación.	72
2.8	Resultados.	76

CAPITULO III

Hipótesis

3.1	Hipótesis General.	81
3.2	Hipótesis Específica.	81
3.3	Identificación de Variables	81
3.4	Matriz de Consistencia.	83

CAPITULO IV

Metodología de la investigación

4.1	Tipo de Investigación	84
4.2	Casos históricos	88
4.3	Las consideraciones que se tomaron en cuenta para la selección de los Pozos	89
4.4	Selección de pozos a ser tratados con geles RPM	92
4.5	Diseño de un tratamiento con geles.	92
4.6	Formación del Gel.	93
4.7	Volumen a aplicar en el Tratamiento.	113
4.8	Técnicas de colocación	101
4.6.1	Por cabezal de pozo (Bullheading)	102
4.6.2	Aislamiento Mecánico	103
4.6.3	Inyección Dual	105
4.9	Aplicación de la Tecnología de Geles	106
4.10	Propiedades de adhesión del polímero.	110
4.8.1	Mojabilidad:	110
4.8.2	Estabilidad del polímero	111
4.8.3	Cambio en el medio tal como PH	111
4.8.4	Durabilidad del tratamiento.	111
4.8.5	Debido a la reducción en la permeabilidad	111
4.11	Diseño del tratamiento de control de agua	112

CAPITULO V

Análisis y Interpretación de Resultados

5.1	Tratamiento realizados	115
5.1.1	Pozo P-1	116
5.1.2	Pozo P-2	126
5.1.3	Pozo P-3	134
5.1.4	Pozo P-4	143
5.2	Tratamiento y Selección para la aplicación del Gel Sellantes.	160
5.2.1	Ensayos de Laboratorio en roca reservorio.	160
5.2.2	Conclusiones de los ensayos.	161
5.2.3	Recomendaciones para la Inyección de Geles Sellantes.	161
5.2.3.1	Pozo P-5	165
5.2.3.1.1	Esquema de Pozo.	165
5.2.3.1.2	Datos del pozo.	166
5.2.3.1.3	Volúmenes de tratamiento.	167
5.2.3.1.4	Procedimiento Operativo.	167
5.3.3.2	Pozo P-6	169
5.3.3.2.1	Esquema de Pozo.	169
5.3.3.2.2	Datos del pozo.	170
5.3.3.2.3	Volúmenes de tratamiento.	170
5.3.3.2.4	Procedimiento Operativo.	171
5.3.3.3	Pozo P-7	174
5.3.3.3.1	Esquema de Pozo.	174
5.3.3.3.2	Datos del pozo.	174
5.3.3.3.3	Volúmenes de tratamiento.	175
5.3.3.3.4	Procedimiento Operativo.	176
5.3.4	Otros Pozos Candidatos	177

CAPITULO VI

Evaluación Económica.

6.1	Evaluación Económica.	178
-----	-----------------------	-----

CAPITULO VII

Conclusiones y Recomendaciones

7.1	Conclusiones	181
7.2	Recomendaciones.	184

CAPITULO VIII

Referencia Bibliográfica

ANEXOS

Anexo I :	Pozo Candidatos a usar Gel Polimérico.	190
Anexo II :	Costo de Reinyección de agua a los Pozo.	199
Anexo III :	Resultados de Laboratorio a las pruebas del Gel.	200
Anexo IV :	Caracterización de las Rocas.	207

FIGURAS

Figura 1 :	Curva de Producción (2006-2012).	4
Figura 2 :	Tasas de producción del petróleo y agua vs. Tiempo (con y sin tratamiento).	28
Figura 3 :	Curva de Permeabilidad relativa Petroleó y agua.	29
Figura 4 :	Corte geológico entre los Pozos VLE-1156 y VLE-1119.	30
Figura 5 :	Gráfico de diagnóstico de control de agua del Pozo VLE-1156.	31
Figura 6:	Perfiles e intervalos cañoneados en el Pozo VLE-1156.	32
Figura 7 :	Historia de la producción del Pozo VLE-1156, El efecto de la inyección del ge.	33
Figura 8 :	Corte geológico entre los Pozos VLA-36 y VLA-12, indicando la comunicación de los yacimientos C-5 y BLR.	34
Figura 9 :	Gráfico de diagnóstico de control de agua para el Pozo VLA-36.	35
Figura 10 :	Perfiles e intervalos cañoneados para el Pozo VLA-36.	36
Figura 11 :	Historia de producción del Pozo VLA-36. El efecto de la inyección de gel es notable, una vez que la producción se ha estabilizado.	37
Figura 12 :	Fuga en la tubería de producción, la tubería de revestimiento o empacador.	39
Figura 13 :	Flujo detrás de la tubería de revestimiento.	40
Figura 14 :	Contacto agua/petróleo desplazado en sentido ascendente.	41
Figura 15 :	Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal.	42
Figura 16 :	Problemas de conificacion.	43

Figura 17 :	Fisura de un pozo inyector con un pozo productor.	43
Figura 18 :	Grafico de la Historia de la Producción.	45
Figura 19 :	Grafico de Curva de Declinación.	46
Figura 20 :	Grafico Relación Agua/Petróleo.	47
Figura 21 :	Comparación entre WOR para Conificación de agua y canalización.	49
Figura 22 :	Curvas WOR y WOR` para canalización multi-estrato.	52
Figura 23 :	Curvas WOR y WOR` para conificación.	52
Figura 24 :	Conificación de agua con cambio posterior a canalización.	53
Figura 25 :	Canalización multi-estrato.	54
Figura 26 :	Canalización multi-estrato con cambios de Producción..	55
Figura 27 :	Desplazamiento normal con alto WOR.	56
Figura 28 :	Canalización rápida.	57
Figura 29 :	Conificación por empuje hidráulico de fondo.	58
Figura 30 :	Canalización de agua cercana al pozo.	59
Figura 31 :	Causas típicas de producción de agua perjudicial proveniente de las cercanías del pozo.	62
Figura 32 :	Presencia de una película del Polímero en medio poroso.	67
Figura 32 :	Grafico-tipo obtenido mediante pruebas de desplazamiento en medio poroso.	70
Figura 33 :	Montaje Experimental.	73
Figura 34	Kw vs Vpi (Metodología Convencional)	75

Figura 35 :	Ko vs Vpi (Metodología Convencional)	75
Figura 36 :	Kw vs VPI (Nueva Metodología).	78
Figura 37 :	Kri vs Swl	79
Figura 38 :	fw vs Swl.	79
Figura 39 :	fo vs Swl.	80
Figura 40 :	Esquema de investigación.	87
Figura 41 :	Fuentes más comunes de incremento del corte de agua.	91
Figura 42 :	Esquema de la formación del Gel.	94
Figura 43 :	Colocacion del gel mediante la técnica cabezal del Pozo.	103
Figura 44:	Colocación del gel mediante la técnica Aislamiento Mecánico.	104
Figura 45 .	Colocación del gel mediante la técnica de Inyección Dual.	106
Figura 46 :	El polímero ejerce una fuerte atracción hacia el agua, pero se deforma en presencia de Hidrocarburo.	110
Figura 47 :	Mecanismo de Aplicación.	114
Figura 48 :	Registro de petróleo móvil y cemento del pozo P-1	116
Figura 49 :	Esquema para la ejecución de trabajos.	118
Figura 50 :	Bombeo de Tratamiento de Control de agua RPN P-1.	119
Figura 51 :	Análisis Petrofísico P-1.	120
Figura 52 :	Resultados de producción del pozo P-1.	121
Figura 53 :	Registro de cementación –Pozo P-1.	124
Figura 54 :	Grafica del Modelo Chan Pozo P-1.	125
Figura 55 :	Registro Móvil y Cemento P-2 RPM.	126

Figura 56 :	Tratamiento del Control de Agua P -2.	128
Figura 57 :	Análisis Petrofísico del P-2.	129
Figura 58:	Registro de Cementación – Pozo P-2.	131
Figura 59 :	Resultados de producción del pozo P-2.	132
Figura 60 :	Diagrama del Pozo P-3.	134
Figura 61 :	Bombeo de Tratamiento del P-3.	136
Figura 62 :	Análisis Petrofísico del Pozo P-3.	137
Figura 63 :	Resultados de producción del pozo P-3.	138
Figura 64 :	Registro de Cementación - Pozo P-3.	140
Figura 65 :	Grafica del Modelo Chan Pozo P-3.	142
Figura 66 :	Instalación en el Pozo durante el Trabajo.	144
Figura 67 :	Instalación en el Pozo durante el Trabajo (Instalación #2:).	145
Figura 68 :	Diagrama del Tratamiento del Modificador de la Permeabilidad Relativa P-4.	148
Figura 69 :	Prueba de Inyectividad con Salmuera inhibida Pozo P-4.	154
Figura 70 :	Bombeo de Ácido Acético para recuperar Inyectividad. P-4.	155
Figura 71 :	Bombeo de AQUACON a formación y desplazamiento P-4.	156
Figura 72 :	Seguimiento productivo al Pozo Tratado.	158
Figura 73 :	Esquema del Pozo P-5.	165
Figura 74 :	Esquema del Pozo Forestal P-6.	169
Figura 75 :	Esquema del Pozo P-7.	174
Figura 76 :	Precio vs Corte de agua.	180

TABLAS

- Tabla 1 : Informe Anual de Producción del Lote 8 del área Producción Pluspetrol años 2012.
- Tabla 2: Producción de agua reinyectada en Lote 1 AB.
- Tabla 3 : Situación de la Problemática actual y futura.
- Tabla 4 : Producción antes y después del tratamiento del Gel Polimérico Sistema Pin 14.
- Tabla 5 : Resultados Pinfo 14 unif.
- Tabla 6 : Resumen de los problemas hallados con mayor frecuencia en los pozos con producción de agua.
- Tabla 7 : Etapas de Inyección de Fluidos.
- Tabla 8 : Requerimiento de eficiencia para control de agua.
- Tabla 9 : Casos históricos de control de agua aplicada a RPM.
- Tabla 10 : Características de reservorio para la inyección de geles .
- Tabla 11 : Resultados de la prueba de Core Flow test en Corona de Formación Vivian Dorisa.
- Tabla12: Diseño de los tratamientos de control de agua aplicados en los 3 trabajos realizados.
- Tabla 13 : Ensayos de Compatibilidad Fluido 2. (ACIDO ACETICO AL 10%).
- Tabla 14 : Ensayos de Compatibilidad Fluido 3 - SSA - HALF (1.5 % de HF FOSFONICO).
- Tabla 15 : Ensayos de Compatibilidad Fluido 4 :(Salmuera Inhibida)
- Tabla 16 : Ensayos de Compatibilidad Fluido 4 :(ACUACON HP).

- Tabla 17 : Fluidos a preparar para el tratamiento.
- Tabla 18 : Procedimiento operativo realizado.
- Tabla 19 : Seguimiento productivo al pozo tratado.
- Tabla 20 : Posibles candidatos para Tratamiento con el Polímero GEL
- Tabla 21 : Permeabilidad a la salmuera de 3% KCl a 130°F antes de la limpieza del Core.
- Tabla 22: Permeabilidad a la salmuera de 3% KCl a 130°F después de la limpieza del Core
- Tabla 23 : Permeabilidad a la salmuera de 3% KCl a 130°F después del tratamiento con MaraSeal al 6% .
- Tabla 24 : Volúmenes de aditivos para el Solvente Envirosol.
- Tabla 25 : Volúmenes del Polímero Maraseal.
- Tabla 26 : Costos para el Servicio de Bombeo.
- Tabla 27 : Costo de equipo Electro sumergible (Conjunto BES).
- Tabla 28 : Costo de trabajo de servicio del Pozo.

ANEXOS

Anexo I : Pozo Candidatos a usar Gel Polimérico.

Anexo II : Costo de Reinyección de agua a los Pozo.

Anexo III : Resultados de Laboratorio a las pruebas del Gel.

Anexo IV : Caracterización de las Rocas.

RESUMEN

Los campos petrolíferos de extracción de petróleo en la selva peruana poseen un gran potencial productivo de petróleo, sin embargo por el mecanismo de empuje que tienen estos campos (Wáter drive) también tienen una elevada producción de agua de formación que les genera problemas tanto en superficie (ya que debe ser reinyectada) Como en subsuelo, El agua producida en los campos de Petróleo de la selva del Perú, son reinyectados al 100% del agua de formación, con una producción promedio mensual de 31'162,898 bbls , con una producción promedio diaria de 1'054,232.9666 bbls de agua salada, con un corte promedio de 97.4%. Debido al incremento de agua en los últimos 06 años. Que originan elevado costo por inyección y tratamiento, se ha realizado la presente tesis experimentando la aplicación de inyectar un gel polimérico a los pozos, para reducir la producción de agua.

La presente tesis se ejecutó por una metodología de análisis y experimentos en campo. Para lo cual se evaluó para poder identificar el problemas específico de tres maneras, seleccionando los pozos que podrían necesitar un sistema de control del agua, determinando el problema de entrada de agua para seleccionar un método de control adecuado, localizando el punto de entrada del agua en el pozo de manera que se pueda emplazar el tratamiento..

Para realizar el diagnóstico de la fuente del problema a una excesiva producción de agua, se recopiló la siguiente información de campo, historia de producción y declinación, detalles de la completación del pozo, historia de reacondicionamiento del pozo, estudios de geología y de yacimiento, registros de perforación, registros de completación, registros de pozos.

Los resultados de la aplicación del gel fue exitoso basado en los resultados obtenido en los cuatro pozos después de la inyección del Gel Polimérico, reduciendo la producción de agua entre 50-70 % y sin afectar prácticamente la producción del petróleo.

ABSTRACT

The oil fields of oil extraction in the Peruvian jungle have great potential for oil production , however by pushing mechanism having these fields (water drive) also have high formation water production problems that generate both surface (as it must be reinjected) As in subsurface water produced in oil fields jungle Peru , are reinjected 100% formation water , with an average monthly production of 12'166, 969 bbls , with an average production daily 405.566 bbls saltwater , averaging 97.4 % cut . Due to the increase of water in the last 06 years . Which originate injection and high treatment cost , because this is done this thesis experiencing applying a polymeric gel injected into the wells , to reduce water production .

This thesis was carried out by an analysis methodology and experimental field . To which was assessed to identify the specific problems in three ways , which were to select the wells that may need a system of water control, determine the water problem so that you can select a method suitable control , locating the entry point of the water in the well so that it can place the treatment ..

To make the diagnosis of the source of the problem to excessive water production, the following information field production history and decline , details of well completion , history reconditioning the well, studies of geology and reservoir was compiled , records of drilling, completion records , well logs .

The results of gel application was successful based on the results obtained in the four wells after injection of Polymer Gel , reducing water production between 50-70 % and oil production has hardly been affected.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACION.

I.1 INTRODUCCION.

La producción de agua es uno de los mayores problemas técnicos, ambientales y económicos asociados a la producción de petróleo y gas en pozos de petróleo en la selva del Perú. La producción de agua puede reducir la vida productiva de los pozos de petróleo y gas, además de ocasionar problemas severos que incluyen la corrosión de tuberías, migración de partículas finas e incremento del peso de la columna producida o carga hidrostática. La producción de agua es tan usual que se estima que a escala las compañías petroleras que operan en la selva del Perú producen entre 60 a 100 barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos en explotación.

El uso de un polímero de geles es la opción para mitigar el problema de la producción excesiva de agua en pozos productores. El polímero en forma de gel son soluciones acuosas, las cuales después de su preparación, serán inyectados a la formación donde finalmente reaccionan para formar el gel.

El estudio de la presente tesis es la selección de pozos productores de Petróleo en la selva del Perú, para la aplicación del polímero en forma de Gel se fundamenta principalmente en criterios cualitativos, los cuales en términos generales requieren que los candidatos al tratamiento reúnan ciertas características.

El primer criterio debe indicar la existencia de suficiente petróleo recuperable, reservas de crudo, indicativo de hidrocarburos que pueden ser económicamente recuperables.

- Alta relación agua/petróleo.
- Tener identificada la causa de la alta producción de agua.
- El pozo debe exhibir alta productividad.

- La temperatura de la zona donde se colocará el polímero de gel no debe exceder la temperatura de degradación del polímero gel.

Hasta ahora en Perú todavía no se ha realizado un estudio detallado a nivel de laboratorio acerca de la fenomenología y las implicaciones que gobiernan las aplicaciones de los tratamientos de control de agua, en particular, aquellos tratamientos cuyo uso se basa en el tratamiento químico como lo son los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM). La inclusión de un estudio de laboratorio previo a la aplicación de este tipo de tecnología tiene como finalidad efectuar una cuantificación de la efectividad de este tipo de polímeros y de esta manera optimizar el diseño y funcionamiento de los tratamientos RPM. mediante la introducción de estudios de laboratorio previos a su aplicación.

En la presente tesis se efectuarán pruebas de laboratorio previas al trabajo, diseño, ejecución y los resultados obtenidos con la aplicación de los Polímeros en reservorios de crudo pesado, mediano y liviano, así como la evaluación de vida útil, considerando que estos tratamientos no son permanentes sino más bien temporales. Es importante mencionar que los trabajos ejecutados hasta la fecha son los primeros que se han realizado en nuestro país con respuestas favorables.

I.2 SITUACION DE LA PROBLEMÁTICA.

Los campos petrolíferos de extracción de petróleo en la selva peruana poseen un gran potencial productivo de petróleo, sin embargo por el mecanismo de empuje que tienen estos campos (Wáter drive) también poseen una elevada producción de agua de formación que les genera problemas tanto en superficie (ya que debe ser reinyectada) como en subsuelo (bloqueos de agua y fluido cruzado, etc.).

El agua producida en los campos de Petróleo de la selva del Perú, del Lote 8 y 1 AB es reinyectada al 100% del agua de formación, con una producción promedio mensual de 12'166,969 bbls ^[1 2], con una producción promedio diaria de 405,566

¹ Informe Anual de Producción del Lote 8 del área Producción Pluspetrol años 2012.

bbls, con un corte promedio de 97.4%. El costo de tratamiento/barril de agua es 0.024 \$/bbl y costo de Inyección de 0.012 \$/bbl.

Tabla 1 Informe Anual de Producción del Lote 8 del área Producción Pluspetrol año 2012

	OIL bbl	CONDENSADO bbl	TOTAL bbl	GAS Mpc	AGUA bbl
Chambira 8	56,271	0	56,271	5,912	218,894
Corrientes 1	36,730	0	36,730	6,449	2,194,005
Corrientes 2	145,946	396	146,342	27,146	7,187,002
Pavayacu 9	33,397	197	33,594	8,235	1,394,191
Pavayacu 5	19,333	0	19,333	4,248	523,945
Yanayacu 3	33,087	0	33,087	1,387	648,932
Lote 8 (Total)	324,764	593	325,357	53,377	12,166,969

Fuente : Boletín anual de Producción del Lote 8 del área Producción Pluspetrol año 2012

Producción del mes mayo - junio 2013

Datos Producción	mayo	junio
Producción diaria de BOPD	16.934	15.123
Producción diaria de agua BWPD (reinyectado al 100%).	617.687	632.028
Producción de gas MSCFD	5.993	6.046
Porcentaje de gas utilizado	82.70%	85.88%
Gas utilizado como combustible MSCFD	4.956	5.192
Consumo residual - C.E. Guayabal BPD	155	175

Fuente : Boletín anual de Producción del Lote 8 del área Producción Pluspetrol año 2013

² Estadísticas de producción de Osigermin Boletín de Producción Lote 8 año 2012.

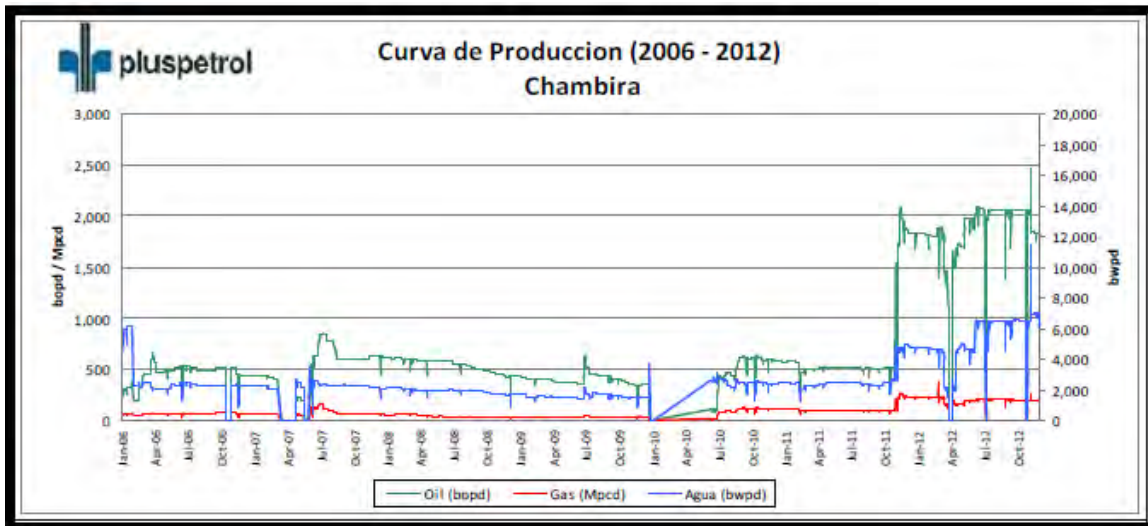
LOTE 1AB

RESUMEN

YACIMIENTO	PROD. DE PETRÓLEO (BBL/S)			°API	PROD. DE AGUA (BBL/S)			CORTE AGUA (%)	PROD. DE GAS (MPC)			GOR PCIBL	POZOS ACTIVOS
	MENSUAL	BOPOC	ACUMULADO		MENSUAL	BNPOC	ACUMULADO		MENSUAL	MPCDC	ACUMULADO		
Bartra			30.739.696				443.361.096				690.507		
Capahuari Norte	16.129	520.4	20.758.857	28.4	713.054	23.002	306.214.654	97.8	9.936	320	2.735.605	616	8
Capahuari Sur	59.471	1.918.3	167.225.489	35.7	1.403.381	45.270	533.797.517	95.9	53.307	1.720	26.943.702	896	16
Carmen	21.713	700.4	13.584.451	21.6	1.051.895	33.932	155.158.686	98.0	4.437	143	2.131.379	204	6
Carmen Central			134.869				911.812				3.900		
Ceci			63.653				29.636				38.000		
Dorissa	25.471	821.7	72.725.342	35.4	1.379.116	44.488	585.417.686	98.2	10.902	352	13.623.216	428	8
Forestal	42.740	1.378.9	60.497.346	22.1	2.071.642	66.827	726.248.550	98.0	19.643	634	15.428.696	460	8
Huayuri Norte	9.528	307.4	2.655.640	20.7	41.994	1.355	8.591.093	81.5	1.364	44	244.767	143	2
Huayuri Sur	24.932	804.2	35.005.692	32.1	1.019.600	32.890	534.121.810	97.6	10.040	324	9.400.629	403	5
Jibarito	81.412	2.626.2	72.596.686	10.4	2.298.087	74.132	608.348.352	96.6	10.948	353	5.381.172	134	13
Jibaro	34.628	1.117.0	28.457.506	10.5	1.089.983	35.161	354.806.010	96.9	4.711	152	2.035.261	136	6
Jibaro Extensión			20.873				271.214				400		
Pilar			2.366				17.818				100		
San Jacinto	85.514	2.758.8	70.499.747	14.8	2.904.942	93.708	950.997.911	97.1	19.824	640	10.069.189	232	13
Shiviyacu	99.888	3.222.0	136.423.191	22.4	4.755.892	153.416	1.512.431.382	97.9	35.385	1.141	19.387.080	354	22
Shiviyacu Nor Este	19.719	636.0	3.278.446	16.3	324.489	10.467	18.977.502	94.3	1.544	50	289.849	78	5
Shiviyacu Sur Este			33.966				584.257				600		
Tambo	3.815	123	562.554	33.2	94.223	3.040	8.877.992	96.1	3.739	121	257.313	980	1
TOTAL	524,959	16,934	715,266,369	20,5	19,148,299	617,687	6,749,164,978	97,3	185,781	5,993	108,661,367	354	113
PROMIPOZO		150				5,466				53			

Fuente: Boletín Informativo de Producción Lote 1AB – Pluspetrol Norte.

Figura 1 Curva de Producción (2006-2012)



Fuente : Reporte Estadístico de Producción Lote 8 (2006-2012) Pluspetrol

Debido al incremento de agua en los últimos 06 años. Los cuales originan elevado costo por inyección y tratamiento, es importante experimentar la aplicación mediante inyección del gel polimérico a los pozos, para reducir la producción de agua y incrementar la producción de Petróleo, para esto es importante conocer los parámetros que condicionan el resultado de los tratamientos con gel y el desarrollo de metodologías que permitan pronosticar la posibilidad de éxito de un tratamiento con geles, esto partiendo de un

diagnóstico correcto de la fuente o razón de la producción de agua. La presente tesis estudiara la inyección de un gel polimérico que reducirá la permeabilidad relativa con el fin de disminuir la producción de agua en los campos de la selva del Perú.

Actualmente en los lotes de extracción de Petróleo del la selva del Perú se encuentra en la necesidad de realizar el cierre total de zonas que se encuentren produciendo solo agua, por lo que requiere alguna metodología práctica que les permita incrementar el tiempo de vida productiva de sus pozos.

Los campos maduros de la selva del Perú producen aproximadamente entre 3000 a 9000 Barriles de agua salada por 70 a 500 barriles de Crudo, y por el control ambiental esta agua salada es inyectada nuevamente a pozos inyectoros, por lo que importante reducción la relación agua petróleo (WOR),

Tabla 3 : Situación de la Problemática actual y futura

Actual	Futura
Alto producción de agua en los Pozo de petróleo, 31'1626,898 bbls mensual.	Disminución del contenido de agua y aumento de la producción de petróleo. Minimización de la cantidad de agua para los tratamientos de disposición final.
Se evalúa cerrar pozos con alto contenido de agua por no ser rentables.	Aumentar la vida útil del Pozo.
Costo elevado por tratamiento de agua en superficie. El costo de tratamiento/barril de agua es 0.024 \$/bbl y costo de Inyección de 0.012 \$/bbl.	Disminución de los costos por tratamientos. Aumento de la rentabilidad de procesos de levantamiento artificial.
Corrosión de las líneas de producción y mantenimientos de las baterías de producción.	Disminución de los costos por mantenimiento de líneas de producción y Baterías.
Impacto ambiente, elevado costo de reinyección por barril de petróleo producido.	La Disminución de los costos de producción de agua, reducirá los costos por de Inyección.

Fuente : Información Recopilada en campo 2011-2012

I.3 FORMULACION DEL PROBLEMA

¿El uso de un Gel Polimérico reducirá la permeabilidad relativa para disminuir la producción de agua en los Pozo de petróleo en la selva del Perú?

I.4 JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION.

La presente tesis aborda el tema de la detección y el control de producción de agua. En primer lugar, se muestran las distintas formas en que el agua puede ingresar en el pozo productor; luego se describen las mediciones y análisis que se realizan para identificar estos tipos de problemas y, por último, se examinan los diversos tratamientos y soluciones.

El uso del gel polimérico para la reducción de la permeabilidad para el control de agua son la aplicación de procesos a los reservorios en el fondo del pozo para reducir la producción de agua, incrementar la recuperación final de crudo, o satisfacer un amplio rango del manejo de reservorios y objetivos ambientales. Aunque el uso de procesos de control de agua quizá no resulte en el incremento de la producción, tales procesos pueden a menudo mejorar una rentabilidad operacional como resultado de los siguientes beneficios:

- Alargar la vida del pozo productivo.
- Reducir costos.
- Disminuir preocupaciones y costos ambientales.
- Minimizar los procesos de tratamiento y eliminación de agua.
- Reducir costos de mantenimiento del pozo.

Si bien el ahorro potencial derivado del control del agua es importante y tiene más valor el potencial aumento de la producción y de la recuperación del crudo, donde la compañía resultará beneficiada.

El Polímero que tiene la finalidad de reducir la permeabilidad Relativa tiene como producto base a un vinil-amida ter-polímero hidrofílico, aniónico, de moderado peso molecular; el cual en contacto con el agua forma parcialmente micro geles, los que restringen el paso del agua a través de la matriz de la formación. En presencia de hidrocarburos, el polímero es más deformable y la restricción en la

garganta poral es mínima, permitiendo que el petróleo fluya libremente (Fig 1). El grado de adhesión del polímero está influenciado por.

- Contenido de arcillas (debido a su gran área superficial y carga negativa): a diferencia de otros RPM el polímero desarrolla una fuerte adsorción en los granos vírgenes de cuarzo. Sin embargo, para un alto contenido de cuarzo en areniscas, se recomienda un tratamiento previo de acidificación, para incrementar el área superficial de adsorción.
- Mojabilidad: estudios de mojabilidad de la roca muestran una pobre adsorción del polímero en ambientes oleohumectados. Por lo tanto, se recomienda incorporar un fuerte agente acuohumectante tanto en el preflujo como en el tratamiento principal.
- Estabilidad del polímero (factor importante a condiciones de reservorio): la mayoría de los RPM son propensos a hidrólisis a temperaturas de reservorio altas. El polímero que se viene usando en estos casos, presenta una estructura química que le otorga una alta resistencia a los cationes divalentes tales como Ca^{2+} y Mg^{2+} .
- Cambio en el medio tal como PH (menor a 3) ó drawdown (mayor a 700 psi) afectan la durabilidad del tratamiento. Algún cambio significativo puede disminuir la efectividad del tratamiento a través de desorción o degradación química.
- Debido a la reducción en la permeabilidad del agua y una mínima reducción a la permeabilidad del petróleo, los tratamientos de RPM siempre inducen una pérdida en el índice de productividad del pozo.

Si esta pérdida en la productividad no es balanceada con un incremento en el drawdown del pozo (ya sea por activación del mecanismo de levantamiento ó por aligeramiento de la columna de fluido), hay un riesgo obvio de perder

producción de petróleo, incluso aunque el corte de agua haya sido fuertemente reducido.

La aplicación Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM) se indicara en el capítulo IV, es relativamente simple, es esencial tener un conocimiento básico de las características de los reservorios, un diagnóstico adecuado de la producción de agua y que el tratamiento a realizar sea capaz de justificar la inversión.

Las consideraciones que se tomaran en cuenta para la selección de los candidatos son nombrados a continuación:

a) Diagnóstico de la fuente de agua: En general, los mecanismos del flujo de agua son dos: radial y lineal. El flujo detrás del casing, en canales, o a través de fracturas naturales o inducidas; es asociado a flujo lineal y el flujo radial se da en la matriz de la formación. La efectividad del mecanismo de la presente tesis esta aplicada a pozos en los cuales la producción de agua es a través de la matriz de la formación (flujo radial) y quizás en micro fracturas, pero no en fracturas (espacios vacíos). Un diagnóstico de este ultimo tipo se puede hacer, hasta cierto nivel, con información disponible.

b) Heterogeneidad: Una heterogeneidad vertical (en permeabilidad o saturación de agua) es un factor positivo. Es recomendable tener capas con mayor saturación de agua y otras con menor. Un contraste en la permeabilidad de las capas permitirá que el RPM penetre más profundamente en las capas de alta permeabilidad (generalmente con mayor saturación de agua) y menos profundamente a aquellas de baja permeabilidad (generalmente con mayor saturación de petróleo).

c) Flujo cruzado: Cuando existe flujo cruzado entre las capas, el agua puede rápidamente by pasear el tratamiento colocado y por lo tanto retornar al flujo original antes del tratamiento. En general los reservorios que presentan multicapas en donde la entrada de agua es por canalización son mejores candidatos que los que presentan conificación.

d) Producción: El tratamiento reduce el índice de productividad del pozo, por lo tanto, para mantener la producción del pozo se requiere someter al reservorio a un mayor drawdown.

e) Aspectos técnicos: El RPM debe soportar las condiciones del reservorio por períodos largos, por lo que se requiere una estabilidad termal.

f) Aspectos económicos: Los tratamientos de control de agua son considerados operaciones de workover. La realización del tratamiento se basa en la comparación de costos vs. tiempo de retorno esperado. Es muy importante evaluar ambos aspectos desde el principio del proyecto. Un pozo candidato debe tener el potencial de disminuir en forma significativa la producción de agua, como para cubrir el costo del tratamiento y obtener una ganancia significativa. En muchos casos el objetivo es lograr un ligero incremento en la producción de petróleo, a veces el operador puede tolerar alguna pérdida de la producción de crudo, siempre y cuando la reducción en la producción de agua sea más que significativa para compensar este hecho.

Para el diseño del tratamiento de control de agua usando Modificadores de Permeabilidad Relativa, se realizaron ensayos de flujo en coronas que permitieron evaluar el efecto de un tratamiento con RPM en las permeabilidades relativas de las diferentes fases en el anexo III y IV se muestra los resultados de cores y rocas realizados a la muestra de los Pozos.

Para cuantificar la respuesta de una determinada fase, se calculo un factor de resistencia. El factor de resistencia se define como la relación entre la permeabilidad a una fase antes del tratamiento y después del tratamiento.

R_{fw} = Resistencia al flujo de agua = K_w antes del tratamiento / K_w después del tratamiento.

R_{fo} = Resistencia al flujo de hidrocarburo = K_o antes del tratamiento / K_o después del tratamiento.

En las aplicaciones de control de agua, se requieren altos factores de resistencia al flujo de agua y bajos factores de resistencia al flujo de hidrocarburo. Por sí sola, la resistencia al flujo de agua no puede ser usada para describir la efectividad del tratamiento. Para ello es más recomendable considerar una razón normalizada de resistencia al flujo.

NFRR = Razón normalizada de resistencia al flujo = R_{fw}/R_{fo}

Para el inicio de la presente tesis se realizaron pruebas de "Core Flow Test" con coronas de la formación Vivian, del área de P-3(Fig. 4).En esta tabla se ve los resultados con diferentes sistemas.

Se realizaron pruebas con coronas de la formación Cetico, del área de Corrientes.

El diseño del tratamiento comprende las siguientes etapas:

Una de las principales condiciones para el éxito de un trabajo de control de agua es $SKIN = 0$, es decir la formación no debe estar dañada y su acuohumectación debe estar garantizada. Por estas razones, el preflujo que se bombea tiene el objetivo de eliminar cualquier tipo de daño que existiese en el reservorio y dejar la superficie rocosa mojada al agua.

Por lo tanto, de acuerdo al tipo de daño diagnosticado antes del tratamiento de control de agua, se deberá bombear algún tipo de tratamiento de estimulación debidamente aditivado para los fines especificados. Las concentraciones de los aditivos dependen de las pruebas que se realicen previa a la aplicación.

En general los minerales de cuarzo son muy lisos y presentan reducidas áreas superficiales mientras que en los minerales de arcilla (aluminosilicatos) ocurre todo lo contrario, es decir, el área superficial es grande. Por lo tanto si la formación tiene un contenido de cuarzo muy grande y pobre contenido de arcillas (poca área superficial disponible en la roca), una buena práctica recientemente en aplicación, es el uso de un tratamiento ácido apropiado para

incrementar el área de adherencia de la roca con el polímero y obtener NFRR mayores que 1.

El tratamiento de control de agua esta basado en una solución del Polímero en agua filtrada acompañado de un inhibidor de arcillas y surfactantes que aseguren un ambiente permanentemente mojado al agua.

En los pozos de la Selva Peruana, el tratamiento será acompañado de un agente de adherencia el cual extiende el rango de aplicación del RPM tanto en temperatura como en permeabilidad, (265°F y mas de 1500 md). En los casos de alta temperatura y alta permeabilidad, se realizó pruebas de laboratorio en coronas para evaluar la efectividad del tratamiento y determinar la concentración más adecuada del Polímero para el tratamiento basándose en los NFRR obtenidos de estos ensayos.

Se sugiere que el tratamiento debe ser dimensionado para lograr una penetración radial de 6 a 10 ft en todo el intervalo a ser tratado (Fig. 5). Un volumen muy aproximado sería el que se obtiene al usar la siguiente ecuación:

$$\text{Volumen del tratamiento principal (gal)} = 7.4805 \Phi \pi H (R^2 - R_w^2)$$

R = radio de penetración deseado (ft)

R_w = radio del pozo (ft)

H = altura del intervalo de tratamiento (ft)

Φ = porosidad (volumen fraccional del total). Ejem: 0.18

π = 3.14159

La intervención de los pozos candidatos, para realizar solo el trabajo de Control de Agua, no son económicos, básicamente por lo que significa la logística de mover un Equipo de Servicio de Pozos en los campos de la Selva. Como consecuencia de lo anterior tenemos que esperar que un pozo que está en cartera, tenga la necesidad de un cambio de Bomba Electrosumergible, y de esta manera aprovechar el Servicio, para realizar el bombeo del polímero.

Teniendo en cuenta el cargo por productos químicos, el cargo por Servicio de la Cia. que ejecuta el bombeo, así como el de la Cía. que provee el tapón(donde fuere necesario) y Packer, y por último los días de Alquiler del Equipo, el gasto estimado como promedio es de 200M US\$ por pozo.

Considerando en la tesis el tratamiento con la aplicación del Polímero en cuatro pozos, podemos indicar que hemos reducido el corte de agua, en promedio, de 97.3 a 95.5%, lo cual ha significado un ganancial de 3.8 \$/Bl de crudo producido, lo que implica un beneficio de 470MUS\$, en un tiempo de 9 meses, debido a la menor producción de agua.

La aplicación del Polímero es una buena alternativa para controlar la producción de agua, en pozos con altos cortes de agua.

- La aplicación de los RPM's tiene que ser en pozos no dañados, es decir con Skin = 0.
- El éxito de los tratamientos con RPM depende de la selección de los candidatos, la preparación del sistema en locación, y la limpieza de la tubería y equipos de superficie a ser usados.
- Los tratamientos con los Modificadores de Permeabilidad Relativa no son permanentes sino mas bien temporales. Estadísticamente tienen una durabilidad entre 6 y 24 meses, y una reducción en la producción de agua, en promedio, de más ó menos 30-50%.
- En pozos con crudo liviano, la concentración del polímero tiende a ser menor, para tener una mayor penetración.
- En ninguno de los casos, cualquier fluido a ser inyectado luego de haber bombeado el RPM, debe tener un pH menor a 3, ya que el polímero tendería a debilitarse, y por consiguiente la durabilidad del tratamiento sería mucho menor.

I.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION.

1.4.1 OBJETIVOS GENERAL.

Reducir la producción de agua en reservorios maduros en la selva norte del Perú a través de la reducción de la permeabilidad relativa empleando el uso de un gel polimérico.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Desarrollar metodologías para la selección y de pozos adecuados para el tratamiento con geles y evaluar la aplicabilidad de las metodologías desarrolladas utilizando casos de campo.
- Diseñar metodologías para seleccionar los pozos candidatos para los tratamientos con gel polimérico.
- Identificar los parámetros operacionales para el tratamiento con gel polimérico.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

II.1 ANTECEDENTES.

La tesis "Detección de problemas de alto corte de agua en el Yacimientos Hollin y sus posibles soluciones Bloque 7 del oriente Ecuatoriano. Por el Ing de Petróleo Bolívar, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Petróleo, 2001, El objetivo de esta tesis es el estudio de análisis de los altos cortes de agua en los pozos completados en Hollín Principal del Campo Coca-Payamino, Bloque 7, del Mapa Catastral Petrolero Ecuatoriano, identificando sus causas y presentando recomendaciones técnicas para mejorar la economía del proyecto. Se elaboró en este estudio las curvas de producción anual de petróleo, de producción total de líquido y de WOR, iniciando en enero de 1991 y finalizando en abril de 1998, observándose claramente problemas de alta producción de agua.

Para el diagnóstico, se emplearon procedimientos conocidos como el análisis del WOR y su derivada, así como el de la tasa crítica de conificación. Con este análisis se ha determinado como causas principales de la alta producción de agua, la baja relación de permeabilidad horizontal/vertical (k_h/k_v) que existe en el yacimiento; y, la alta viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento, lo que ha provocado una mayor movilidad del agua. Sin embargo, las altas tasas de producción de líquido resultan ser el principal motivo para que se hayan presentado, en un tiempo muy corto, altos cortes de agua; aunque, en ciertos pozos, la presencia de multicapas ha retrasado la aparición de estos elevados cortes del agua. La tasa crítica por pozo (q_c), ha sido calculada en máximo 32 bls/d pero, lamentablemente, esta tasa no resulta rentable por lo reducida y por el largo tiempo requerido para el retorno de la inversión. Sería conveniente, correr los registros de PLT (6) y RST (6), para determinar con exactitud el camino de la entrada de agua y su magnitud. Conviene, de otro lado, diseñar nuevas completaciones para separación del agua y del crudo, dentro del pozo mismo (4, 12, 13); de esta manera, buena parte de esta agua se volvería a

inyectar desde el fondo mismo y debido a la reducción de la presión hidrostática en el pozo, se esperaría aumentar la producción de petróleo.

Definitivamente, se diagnosticó que existieron problemas de alta producción de agua en la arenisca Hollín Principal del Bloque 7. Una de las causas es la baja relación de permeabilidad horizontal/vertical k_h/k_v , que existe en el yacimiento; a la alta viscosidad del petróleo estimada en 5.8 cp y, debido a la mayor movilidad del agua, se presenta incrementos en los cortes más rápidamente de lo normal.

En ciertos pozos se presentan multicapas, lo que hacen que los incrementos de los cortes de agua sean más lentos en el tiempo.

La alta tasa de producción de fluido es el principal motivo para que se presente en un tiempo muy corto, un alto corte de agua. El presente trabajo demuestra que pueden controlarse el desarrollo de las conificaciones de agua, manteniendo tasas de producción máximas de 32 bls de petróleo por día, pero, existe el inconveniente de la no rentabilidad de la producción, obteniéndose retornos de la inversión superior a los 25 años.

El análisis de las gráficas de WOR, derivada de WOR y caudal de fluido son fundamentales para determinar las causas de los problemas de cada uno de los pozos de este campo. De igual forma, colaboró mucho el análisis de los núcleos, para determinar las permeabilidades horizontal k_h y vertical k_v , y la relación de permeabilidades horizontal/vertical k_h/k_v , los cuales sirvieron para confirmar lo que ocurre con la producción de cada pozo, observando las gráficas de WOR, derivada de WOR y caudal de fluido.

Se puede aprovechar muy bien y por mucho tiempo más, la producción de petróleo en la formación Hollín Principal, ya que se ha producido de las reservas recuperables, el 42.7%, es decir la producción de petróleo restante podría durar aproximadamente 8 años, considerando que el factor de recuperación es de 32.8%.

En la Tesis de Grado con el tema factibilidad del uso de tecnología Dows y tecnología de geles para control de la producción de agua en el area de O-16 de Bitor, Bitumens Orinoco Caracas. Por Lisett. C. Briceño. G y Br. Omarl. 2002.

El siguiente estudio tuvo como finalidad evaluar la factibilidad del uso de la Tecnología DOWS (como método mecánico) y de la Tecnología de Geles (como método químico) para controlar la elevada producción de agua en los pozos del área O-16 de BITOR, debido a que se ha observado una irrupción temprana del agua en casi todos estos pozos, dejando considerables cantidades de reservas remanentes recuperables en el subsuelo.

La metodología empleada para desarrollar este trabajo se dividió en tres fases primero se realizó un análisis del yacimiento, tomando en cuenta la geología del mismo, características de los fluidos presentes e historia de producción, posteriormente se analizó la procedencia del agua y su movimiento preferencial en el yacimiento tanto areal como vertical, para un posterior diagnóstico de la causa de la elevada producción de agua en 66 pozos escogidos como prospectos. Por último se estudió la factibilidad del uso de métodos mecánicos (Tecnología DOWS, Tecnología DWS, Tecnología DAPS y Tecnología CDCC) y de métodos químicos (Tecnología de Geles), basándose en la revisión bibliográfica, en experiencias de campo en Venezuela y en el mundo, además de consultas a las compañías Halliburton, Baker-Hughes, Schlumberger e Intevep. A través de la metodología empleada se llegó a la conclusión de que el uso de la Tecnología DOWS, en los pozos del área O-16* de BITOR, se ve limitado debido a que no cumplen con los requisitos necesarios para su implantación, de acuerdo a las experiencias de campo, al igual que la Tecnología DWS. La tecnología DAPS no puede ser usada, ya que el principio de separación es por gravedad. Debido a esto se evaluó la factibilidad del uso de la Tecnología CDCC para pozos con problemas de conificación presentes en el área O-16.

Los pozos del área O-16 con problemas de conificación para el momento del estudio no presentaron buena calidad del cemento, y tampoco se pudieron identificar las profundidades de los contactos agua/bitumen actuales, por lo que fueron descartados. Sin embargo no se descarta la posibilidad del uso de esta tecnología en un futuro, siendo indispensable simular las tasas de agua y

bitumen a las que deben ser producidas estos fluidos para revertir el cono en un pozo a tratar.

La inyección de geles, como método químico fue recomendado para los pozos con problemas de canalización por detrás del revestidor, por ser el tipo de problema con menos dificultad para ser tratado, ya que para proponer soluciones a problemas de mayor dificultad es necesario poseer más información sobre parámetros no disponibles en la realización de este estudio.

A través de la metodología empleada se llegó a la conclusión de que el uso de la Tecnología DOWS, en los pozos del área O-16* de BITOR, se ve limitado debido a que no cumplen con los requisitos necesarios para su implantación, de acuerdo a las experiencias de campo, al igual que la Tecnología DWS. La tecnología DAPS no puede ser usada, ya que el principio de separación es por gravedad. Debido a esto se evaluó la factibilidad del uso de la Tecnología CDCC para pozos con problemas de conificación presentes en el área O-16.

La tesis concluyo que:

- El tipo de problema que ejerce mayor influencia en la producción de agua es la canalización a nivel matricial en la arena MO8, lo que aunado a la alta diferencia entre las movilidades del bitumen y el agua, la mala calidad de la cementación de los pozos y la coalescencia entre las arenas inferiores, ocasionaron la prematura irrupción del agua, quedando las arenas MO8 y MO9 bajo la influencia de alta presencia de agua.
- A pesar de que el problema de conificación no representa en la actualidad el problema más frecuente en los pozos, se estima que este podría agudizarse debido a la fuerte coalescencia presente entre las arenas MO7 y MO8.
- La producción de agua en los pozos disminuirá el factor de recobro esperado para el yacimiento, debido a las cantidades de bitumen recuperable, dejadas en el yacimiento.

- El uso de la Tecnología DOWS en el área O-16* de BITOR, se ve limitada por la falta de sellos lutíticos continuos entre las arenas inferiores, ni arenas por debajo de la zona productora, por la poca diferencia de densidades entre el bitumen diluido y el agua de formación, la producción de arena y la mala cementación en los pozos.
- La Tecnologías DWS, también se encuentra limitada por las mismas razones que la Tecnología DOWS.
- La Tecnología DAPS no puede ser usada en los pozos del área O-16* de BITOR, debido a que el principio de separación es por segregación gravitacional de los fluidos (agua y petróleo).
- Se piensa que la Tecnología CDCC podría arrojar buenos resultados en el control de los problemas de conificación de los pozos del área O-16*, sin embargo se requiere que exista una buena calidad de la cementación y conocimiento de la profundidad del contacto agua/bitumen actual, ya que esta última es necesaria para realizar una simulación tanto de la tasa de agua, como la del bitumen, para invertir el cono de manera eficiente y para la colocación de la completación.
- La tecnología de geles solo se propuso para problemas de canalización detrás del revestidor, por razones operacionales.
- El resto de los problemas causantes de la alta producción de agua en los
- pozos del área O-16*, al ser de mayor dificultad requieren de una evaluación más detallada para su tratamiento, más aún cuando no existen experiencias en yacimientos de crudos extrapesados.

Se recomendó Tomar acciones que permitan reducir la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos, sobre todo en la arquitectura del yacimiento.

- Tomar en consideración el diagnóstico de la procedencia del agua realizado en este estudio, así como la evaluación de la factibilidad del uso de las tecnologías estudiadas.
- Realizar pruebas de interferencia entre pozos para identificar si las fallas principales son sellantes o no, así como tomar pruebas de presiones para conocer los niveles de presión actuales presentes en el yacimiento.

- Adquirir núcleos para realizar un estudio sedimentológico/estratigráfico con incertidumbre que el actual.
- Realizar ensayos de laboratorio que permitan determinar la compresibilidad de la roca para determinar el efecto de la compactación como mecanismo de producción y realizar un estudio geomecánico para control de la producción de arena.
- Correr registros especiales que permitan establecer las profundidades del contacto agua/bitumen actual, localización del agua en los pozos y de esta manera mejorar el diagnóstico realizado.
- Debido a la mala calidad del cemento encontrada en la gran mayoría de los pozos evaluados, es necesario realizar una campaña de mejoramiento de la calidad del cemento y optimar estas operaciones en las próximas localizaciones a perforar. Simular las tasas de agua y de bitumen a las que se tendría que producir un pozo candidato a ser tratado con tecnología de completación dual para control de conificación (CDCC).
- Debido a que la tecnología de geles no ha sido probada en crudos extrapesados, es necesario realizar pruebas de laboratorio para medir las propiedades del gel a utilizar, así como también su comportamiento en el medio poroso.
- Realizar un estudio más profundo sobre la aplicación de geles, mediante el uso de simuladores matemáticos.
- Realizar un estudio sobre el impacto que causaría la implantación de la Tecnología de Completación Dual para Control de la Conificación, en el manejo de agua en superficie.
- Realizar un análisis económico sobre la implantación de las tecnologías propuestas en este estudio.

La Tesis de Grado Estudio y selección técnico económico de pozos candidatos para la aplicación de geles en el control de la producción de agua. Por la Br. Ferreira G., Issa Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo en la Universidad Central de Venezuela,

la tesis evalúa la aplicación de tecnologías de gel en pozos de inyectores de agua en las reservas venezolanas en Maracaibo año 2006, En la actualidad el agua producida relacionada con las operaciones de producción de petróleo en Venezuela, ha llegado a niveles sobre 140 millones de barriles por año. Estos volúmenes de agua producida vienen desde campos petroleros que producen bajo acuíferos activos naturales y de más de 180 proyectos de inyección de agua. El agua para los costos de dirección están incrementando constantemente y perfiles de inyección de agua irregulares dejan grandes cantidades de petróleo detrás del frente. El gel de polímero es la tecnología de inundación de agua más común en pozos productores. La puesta en práctica de la tecnología de gel en pozos de inyección, de modificar el perfil de inyección de agua también ha sido valorado resultando en la recuperación de petróleo mejorada en algunos campos.

En el trato de gel de Venezuela la tecnología ha sido premeditada y aplicada en muchos pozos productores y en pocos casos en pozos de inyectores de agua, con el objetivo modificar los perfiles de agua e incrementar el factor de recuperación.

Para valorar la viabilidad técnica de la tecnología de gel en pozos de inyectores de agua en las reservas venezolanas, una prueba piloto fue planeada y llevada a cabo en un inyector bien para mejorar la eficiencia areal en un modelo bien hexagonal ubicado en el campo de Lagomar en el Lago de Maracaibo. Este trabajo describe un estudio de simulación numérico sobre la base de los datos disponibles de la prueba piloto del campo Lagomar. El objetivo del estudio de simulación numérico es desarrollar una herramienta profética de ayudar con el diseño de los tratamientos de gel en pozos de inyector de agua. Más específicamente, se desea pronosticar el incremento de la recuperación que

puede ser esperada de un tratamiento de gel específico, y la magnitud de la reducción de agua.

La prueba piloto de gel fue llevada a cabo en el yacimiento C-4, el cual posee una arenisca del eoceno muy heterogénea en capas. Las altas reducciones de agua han forzado el cierre de varios pozos productores. Una caracterización del yacimiento incluía diarios de PLT, los análisis de núcleo, y estudios geomecánicos, identificaron la presencia de fracturas, debido a una eficiencia areal baja. Sobre la base de este estudio de este yacimiento, se realizó un tratamiento al gel de polímero, el cual fue diseñado para una inyección bien ubicada en el centro de un modelo bien hexagonal.

Una tecnología de polímero de gel comercial (MARCITsm) fue seleccionado para modificar el perfil de inyección en esta prueba piloto. Los resultados de la prueba que inyectaba 3700 barriles de gel en el inyector de agua eran muy prometedores, indicando una reducción corriente de 30 % en los cortes de agua y 26,850 barriles de petróleo de incremento cinco meses después de su tratamiento.

II.2 Bases Teóricas

Estudio técnico y análisis de rentabilidad de los trabajos remediales de alto corte de agua en el campo IRIDE, por Oscar Alberto Guaderrama Toledo Universidad Istmo Oaxaca para optar el grado de Maestro en Ing de Petroleo, con respecto a la tesis se concluyo que:

Los trabajos remediales se obtuvo como conclusión :

- En el campo Íride, son rentables actualmente y con las consideraciones descritas, hasta el año 2017, ya que con base al análisis presentado, la realización de tales en un pozo promedio ha de generar utilidades al alor presente de alrededor de 40 millones de pesos mexicanos.
- En el período estudiado, ocasionaron la disminución del corte de agua un 38%, asimismo, la recuperación de la producción un 38%. La relación

lineal se debe a que los trabajos de remediación del alto corte de agua no aumentan la productividad de aceite, pues no disminuyen el daño, sino que permiten que el aceite recupere las fracturas y poros de comunicación al pozo.

- El uso de la tubería flexible en el campo Íride representa Aproximadamente una cuarta parte del costo de los trabajos remediales, por lo que su ocupación repercute de gran manera en las ganancias a la empresa.
- La manera de intrusión de agua en los pozos del campo Íride no tiene una amplia gama de posibilidades. Las canalizaciones detrás de la TR, la conificación, el CAA dinámico y las fracturas comunicantes con el acuífero son todas las probables. Para conocer el resultado del trabajo remedial, es necesario comenzar la producción, la cual se estabilizará de entre 3 a 7 días. Después de ese tiempo, puede darse un veredicto de resultado de satisfacción.

Con base en los datos históricos presentados del campo Íride y en los datos técnicos de las exclusiones de agua, se puede concluir que estas requirieren más re-intervenciones debido al medio dinámico en el yacimiento al que están sometidos los sistemas de tratamientos (productos). Sin embargo, por las condiciones actuales del yacimiento son preferidas, aunque debido a la joven tecnología que experimentan, su realización es más arriesgada desde el punto de vista económico, pues se presentó que en el campo Íride, las exclusiones de agua tienen una falibilidad actual del 60% y con un rendimiento similar para las compañías R y N.

En base a los datos de campo analizados y observaciones realizadas, podemos establecer que la colocación de cemento diluido en diesel tiene complicaciones debido a que la temperatura de los pozos causan la volatilización del medio orgánico que los contiene, provocando fragües tempranos. La colocación de tapones en el campo Íride tiene dificultades técnicas causadas por la depleción

del yacimiento que con pequeña carga hidrostática puede admitir a la formación gran cantidad de cemento o geles que se requieren permanezcan en el pozo.

El trabajo recomendó :

- Monitorear intensivamente la producción de los pozos para detectar oportunamente la presencia de agua indeseable.
- Desarrollar aditivos para geles y cementos que adecuen sus propiedades para las características de litología, presión y temperatura propia del campo.
- Al planear cada operación, se debe cuestionar la necesidad del uso de la tubería flexible, tratando de favorecer a la realización del tratamiento que prescinde de ella.
- Es necesario que la tecnología se enfoque en la robustez de los tratamientos a inyectar, para aumentar su vida útil.
- Realizar constantes pruebas de laboratorio para corroborar que las propiedades de los sistemas de tratamientos sean constantes y congruentes con las de las compañías.
- Desarrollar métodos óptimos para el desplazamiento de los sistemas de tratamientos que aseguren colocación precisa dentro del pozo y en la formación.
- Es necesario colocar los estranguladores óptimos que recomiendan los análisis nodales para evitar el aumento de la permeabilidad vertical y la subsecuente conificación muy común en el CAJB.
- Aun cuando en el campo Íride las formas más probables de intrusión del agua al aparejo de producción estén reducidas a cuatro, no debe seguirse realizando el método de planeación completo ejemplificado en el Capítulo 4.
- Realizar un análisis económico similar, pero tomando en cuenta el pago de impuestos.

En el período histórico estudiado, los trabajos remediales propiciaron ingresos, de igual forma como los trabajos futuros en pozos promedio, generarán ganancias hasta el año 2017 con las consideraciones realizadas. Lo anterior no

significa que dejarán de realizarse después de esa fecha, más bien, que después de ella, los trabajos no se pagarán a sí mismos su realización, sino que los costos tendrán que pagarse con la producción mantenida a través de ellos y ya o con el diferencial de producción. Sin embargo, algunas consideraciones son poco realistas, como mantener el precio del petróleo a un promedio de 85 USD/bbl. Si variamos el precio del petróleo desde 79 USD/bbl hasta 102 USD/bbl, el año máximo de obtención de utilidades sigue siendo el 2017.

En el intervalo anterior, un aumento en el precio del petróleo causaría mayores ganancias a la empresa aumentando unos días las ganancias, pero no lo volvería rentable hasta el 2018. En el período estudiado, hubo utilidades para la empresa. No obstante, el departamento de servicio a Pozos (Pemex), en conjunto con las compañías proveedoras de servicio y productos buscan disminuir la falibilidad y mantener o incrementar los días durables de los trabajos remediales para poder obtener ganancias aún mayores. El intervalo donde puede variar los días durables promedio sin cambiar el año 2017 como último rentable, es de 138 a 180 días.

Sin embargo, los trabajos remediales consiguen más ganancias y beneficios. Primero, porque mantiene viva la producción de aceite. Segundo, porque dejar de producir el diferencial de agua de formación, representa una cantidad significativa menor de incrustaciones en el aparejo y en instalaciones superficiales, lo que constituye menor inversión en los costosos tratamientos de limpiezas de aparejo, de árbol, de bajantes, etc. Es importante mencionar que aunque se requiera un operador económico como la recuperación de la producción de aceite que haga justificable económicamente de corto a mediano plazo la realización de estos tratamientos, no hay que perder de vista que es necesario realizar el mantenimiento a la producción.

La discusión que se realizó para el campo Íride evaluando las operaciones y los resultados obtenidos en un lapso de 12 meses, se pudieron extrapolar para realizar el análisis de rentabilidad futura, debido a que en base a la explotación histórica de los pozos y la producción histórica del campo y las condiciones de

los pozos y del yacimiento que están en una etapa crítica, no hay razón para suponer anomalías en el comportamiento productivo, por lo que de esa manera permanecerán hasta su abandono. Además las características litológicas de la formación serán las mismas; por lo que las variables independientes son el avance de la tecnología para el remedio del alto corte de agua (la cual se consideró), el precio del petróleo y la cantidad de reservas probadas en el campo.

Tesis de Grado estudio de factibilidad técnica para el control de agua en el Yacimiento "U" inferior del campo Pindo por Ing. Ivan Andres Villegas Universidad Central del Ecuador Quito Ecuador 2013, Dado que los sistemas de la disposición del agua resultan costosos (\$1/barril de agua a \$1.90/barril de agua) en el Lago de Maracaibo Venezuela, (\$0.28/barril de agua) en el Ecuador, el costo del manejo del agua puede ascender a \$4 por cada barril de agua en pozos offshore. Las compañías petroleras operadoras en el Ecuador buscan formas económicas para mejorar la eficiencia de la producción de petróleo y los servicios de control del agua resultan ser uno de los métodos más rápidos y menos costosos.

Por tal motivo, varios campos petroleros del Oriente ecuatoriano son estudiados técnicamente con el fin de implementar nuevas técnicas para controlar el avance del agua, y a este estudio, se incorporara el Campo Pindo.

Actualmente, de la arena U inferior se produce con un corte de agua que oscila entre el 60% y 80%, por lo que es imprescindible realizar un estudio de los problemas que con llevan a la excesiva producción de agua.

El valor del barril de crudo actual es 100 dólares/barril (2013), con este precio se paga los costos de producción de agua; pero no se quiere gastar dinero en reducir agua, se quiere gastar dinero en producir petróleo. El problema es que la producción de agua no deja producir el petróleo que se desea.

Planteado el problema, se lo formula con la siguiente interrogante:

¿Cómo hacer un análisis del avance del agua mediante las gráficas de diagnóstico, para controlar la producción de agua no deseada en los pozos candidatos del Campo Pindo arena U inferior?

Sistemas RPM (Modificadores de la Permeabilidad Relativa) Estos fluidos inteligentes o selectivos en la forma de polímeros y surfactantes, producen un material similar al de un gel para detener el flujo de agua, pero mantienen el comportamiento del fluido de petróleo permitiendo que continúe la producción.

Un punto que todavía está siendo aclarado, es el mecanismo o mecanismos por los cuales los RPM reducen la permeabilidad al agua más que al petróleo (o sin efecto en la permeabilidad del petróleo). Los mecanismos más fundamentados son:

- El taponamiento selectivo de las gargantas porales
- El efecto selectivo en la superficie de la roca

El éxito de un RPM depende de muchas características pozo/reservorio, Incluyendo: química, litología, tipo de problema, tamaño de la garganta poral, permeabilidad, saturación, humectabilidad, presión capilar.

Los sistemas RPM (Modificadores de la Permeabilidad Relativa) son polímeros solubles en agua modificados hidrofóbicamente (HPT-1), los cuales tienen diferentes aplicaciones:

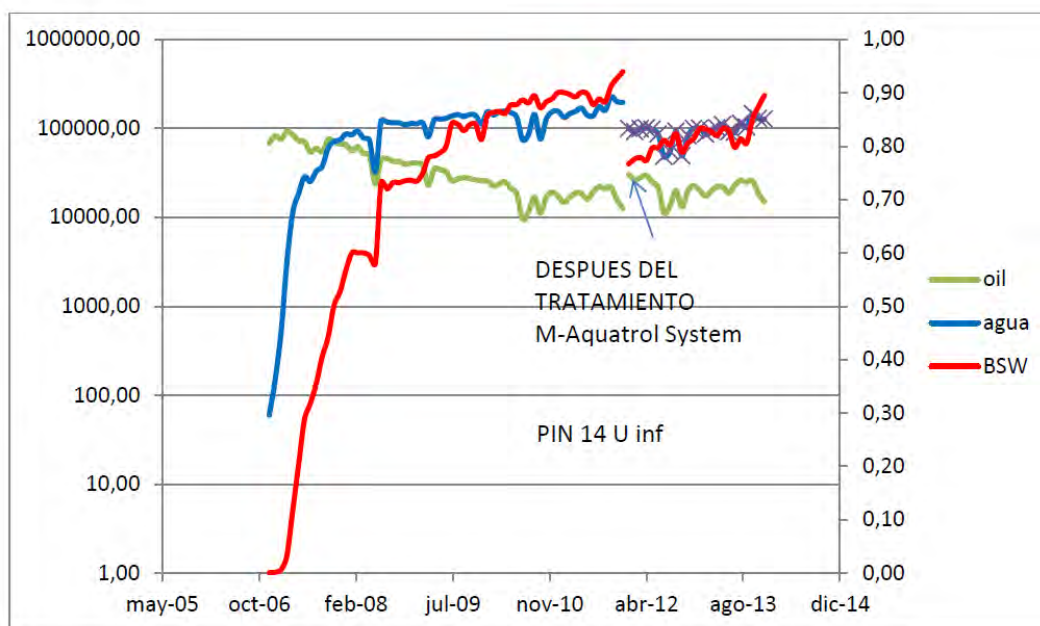
Tabla 4 : Producción antes y después del tratamiento del Gel Polimérico

ECHA	sin tratamiento			Pindo 14 Uinf		con tratamiento			BSW
	PERIODO (mes)	oil (BPM)	water (BPM)	BSW	FECHA	PERIODO (m)	oil (BPM)	water (BPM)	
Jan-12	1	25606.00	153605.00	0.86	Jan-12	1	30163.868	99259.551	0.77
Feb-12	2	22427.00	141596.00	0.86	Feb-12	2	26419.006	91499.3352	0.78
Mar-12	3	23767.00	152396.00	0.87	Mar-12	3	27997.526	98478.2952	0.78
Apr-12	4	25144.00	156300.00	0.86	Apr-12	4	29619.632	101001.06	0.77
May-12	5	21151.00	150840.00	0.88	May-12	5	24915.878	97472.808	0.80
Jun-12	6	18531.00	133140.00	0.88	Jun-12	6	21829.518	86035.068	0.80
Jul-12	7	9534.00	74634.00	0.89	Jul-12	7	11231.052	48228.4908	0.81
Aug-12	8	11541.00	85493.00	0.88	Aug-12	8	13595.298	55245.5766	0.80
Sep-12	9	16895.00	143700.00	0.89	Sep-12	9	19902.31	92858.94	0.82
Oct-12	10	11129.00	75888.00	0.87	Oct-12	10	13109.962	49038.8256	0.79
Nov-12	11	16871.00	127440.00	0.88	Nov-12	11	19874.038	82351.728	0.81
Dec-12	12	19251.00	153900.00	0.89	Dec-12	12	22677.678	99450.18	0.81
Jan-13	13	17159.00	155490.00	0.90	Jan-13	13	20213.302	100477.638	0.83
Feb-13	14	14696.00	132768.00	0.90	Feb-13	14	17311.888	85794.6816	0.83
Mar-13	15	16708.00	145825.00	0.90	Mar-13	15	19682.024	94232.115	0.83
Apr-13	16	18738.00	155601.00	0.89	Apr-13	16	22073.364	100549.366	0.82
May-13	17	18629.00	169290.00	0.90	May-13	17	21944.962	109395.198	0.83
Jun-13	18	16019.00	140808.00	0.90	Jun-13	18	18870.382	90990.1296	0.83
Jul-13	19	19353.00	139360.00	0.88	Jul-13	19	22797.834	90054.432	0.80
Aug-13	20	22103.00	175830.00	0.89	Aug-13	20	26037.334	113621.346	0.81
Sep-13	21	21074.00	159529.00	0.88	Sep-13	21	24825.172	103087.64	0.81
Oct-13	22	21828.00	226110.00	0.91	Oct-13	22	25713.384	146112.282	0.85
Nov-13	23	15754.00	199985.00	0.93	Nov-13	23	18558.212	129230.307	0.87
Dec-13	24	12627.00	196013.00	0.94	Dec-13	24	14874.606	126663.601	0.89
		436535.00	3545541.00				514238.23	2291128.59	

Fuente: Tesis de Grado estudio de factibilidad técnica para el control de agua en el Yacimiento "U" inferior del campo Pindo por Ing. Ivan Andres Villegas Universidad Central del Ecuador Quito Ecuador 2013.

La Tabla 4 claramente muestra el efecto positivo del RPM en la producción de petróleo y agua. Observe que el tratamiento extiende el periodo a una tasa más alta de producción de petróleo el cual, ayuda a incrementar la producción acumulada de este mientras retrasa la producción de agua.

Figura 2 : Tasas de producción del petróleo y agua vs. Tiempo (con y sin tratamiento).



Fuente: Estudio de factibilidad técnica para el control de agua en el Yacimiento “U” inferior del campo Pindo Universidad Central del Ecuador Quito Ecuador 2013.

Tabla 5 : Resultados Pinfo 14 unif.

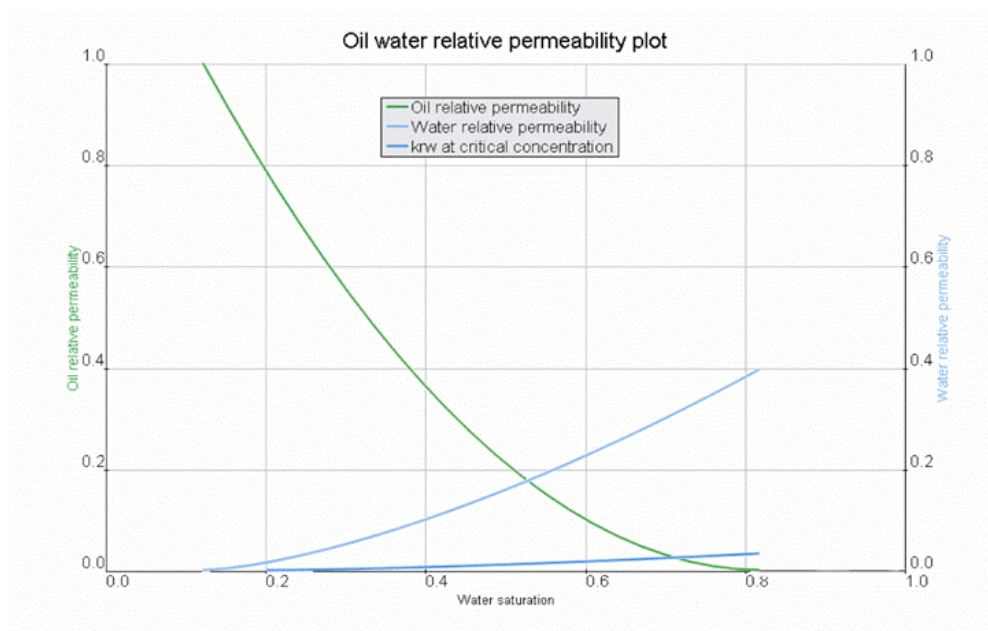
RESULTADOS Pindo 14 Uinf							
Tratamiento	Fecha		declinacion	Incremento oil	oil	Reduccion agua	agua
M-Aquatrol System	desde	hasta	% anual	Bls	%	Bls	%
sin tratamiento	Dec-06	Jan-12	27.6	436,535.00	17.80	3,545,541.00	35.38
con tratamiento	Jan-12	Dec-13	13.28	514,238.23		2,291,128.59	
				77,703.23		1,254,412.41	

Las curvas de permeabilidad relativa (verde y azul superior) mostradas en la figura 2 se obtuvieron por recreaciones matemáticas a partir de ensayos de laboratorio. Según estas curvas se puede observar que la roca es humectada por agua, dado que la intersección es mayor del 50%.

Luego de realizar la proyección utilizando el tratamiento M-Aquatrol System (RPM), se obtiene la curva de permeabilidad relativa azul inferior, en la que se consideró una reducción de K_{rw} del 90%.

Lo ideal es realizar pruebas de laboratorio sobre núcleos de la formación para determinar cuál es el porcentaje de reducción real.

Figura 3 : Curva de Permeabilidad relativa Petroleó y agua



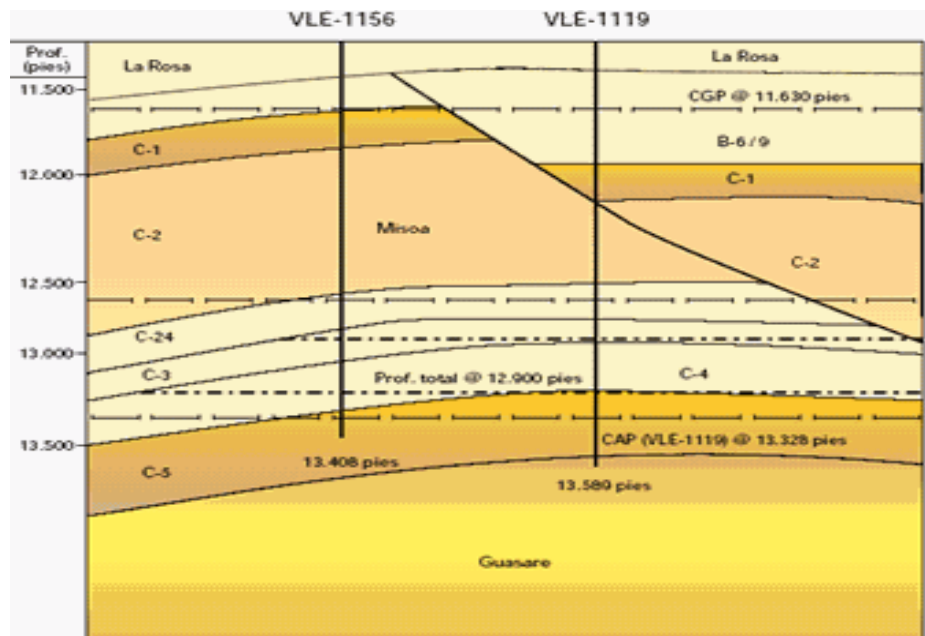
Fuente: Estudio de factibilidad técnica para el control de agua en el Yacimiento "U" inferior del campo Pindo Universidad Central del Ecuador Quito Ecuador 2013.

Tesis de Grado Control de agua en los Pozo de Maracaibo de la Universidad de Caracas Venezuela por Ing Alberto Santillan año 2011.

CONTROL DE AGUA CON MARASEAL EN EL POZO VLE-1156 (VENEZUELA)

El Pozo VLE-1156 se encuentra completado de modo sencillo en el yacimiento C-5, segregación Lagocinco (ver figura inferior).

Figura 4 : Corte geológico entre los Pozos VLE-1156 y VLE-1119. El Pozo VLE-1156 se encuentra completado en el yacimiento C-5.

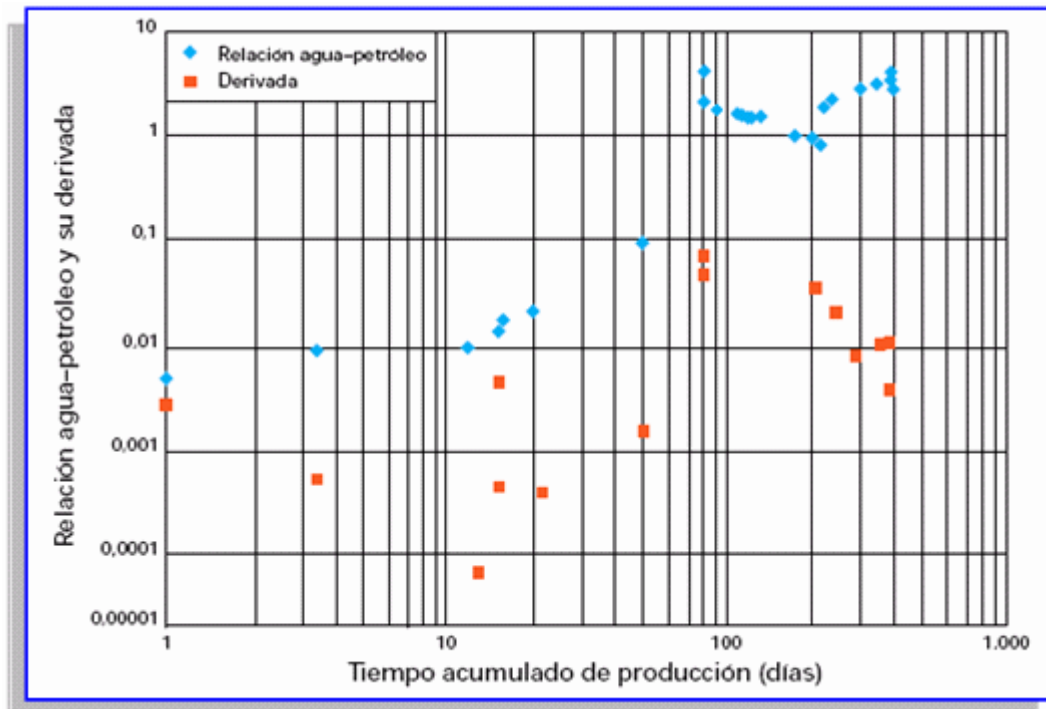


Fuente : Tesis Control de agua en los Pozo de Maracaibo de la Universidad de Caracas Venezuela por Ing Alberto Santillan año 2011.

El Pozo más cercano, Pozo VLE-1119, se encuentra al norte del mismo, al otro lado de una falla normal y produce 1600 bppd con un bajo corte de agua (20%). Sin embargo, el corte de agua en el Pozo VLE-1156 había alcanzado el 75%.

El gráfico de diagnóstico muestra un brusco ascenso a los 100 días, con una tendencia general ascendente en la relación agua-petróleo.

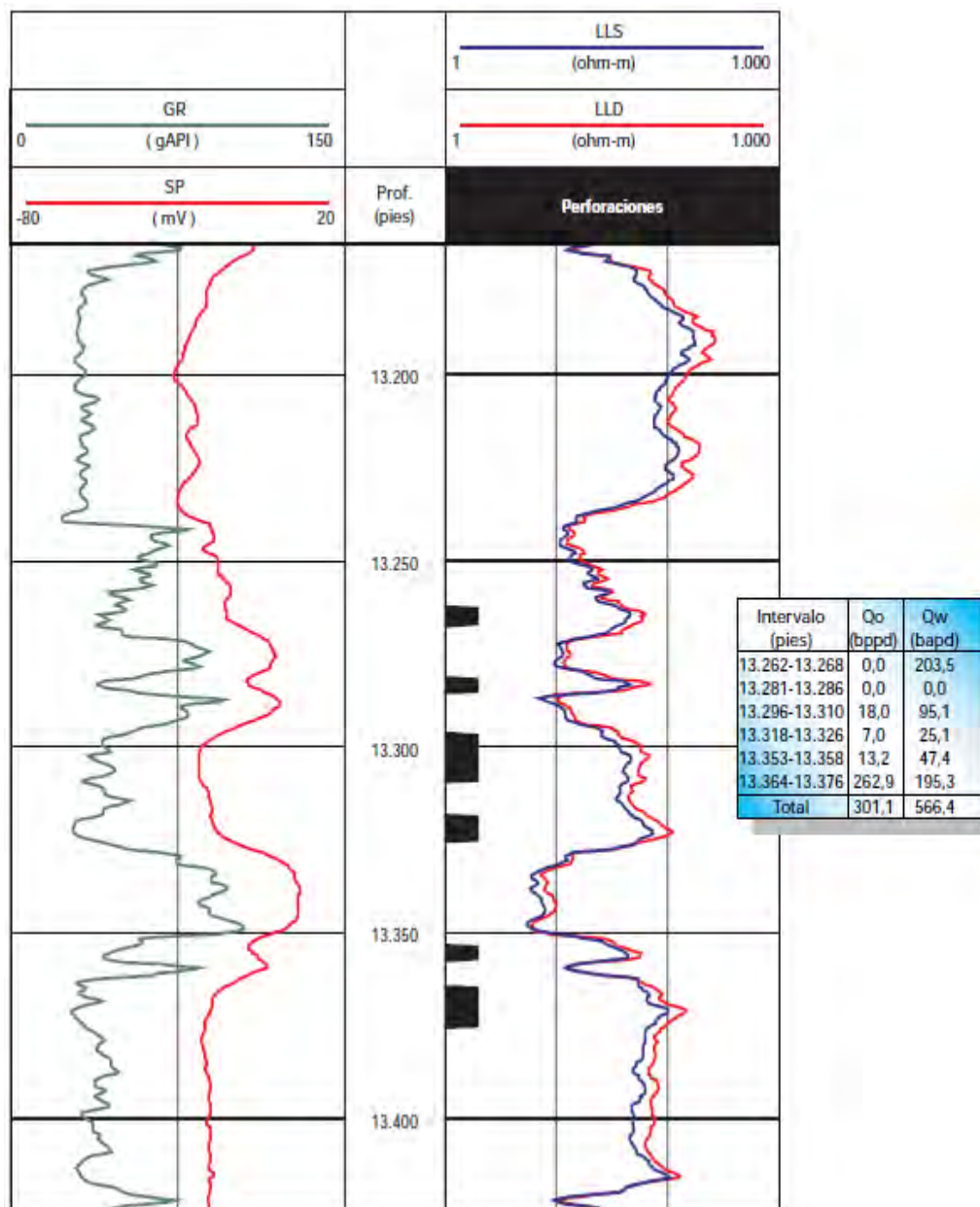
Figura 5 : Gráfico de diagnóstico de control de agua del Pozo VLE-1156.



Fuente : Tesis Control de agua en los Pozo de Maracaibo de la Universidad de Caracas Venezuela por Ing Alberto Santillan año 2011.

Esto se interpretó como un caso de canalización, a través de algún estrato de la formación. Para poder determinar el origen del agua, se realizó un perfil de producción en noviembre de 1995, el cual indicaba que la mayor cantidad de agua (36%), provenía del intervalo cañoneado superior. A pesar de que este intervalo, comprendido entre 13268 - 13262 fts, presentaba una porosidad promedio de 16% y una saturación de hidrocarburo del 70% en el momento de la perforación, en este momento producía solo agua.

Figura 6: Perfiles e intervalos cañoneados en el Pozo VLE-1156. La tabla muestra la contribución relativa de los intervalos según indica el perfil de Producción.



Fuente: Boletín Informativo SLB año 2010 Control de Agua.

En base a esta información, se decidió inyectar un gel sellador en el intervalo superior para aislarlo, y así permitir el aporte de producción de los intervalos inferiores. Previamente se llenó el Pozo con arena hasta los 13293 pies para cubrir los intervalos inferiores.

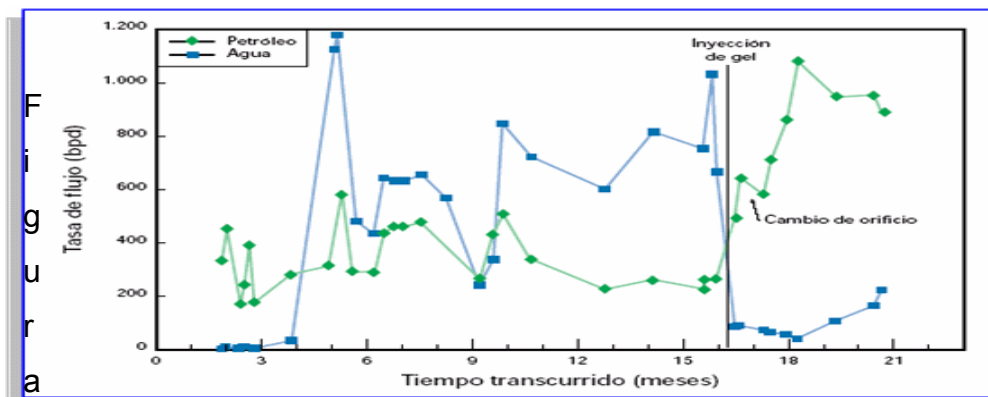
El 20 de agosto de 1996 se realizó la operación de inyección con 100 barriles de MARASEAL en el intervalo comprendido entre 13268 - 13262 fts, utilizando gasoil para el desplazamiento. No se presentaron problemas operacionales durante el tratamiento.

RESULTADOS: Antes de la intervención, el pozo producía un promedio de 257 barriles netos de petróleo con 770 barriles de agua. La tasa de producción de agua y sedimento (A y S) representaba el 75% de la producción y la relación agua-petróleo era igual a 3. Además, el 35,9% del agua provenía del intervalo de 13262 a 13268 pies, con cero producción de petróleo.

Después del tratamiento, la producción de agua disminuyó en un 76% (a 186 bpd), mientras que la producción de petróleo aumento en un 374% (787 bpd). En la Figura inferior se observa claramente cómo se invierten las curvas de producción después de la inyección del MARASEAL. En el mes de octubre (mes 17) se observa una disminución en la producción de petróleo, debido al cambio de orificio de $\frac{1}{2}$ a $\frac{3}{4}$ pulgadas.

Más adelante, la producción se recupera y continúa aumentando hasta el mes de noviembre, en que comienza a decaer nuevamente. Este hecho se puede atribuir al deterioro gradual del gel debido a la temperatura, al contacto con otros químicos, a la fricción y a otros factores.

Figura 7 : Historia de la producción del Pozo VLE-1156, El efecto de la inyección del gel es claramente visible.



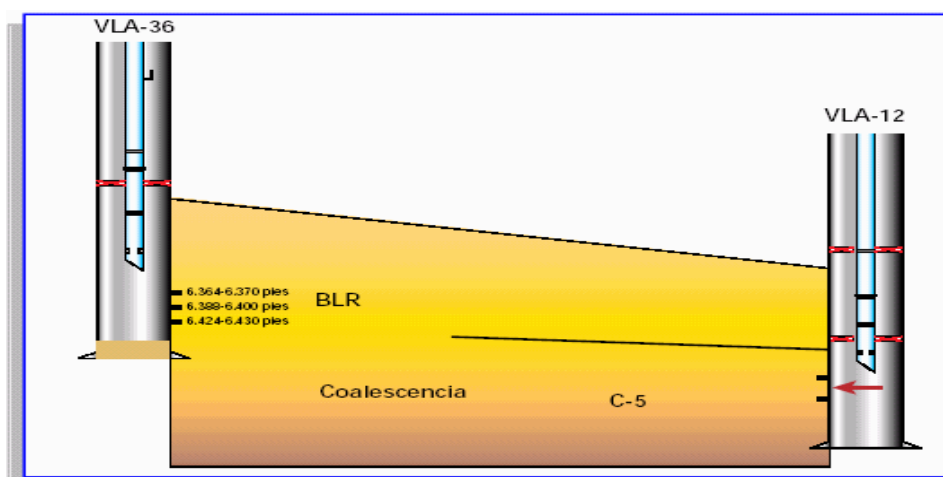
Fuente : Tesis de grado control d agua en los pozos de Maracaibo año 2011.

Si bien la producción de petróleo está disminuyendo y la de agua aumenta, de todos modos se considera que el tratamiento resultó exitoso. Desde la fecha del tratamiento hasta diciembre de 1996, la producción adicional acumulada de petróleo ha sido de 79560 BN y se logró disminuir la producción de agua en 87610 BN. Si las tendencias que aparecen en la Figura anterior continúan, el pozo eventualmente retornará a la RAP anterior al tratamiento. En ese momento, el tratamiento habrá perdido su efectividad. Sin embargo, hasta que eso ocurra y, suponiendo que la tasa de flujo total permanece constante, la RAP reducida debido al tratamiento hará que el pozo produzca 150,000 barriles de petróleo adicionales.

CONTROL DE AGUA CON MARASEAL EN EL POZO VLA-36 (VENEZUELA)

El Pozo VLA-36 se encuentra completado en el yacimiento La Rosa Basal (BLR). En esta área el BLR se comunica con el yacimiento C-5. El pozo vecino, Pozo VLA-12, inyecta agua en el yacimiento C-5. Es posible que este volumen de agua esté entrando en el yacimiento BLR y, en consecuencia, en el Pozo VLA-36, a través de una comunicación con el yacimiento C-5.F.

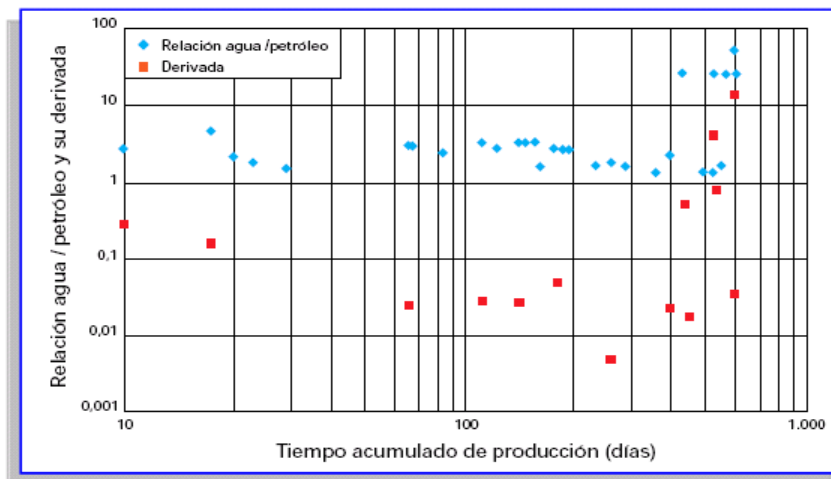
Figura 8 : Corte geológico entre los Pozos VLA-36 y VLA-12, indicando la comunicación de los yacimientos C-5 y BLR.



Fuente : Tesis Control de agua en los Pozo de Maracaibo de la Universidad de Caracas Venezuela por Ing Alberto Santillan año 2011.

No había registros de producción disponibles para corroborar esta suposición. El aumento pronunciado en las curvas de diagnóstico después de los 400 días (Figura inferior) indica también la probabilidad de que, efectivamente, exista una comunicación en las cercanías del pozo.

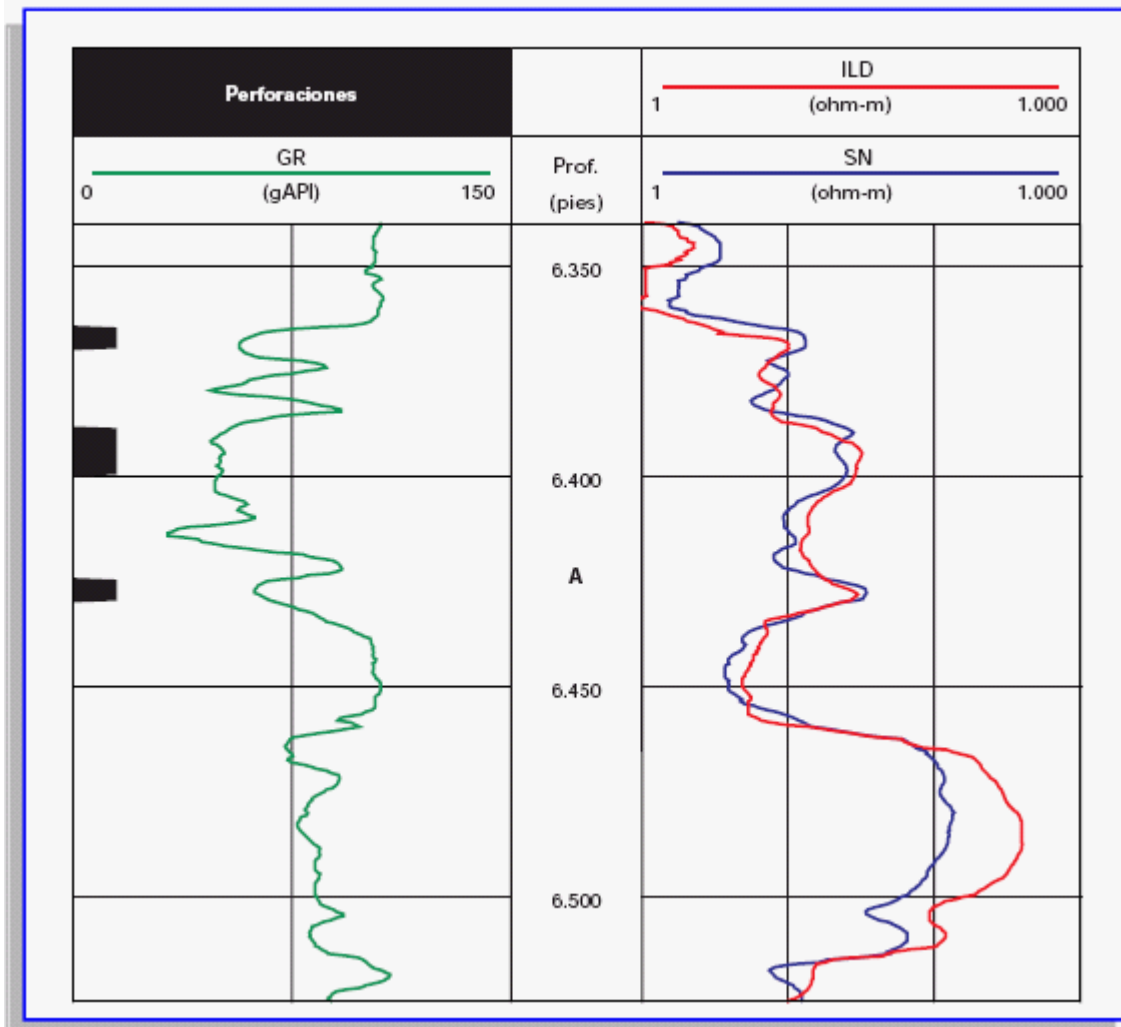
Figura 9 : Gráfico de diagnóstico de control de agua para el Pozo VLA-36



Fuente : Tesis Control de agua en los Pozo de Maracaibo de la Universidad de Caracas Venezuela por Ing Alberto Santillan año 2011.

Antes de determinar cuál era la causa, se decidió inyectar un gel sellante en el intervalo comprendido entre 6430 y 6424 pies, para impedir la entrada de agua desde abajo.

Figura 10 : Perfiles e intervalos cañoneados para el Pozo VLA-36



Fuente : Tesis Control de agua en los Pozo de Maracaibo de la Universidad de Caracas Venezuela por Ing Alberto Santillan año 2011.

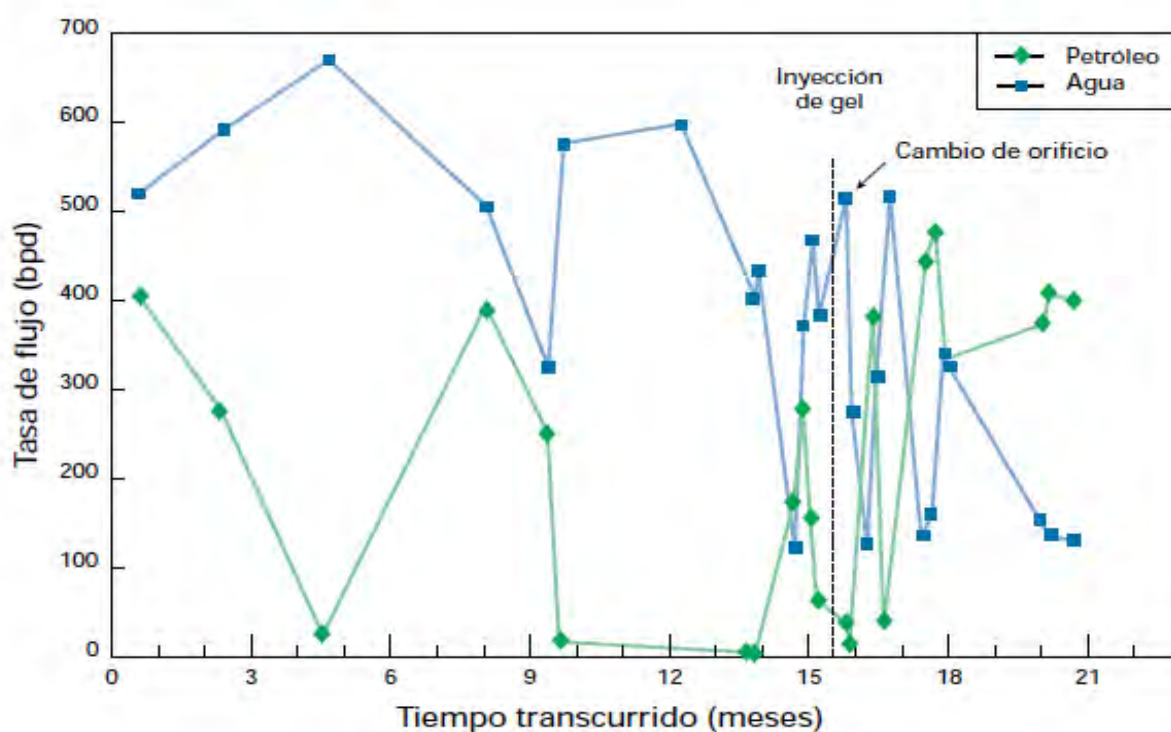
El intervalo a tratar fue aislado por medio de una empaquetadura bajada con tubería flexible. Antes del tratamiento se realizó una prueba de inyectividad de 0,23 barriles por minutos y una presión de inyección de 1800 psi. El tratamiento se realizó el 19 de septiembre de 1996. Se inyectaron 100 barriles del sistema gelificante MARASEAL, en el intervalo entre 6430 y 6424 pies, utilizando gasoil para el desplazamiento. En este caso tampoco se presentaron problemas operacionales durante el tratamiento.

RESULTADOS: Antes del tratamiento, el pozo producía diariamente 25 barriles de petróleo y 596 barriles de agua y sedimentos (96% A y S y RAP de 23,89).

Después del tratamiento, la producción de petróleo aumentó a 229 bpd mientras que la producción de agua disminuyó al 24% y la RAP a 0,43. En la figura inferior se observa la producción del pozo antes y después del tratamiento.

Con posterioridad al tratamiento, el pozo fue abierto con un orificio de ½ pulgada. La producción de petróleo aumentó abruptamente. Cuando el tamaño del orificio se incrementó a 1 pulgada de diámetro, tanto la producción de petróleo como la del agua mostraron un comportamiento en forma de zigzag, hasta que se estabilizó en el mes de diciembre (mes 18).

Figura 11 : Historia de producción del Pozo VLA-36. El efecto de la inyección de gel es notable, una vez que la producción se ha estabilizado.



Fuente : Tesis Control de agua en los Pozo de Maracaibo de la Universidad de Caracas Venezuela por Ing Alberto Santillan año 2011.

Sin embargo, el pozo produjo un total de 19980 barriles más de petróleo y 17518 barriles menos de agua con respecto a los valores anteriores al tratamiento.

En enero, la producción del pozo se estabilizó, la producción de petróleo es mayor que la del agua, y ambas continúan aumentando y disminuyendo, respectivamente.

La desestabilización ocurrida en el primer periodo de producción se debe posiblemente a que la arena todavía se encuentran saturadas con agua, mientras que en el mes de enero el pozo presenta un barrido uniforme, con lo cual se incrementa la producción de petróleo.

II. 3 MARCO CONCEPTUAL.

2.3.1 Orígenes del agua.

El flujo de agua a un pozo puede ocurrir en dos patrones diferentes. En el primero, el agua fluye al pozo por canales diferentes a los del hidrocarburo. De esta manera, la producción de agua compite con la producción de petróleo o gas. Es en estos casos en los cuales la reducción de la producción de agua generalmente resulta en un aumento en la producción de hidrocarburos y la eficiencia de recobro. Ello convierte a estos pozos en candidatos principales para el control del agua. En el segundo caso, ocurre el flujo simultáneo de agua e hidrocarburos en el medio poroso, por lo que generalmente la reducción de la producción de agua irá acompañado de la reducción en la producción de petróleo o gas.

Actualmente Los campos maduros de la selva del Perú, utilizan para aislar las zonas productoras de agua mediante Scarl Liner que son packer superiores y inferiores y que interiormente separa la parte interna con una tubería de producción entre los dos packer, y el otro mecanismo es los Cementacion Squeeze, estos mecanismo el primero por la disminución de diámetro de extracción de la tubería de revestimiento disminuye el flujo de fluido de extracción y por ende disminuye la producción de Petróleo y el segundo son de elevado costo y no son 100 % eficientes, debido a eso se ha decidido realizar este trabajo por la necesidad de disminuir la zona productora de agua salada.

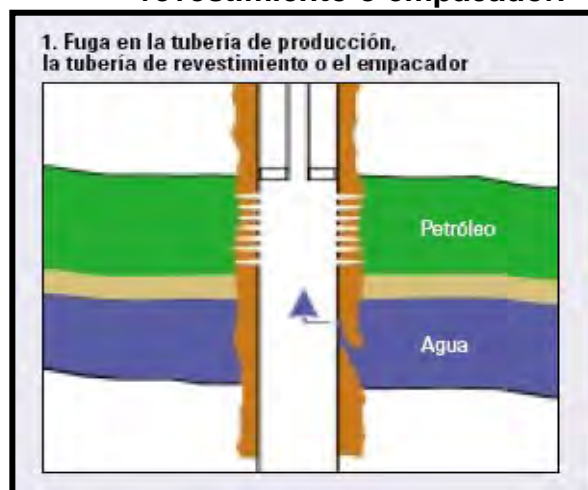
2.3.2 Causas de la producción de agua.

Los problemas de producción de agua generalmente se pueden deber a por lo menos nueve posibles razones, las cuales a su vez pueden ser agrupadas en dos problemas generales. Estos son: problemas asociados al pozo y/o problemas asociados al yacimiento. Ambas se discuten en las siguientes secciones.

2.3.2.1 Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empacaduras.

Las filtraciones a través del casing tubería de revestimiento, la tubería de producción o los packer permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingresen en la columna de producción. La detección de estos problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes, dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Algunas herramientas de registros o perfiles de producción tales como la densidad del fluido, la temperatura y la velocidad del flujo pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas.

Figura 12 : Fuga en la tubería de producción, la tubería de revestimiento o empacador.

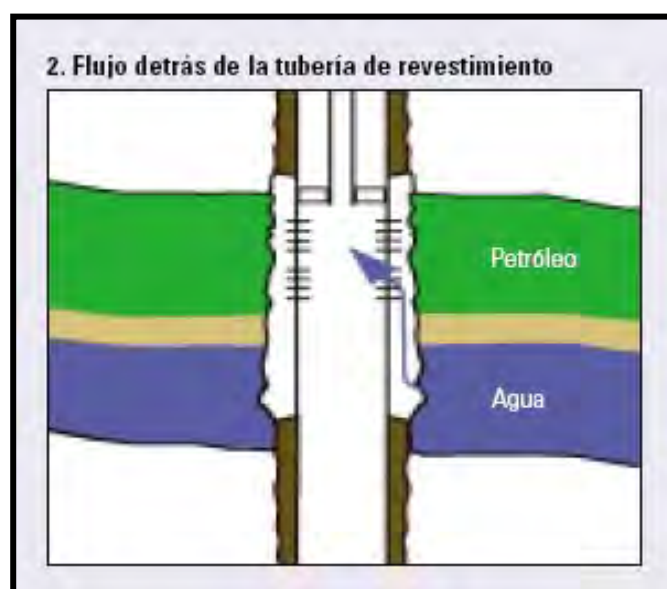


Fuente : R. Seright and B. Sydansk "polymer&polymer –Gel Water – Shutoff, treatments water Houston Aug 2004

2.3.2.1 Flujo canalizado detrás del casing revestimiento

La existencia de defectos en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas ofensoras o con aporte de agua con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del casing revestimiento e invada el espacio anular a nivel de las zonas cañoneadas. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros o perfiles de temperatura o registros de flujo de agua basados en la activación del oxígeno.

Figura 13 : Flujo detrás de la tubería de revestimiento



Fuente : R. Seright and B. Sydansk "polymer&polymer –Gel Water – Shutoff, treatmnts water Houston Aug 2004.

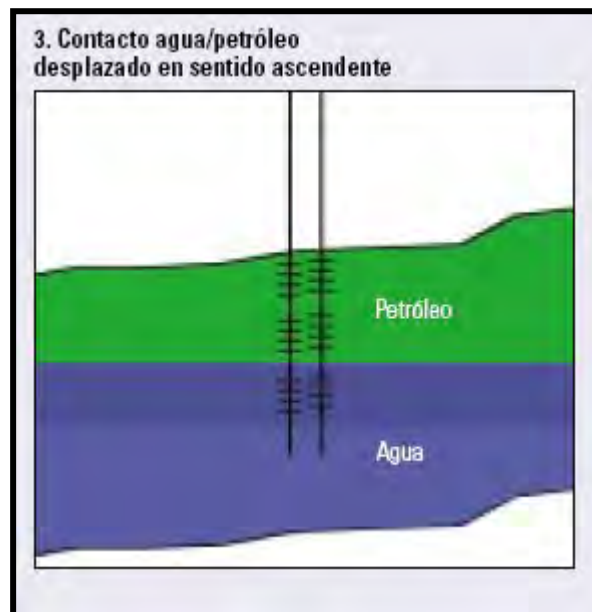
2.3.3 Problemas asociados al yacimiento

2.3.3.1 Contacto dinámico agua-petróleo (CAP). Si el contacto agua-petróleo se mueve y asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción por empuje de agua, existirá entonces producción de agua. Esto ocurre en aquellos casos donde el espesor del horizonte productor es importante y además existe una permeabilidad vertical baja, lo cual obliga a que el ascenso del contacto agua petróleo sea uniforme. En los pozos con permeabilidades verticales altas comparadas con las horizontales ($k_v > 0,01 k_h$), es más probable encontrar conificación de

agua, la cual se describirá más adelante. Una de las medidas correctivas para este tipo de problemas es el asentamiento de un tapón por encima del CAP.

En los pozos horizontales, cualquier solución que se aplique en las cercanías del hoyo se debe extender lo suficiente en todas las direcciones, para así impedir que el flujo horizontal de agua rebase los límites físicos del tratamiento y se logre retardar la inminente invasión de agua.

Figura 14 : Contacto agua/petróleo desplazado en sentido ascendente.

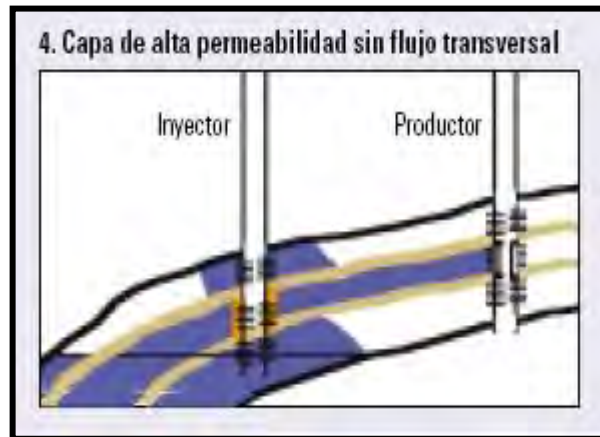


Fuente : R. Seright and B. Sydansk "polymer&polymer –Gel Water – Shutoff, treatmnts water Houston Aug 2004.

2.3.3.2. Canalización matricial sin flujo cruzado. Este es un problema común en la producción proveniente de capas múltiples. Ocurre cuando una zona de las completadas en un pozo, está rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) e inundada de agua (proveniente de un acuífero activo o un pozo inyector de agua). El flujo cruzado depende de la continuidad de la barrera impermeable. Esto obliga a que el aporte de agua se deba casi exclusivamente al aporte de la capa inundada. En estos casos el tratamiento más recomendable

cosiste en aislar la zona ofensora. En el caso más común la zona ofensora suele tener la permeabilidad más alta de las capas con aporte de fluido, lo cual causa la irrupción más temprana o prematura del agua por esta capa.

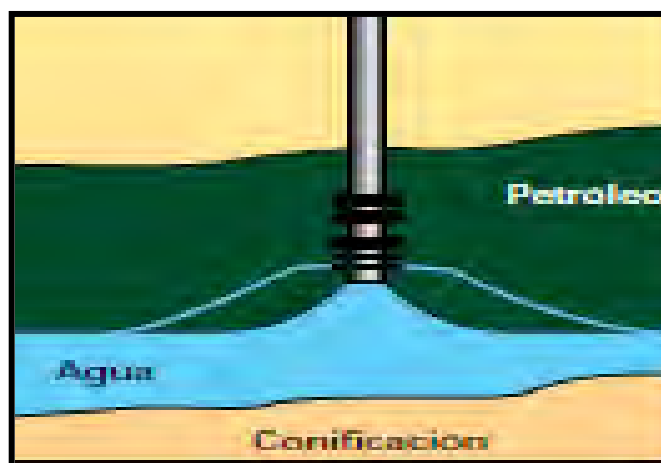
Figura 15 : Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal.



Fuente : R. Seright and B. Sydansk "polymer&polymer –Gel Water – Shutoff, treatmnts water Houston Aug 2004.

2.3.3.3 Conificación (cresting) o cono limitado. En un pozo vertical ocurre conificación cuando existe un CAP cerca de la zona abierta a producción, en una formación cuya permeabilidad vertical es elevada. Se ocasiona principalmente por la caída de presión asociada a la tasa de producción. La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una cúspide o cresta en forma de ola ("cresting"). En la Figura 16 se muestran esquemáticamente los problemas de conificación.

Figura 16 : Problemas de conificación.



Fuente : R. Seright and B. Sydansk "polymer&polymer –Gel Water – Shutoff, treatmnts water Houston Aug 2004.

2.3.3.4 Fisuras entre el pozo inyector y el pozo productor. En formaciones fisuradas naturalmente, el agua puede incursionar rápidamente en los pozos de producción. El problema puede ser confirmado a través de pruebas de presiones transitorias y trazadores entre pozos. La aplicación de un fluido de aislamiento en el pozo inyector de agua puede ser efectiva sin afectar adversamente las fisuras que contribuyen a la producción de petróleo.

Figura 17 : Fisura de un pozo inyector con un pozo productor.



Fuente : R. Seright and B. Sydansk "polymer&polymer –Gel Water – Shutoff, treatmnts water Houston Aug 2004

2.3.4 Diagnóstico del problema de la producción de agua.

Históricamente se han desarrollado numerosas tecnologías para controlar la producción indeseada de agua. Cada una se ha orientado a solucionar un problema en particular. De allí que la solución de estos problemas dependa de la identificación apropiada de la causa de la producción de agua. De forma general, todas se fundamentan en los siguientes criterios:

El primer paso en la identificación del problema de la producción de agua, consiste en determinar si la producción de agua es realmente un problema, y comúnmente ocurre en los casos en que la producción de agua se incrementa rápidamente.

En el pasado la industria petrolera fue muy poco eficiente en el desarrollo e implementación de métodos adecuados para controlar el agua debido a la falta de conocimiento de los diferentes problemas y la aplicación de soluciones inapropiadas como la simple colocación de un tapón acompañado de cementación forzada o un tratamiento con gel en un pozo. La identificación específica del problema asociado a producción excesiva de agua que se presenta en el pozo es un factor clave para que los trabajos técnicos de tratamiento y remediación tengan resultados satisfactorios. Los datos de una historia de producción confiable pueden ser de gran ayuda para diagnosticar la fuente del problema del agua. En el desarrollo de la presente tesis se utilizarán tres técnicas de diagnóstico que utilizan datos históricos de producción para determinar el origen de la producción excesiva de agua en un grupo de pozos seleccionados. Estas tres técnicas son:

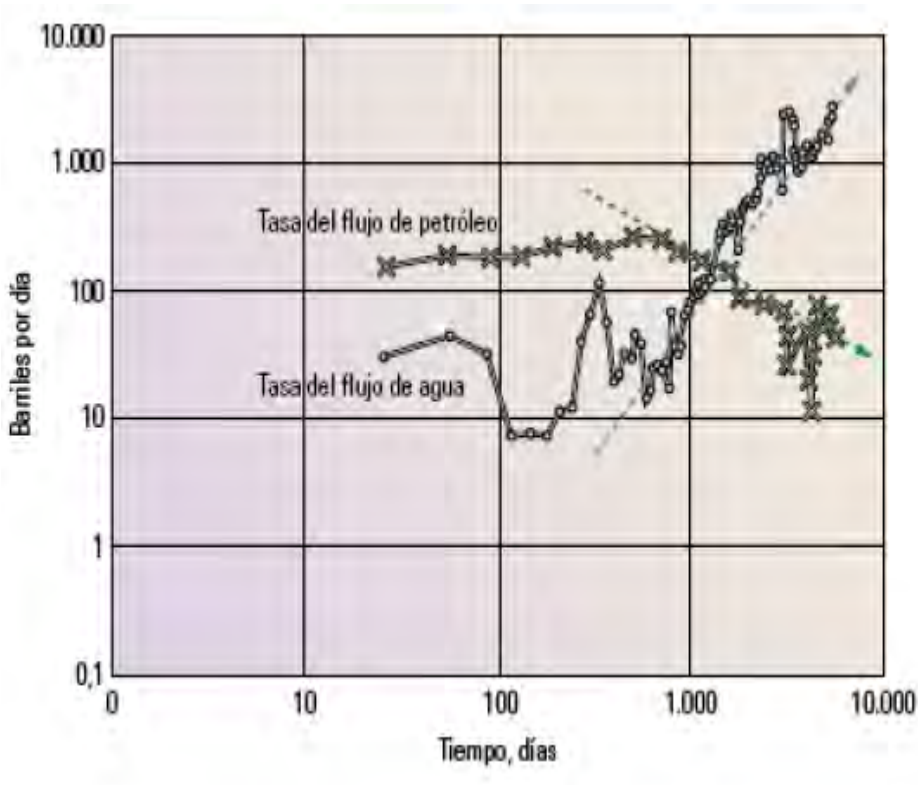
1. Gráficos de historia de producción.
2. Gráficos de curvas de declinación.
3. Gráficos de diagnóstico para control de agua (Método de Chan).

2.3.4.1 Gráficos de Historia de Producción.

Esta técnica consiste en graficar tasas de petróleo y de agua en función del tiempo en un mismo cuadro como se ilustra en la figura 18. Estos

gráficos se realizan para determinar los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control del agua. Los pozos que muestran un aumento de la producción del agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea se consideran como candidatos a tratamientos posteriores de control de agua.

Figura 18 : Grafico de la Historia de la Producción.



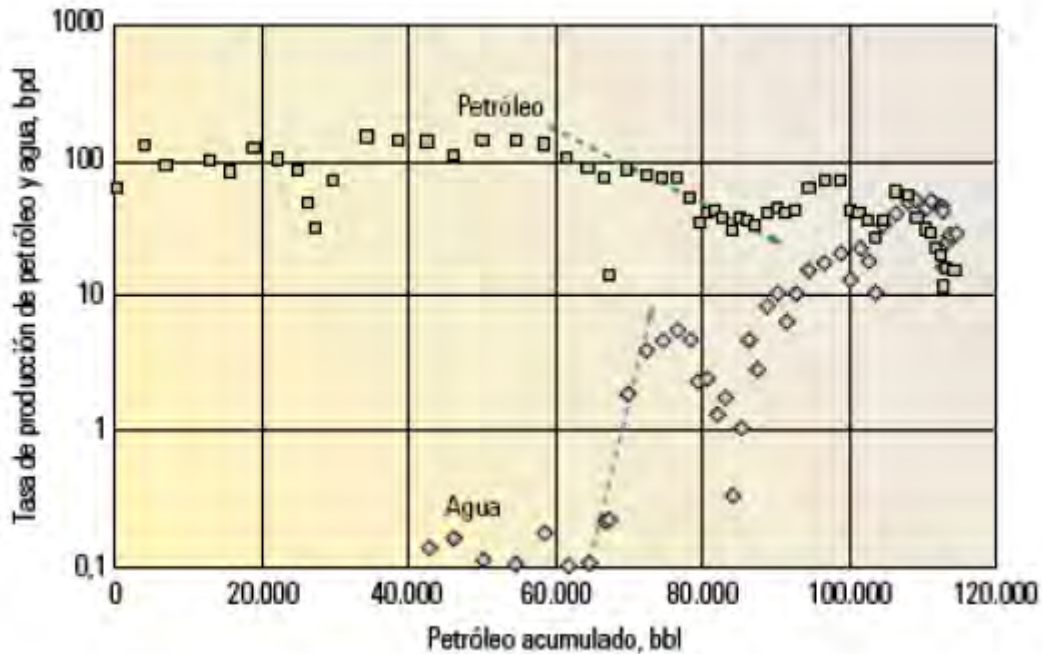
Fuente : Informe Tecnico Control de agua SLB año 2009.

2.3.4.2 Análisis de las curvas de declinación.

Para esta técnica se grafica la tasa de producción de petróleo con respecto al tiempo o al petróleo acumulado como muestra la figura 19.. En las curvas de declinación se debe considerar que el agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema. Se graficó curvas de declinación para todos los pozos seleccionados con alta producción de agua. En el capítulo 6 se muestra gráficos de curvas de declinación generados para varios pozos

seleccionados y se detalla los resultados obtenidos del análisis de cada gráfico. Gráfico 19 Ejemplo de un gráfico de curva de declinación. A continuación se explica la base teórica referente a curvas de declinación.

Figura 19 : Grafico de Curva de Declinación.



Fuente : Informe Técnico Control de agua SLB año 2009

2.3.4.3 Curvas de declinación.

El análisis de declinación de producción es un método para identificar los problemas de producción que tiene un pozo y predecir su comportamiento en el futuro a partir de datos reales de producción. El análisis utiliza modelos empíricos de declinación que no tienen gran fundamento técnico:

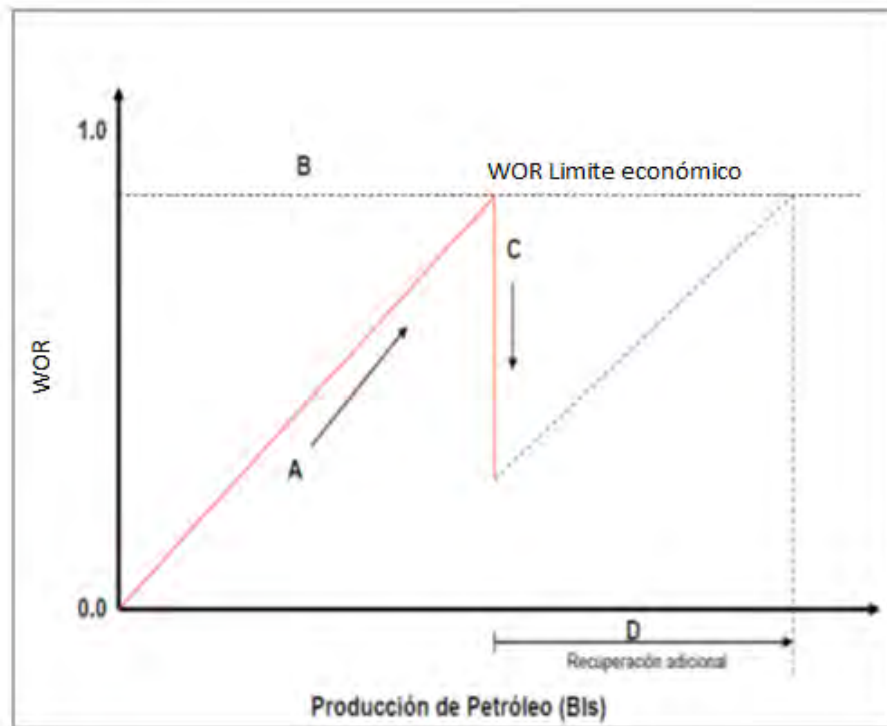
- Declinación exponencial (declinación fraccional constante).
- Declinación armónica.
- Declinación hiperbólica.

2.3.4.4 Grafico de Recuperación.

Es un gráfico semilogarítmico de la WOR con respecto a la producción acumulada de petróleo. La Tendencia de producción se puede extrapolar, al

limite económico del WOR, para determinar la producción de petróleo que se obtendrá si no se toma ninguna medida para controlar el agua, si la producción extrapolada es aproximadamente igual a la producción de la reservas esperadas para el pozo, quiere decir que el pozo produce un nivel de agua aceptable y no necesita ninguna medida de control de agua. Si este valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, significa que el pozo esta produciendo agua no aceptable y de existir suficientes reservas para compensar el costo de la intervención, se debería considerar alguna medida de reparación.

Figura 20 : Grafico Relación Agua/Petróleo.



Fuente: Paper SPE 39633 Water shut-off field experience with a relative permeability.

2.3.4..5 Gráficos de Diagnostico para control de agua (Metodo de Chan).

Esta técnica fue aplicada en pozos de algunos campos de California, Alaska, Texas y el golfo de México. Las gráficas que contienen datos reales de producción histórica sirvieron para conocer el origen de los problemas de

producción y, comparados con pruebas y registros de pozo, fueron muy ilustrativos en la selección de posibles tratamientos posteriores de pozo.

A partir de estudios de simulación matemática sobre conificación de agua y canalización, se descubrió que las gráficas de WOR (relación agua petróleo) vs. tiempo muestran diferentes tendencias para cada mecanismo de ingreso de agua en particular. Además, se determinó que las derivadas respecto al tiempo de WOR son útiles para diferenciar si el motivo de la producción de agua es conificación, avance de agua por capas de alta permeabilidad o canalización cercana al hueco.

Los esfuerzos técnicos para el desarrollo de mecanismos que contrarresten altas tasas de producción de agua en pozos petrolíferos han sido intensos y aunque se ha tenido éxito en muchos casos con el uso de geles que generen barreras de flujo para controlar el ingreso de agua, la relación de efectividad de dichos tratamientos permanece baja. Usualmente, los mecanismos de excesiva producción de agua no estaban lo suficientemente definidos o confirmados. Se procedió definiendo tres tipos básicos de problemas que expliquen las causas de producción de agua dado que la experiencia de campo mostró que el diseño de un tratamiento exitoso no sería el mismo para los diferentes mecanismos.

Estos fueron:

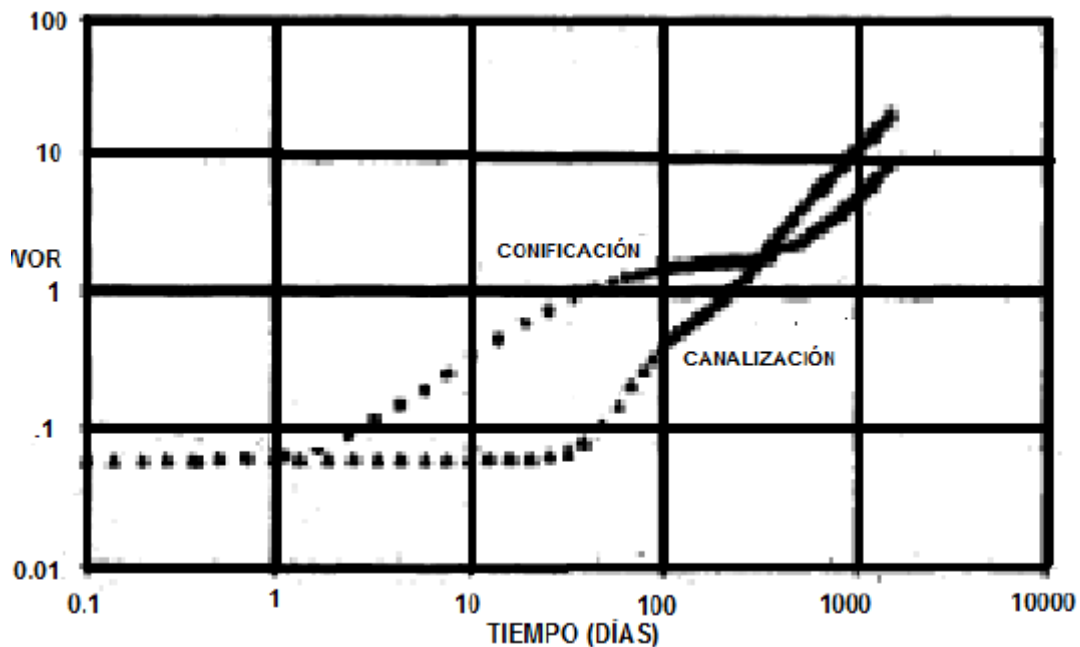
1. Conificación de agua.
2. Canalización.
3. Problemas cercanos al pozo.

Las gráficas de WOR respecto al tiempo son mucho más efectivas en comparación con las de corte de agua para identificar las tendencias de producción y clasificar que tipo de mecanismo, dentro de los tres mencionados anteriormente, es el causante de los problemas en el pozo.

La figura 21 fue generada en un simulador utilizando los mismos datos de PVT, saturación, permeabilidad, distribución de porosidad y condiciones iniciales de reservorio. Para el caso de conificación, una vez definido el contacto agua-petróleo, se simuló el empuje de fondo mediante inyección de agua a presión

constante. El 20% superior de la formación había sido perforado. Para el caso de canalización, la inyección de agua se hizo a presión constante en todos los estratos al límite del reservorio. En este segundo escenario, todas las capas de la formación habían sido perforadas para la producción.

Figura 21 : Comparación entre WOR para Conificación de agua y canalización.



Fuente : Control de agua (Método de Chan).

Examinando la figura anterior, se puede ver que las gráficas correspondientes a conificación y canalización son muy diferentes como se explica a continuación.

Se puede discernir tres períodos de desarrollo de WOR. El primer período para la curva de conificación va de 0.1 a 1 días y para la curva de canalización va de 0.1 a 50 días.

En este período, las gráficas permanecen planas acorde con la producción inicial esperada. El valor inicial del WOR depende de la saturación inicial de agua y su distribución entre las capas, así como de las funciones de permeabilidad relativa. La duración de este período está ligada al tipo de mecanismo de empuje de agua y finaliza con la variación de WOR desde un valor constante. Para el caso de conificación, la duración de este período es corta a menudo dependiendo de varios parámetros, entre los que se destacan la distancia entre el contacto agua

petróleo y el punzado más cercano, la relación permeabilidad vertical horizontal, la tasa de influjo de agua de fondo, la tasa de producción, el diferencial de presión para la producción (drawdown) y las funciones de permeabilidad relativa. Físicamente, este tiempo de partida para la conificación de agua es el momento en que el cono de agua ha alcanzado la parte inferior del intervalo perforado.

Para canalización, el tiempo de partida también depende de varios factores como espaciamiento entre pozos, tasa de producción, diferencial presión para la producción (drawdown), saturación inicial de agua con su distribución dentro de toda la formación y funciones de permeabilidad relativa. Físicamente el tiempo de partida para la curva de WOR en canalización corresponde al avance de agua en una capa dentro de una formación constituida por varias capas. Esta capa no necesariamente será la más permeable. La saturación inicial de agua y su distribución dentro de los estratos será un factor mucho más dominante si la diferencia de permeabilidad entre las capas no es grande.

El segundo período inicia en el día 1 y termina en el día 500 para la curva correspondiente a conificación. En la curva de canalización el segundo período está comprendido entre los días 50 y 100. En este período se observa que la curva de WOR experimenta un incremento con el tiempo que difiere de manera muy clara para cada mecanismo de ingreso de agua al pozo.

Para conificación, la rata de incremento de WOR es relativamente lenta y se aproxima hacia un valor constante al final de este período. En este período el cono crece hacia arriba tendiendo a cubrir todo el intervalo perforado y, además, se expande radialmente. La saturación de petróleo dentro del espacio ocupado por el cono decrece gradualmente hasta alcanzar el valor de saturación residual de petróleo.

En canalización, la producción de agua proveniente de la capa de avance es muy veloz. La pendiente de la curva del WOR depende de las funciones de permeabilidad relativa y las condiciones iniciales de saturación. Al finalizar el segundo período es posible que se alcance un lapso de transición (entre los días 100 y 400) que corresponde a la declinación de la producción proveniente de la primera capa de avance lo que se refleja en un incremento de WOR mucho más lento. El fin del período de transición muestra que la variación de WOR reanuda

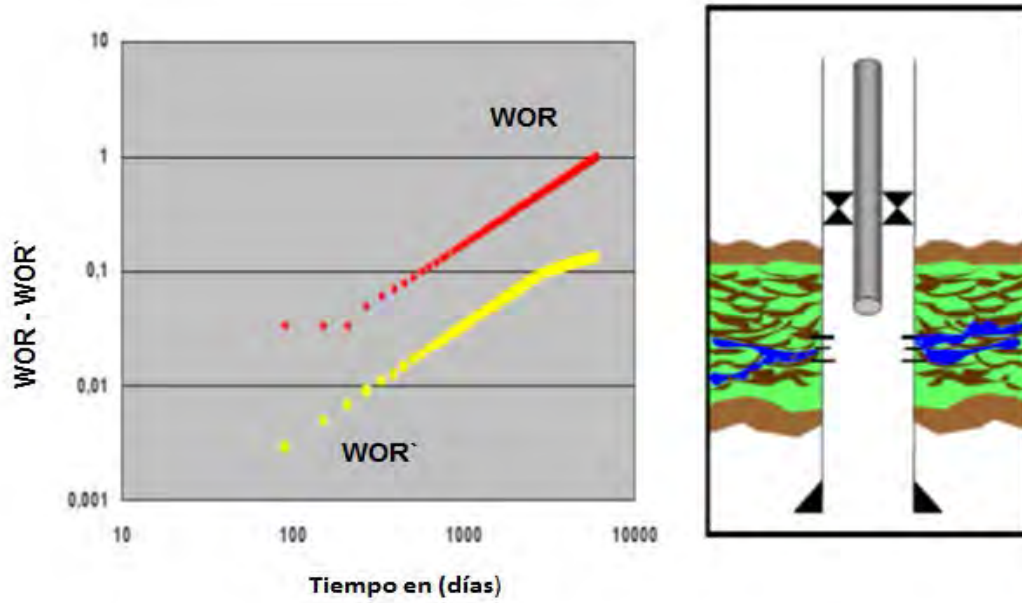
su tendencia aproximadamente a la misma tasa, hecho que refleja el avance de agua por la segunda capa más conductiva. El lapso de transición podría ser muy corto dependiendo de la diferencia de permeabilidad entre las capas. Si el contraste de permeabilidad entre las capas involucradas en el cambio es menor a 4, el período de transición podría pasar inadvertido.

En el tercer período de la curva de conificación va desde el día 500 hasta el día 2000 aproximadamente. En la curva de canalización, el tercer período va desde el día 400 hasta el día 2000.

En este período, en el caso de conificación se ha desarrollado un cono pseudoestable con el pozo produciendo agua de fondo que fluye a través de un canal altamente conductor representado por el cono. Como resultado, el valor de WOR crece rápidamente asemejándose al incremento correspondiente a canalización. En canalización la tasa de incremento continúa igual a aquella que se alcanzó antes del lapso de transición, lo que indica que la segunda capa más conductiva está produciendo y agotando sus reservas. Es posible que todas las pendientes de las curvas de WOR, inclusive la correspondiente a conificación, sean muy parecidas, dado que su comportamiento depende en gran medida de las funciones de permeabilidad relativa.

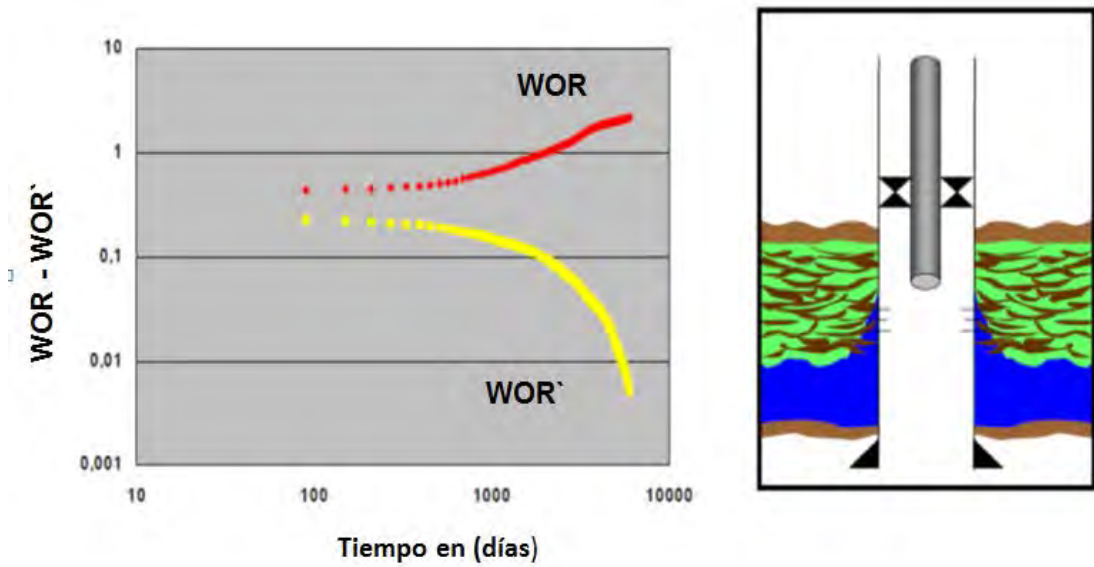
Estudios posteriores confirmaron que las derivadas de WOR respecto al tiempo son útiles para diferenciar conificación de canalización. Las figuras 22 y 23 muestran las curvas de WOR y WOR' para canalización y conificación. La primera derivada de WOR respecto al tiempo (WOR') muestra una pendiente constante positiva para canalización y una pendiente negativa y variable para conificación.

Figura 22 : Curvas WOR y WOR' para canalización multi-
extracto.



Fuente : Diagnostico para control de agua (Método de Chan).

Figura 23 : Curvas WOR y WOR' para conificación.

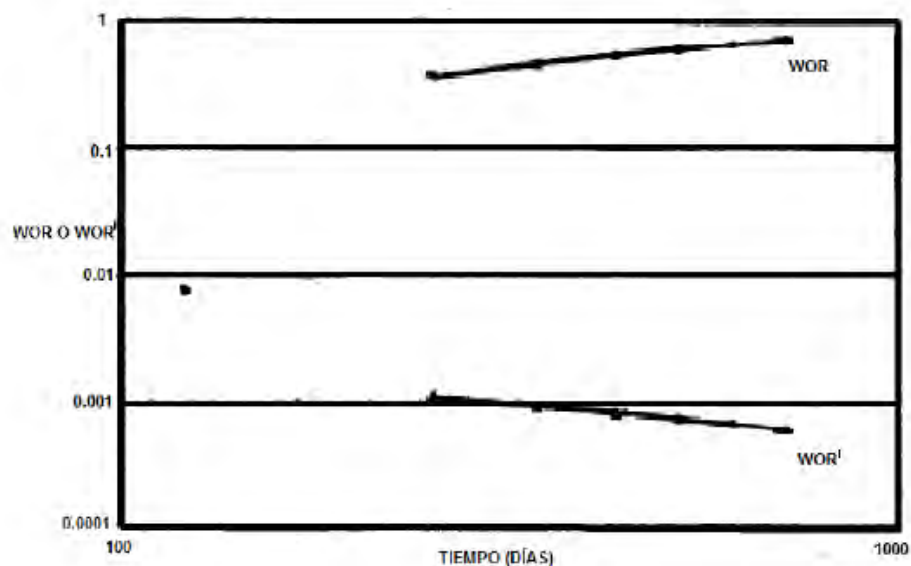


Fuente : Diagnostico para control de agua (Método de Chan).

La tendencia de la curva WOR` para canalización en el tercer período de un caso en el que existió conificación inicialmente se muestra en la figura 24. En este caso, la curva correspondiente a WOR` también tiene pendiente positiva.

La técnica de la derivada de WOR también es aplicable en caso de que se disponga de datos limitados de producción como se muestra la figura 24 referido a un proyecto de solución comparativa que contenía un estudio sobre conificación de agua realizado por la SPE. El aparente incremento mostrado en dicha figura podría ser entendido a la ligera como canalización pero la curva de la derivada WOR` muestra una tendencia característica de conificación.

Figura 24 : Curvas WOR y WOR` para conificación de agua con datos limitados de producción.



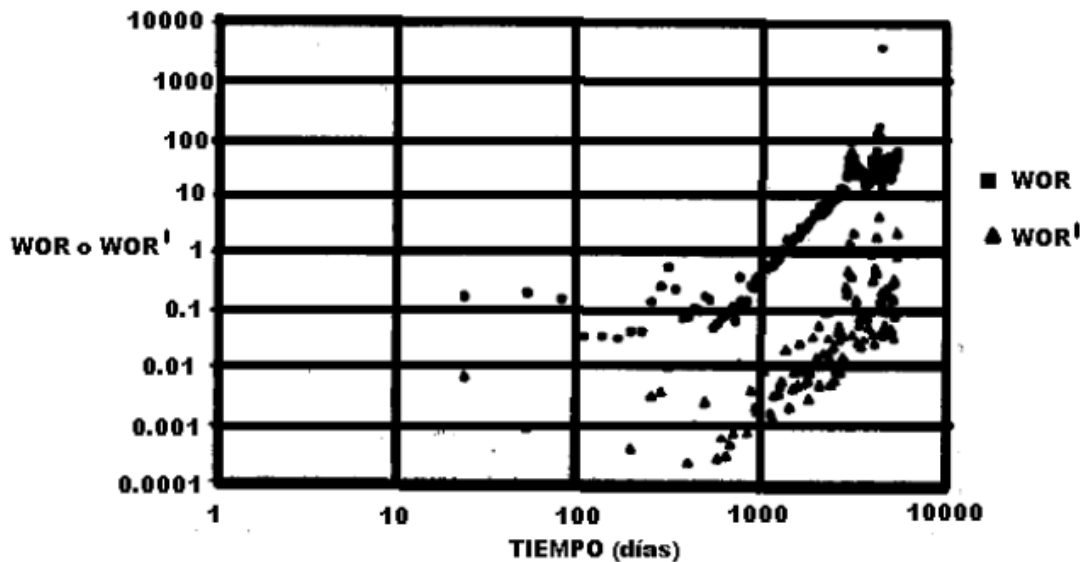
Fuente : Diagnostico para control de agua (Método de Chan).

Verificación.

Las compañías operadoras apoyaron ampliamente el desarrollo de las largas verificaciones hechas a las gráficas de diagnóstico de control de agua proporcionando datos concernientes a tasas promedio de producción diarias y mensuales, así como, historiales de reacondicionamiento, registros de pozo y resultados recientes de pruebas de presión. El gráfico 25 muestra un buen ejemplo de un proceso de producción normal. El primer punto de partida y la

pendiente de la curva de WOR están claramente definidos. En el segundo período, la curva WOR' muestra una tendencia lineal y positiva que caracteriza el caso de canalización. La duración de este período de producción fue de 4000 días, aproximadamente 11 años, lo que origina avance de agua en varias capas que tienen contrastes de permeabilidad bajos, menores a 4. Se puede observar que existieron problemas cercanos al pozo de dos a tres veces debido al repunte de las curvas de WOR y especialmente de WOR'. En esos puntos, los valores de WOR' excedieron 1.

Figura 25 : Canalización multi-estrato

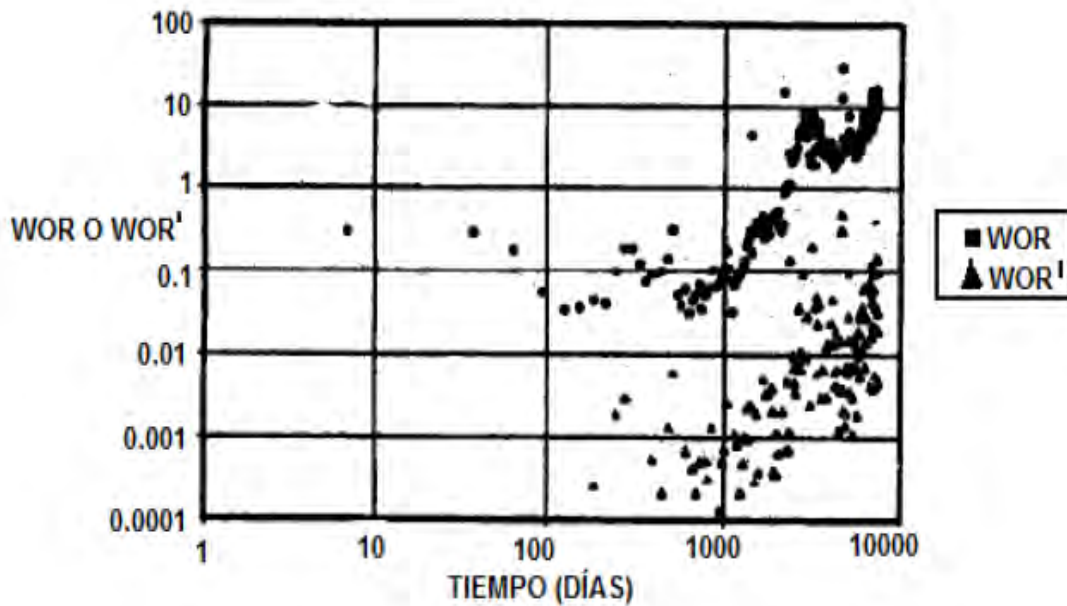


Fuente : Diagnostico para control de agua (Método de Chan).

La apariencia de los gráficos de diagnóstico puede verse afectada por cambios en la producción. Estos cambios se deben a su vez a variaciones de los diferenciales de presión o ratas de inyección de fluido desplazante. El gráfico 26 muestra las desviaciones de la tendencia lineal de las gráficas de WOR y WOR' en el segundo período. Los resultados del ajuste historia confirmaron que las causas de la desviación fueron cambios de distribución de presión de la pendiente en el segundo período. Los resultados del ajuste historia confirmaron que las causas de esta desviación fueron cambios de distribución de presión y la

producción desproporcionada de agua y petróleo correspondientes a los cambios de caída de presión (drawdown) para todas las capas. La curva de WOR recupera la pendiente original luego de que se alcanza una condición pseudoestable de presión.

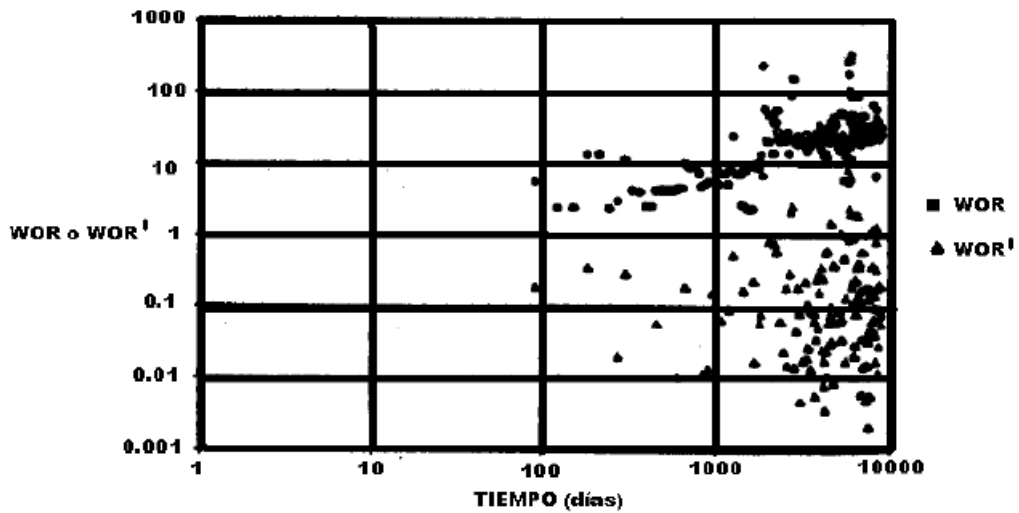
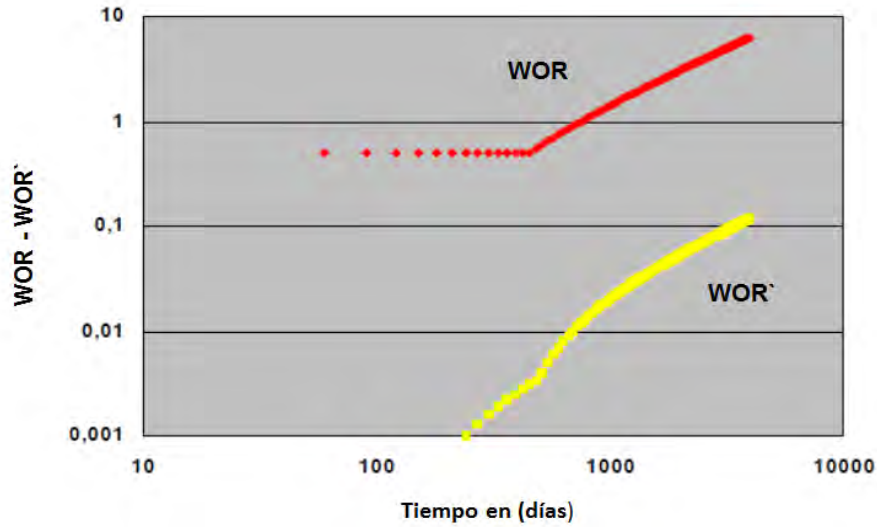
Figura 26 : Canalización multi-estrato con cambios de Producción



Fuente : Diagnostico para control de agua (Método de Chan).

Para algunos reservorios los valores iniciales de WOR podrían ser muy altos, como el ejemplo que se muestra en el gráfico 27, mismo que está referido a un pozo que recupera petróleo de una caliza-dolomita al oeste de Texas. El WOR inicial fue cerca de 4 (80% de corte de agua). La razón de este fenómeno podría ser una alta saturación inicial de agua en la roca. La tendencia general de toda la curva tiene una pendiente lineal, indicativo de un desplazamiento normal. Para este pozo, la pendiente aproximada está alrededor de 0,5.

Figura 27 : Desplazamiento normal con alto WOR.

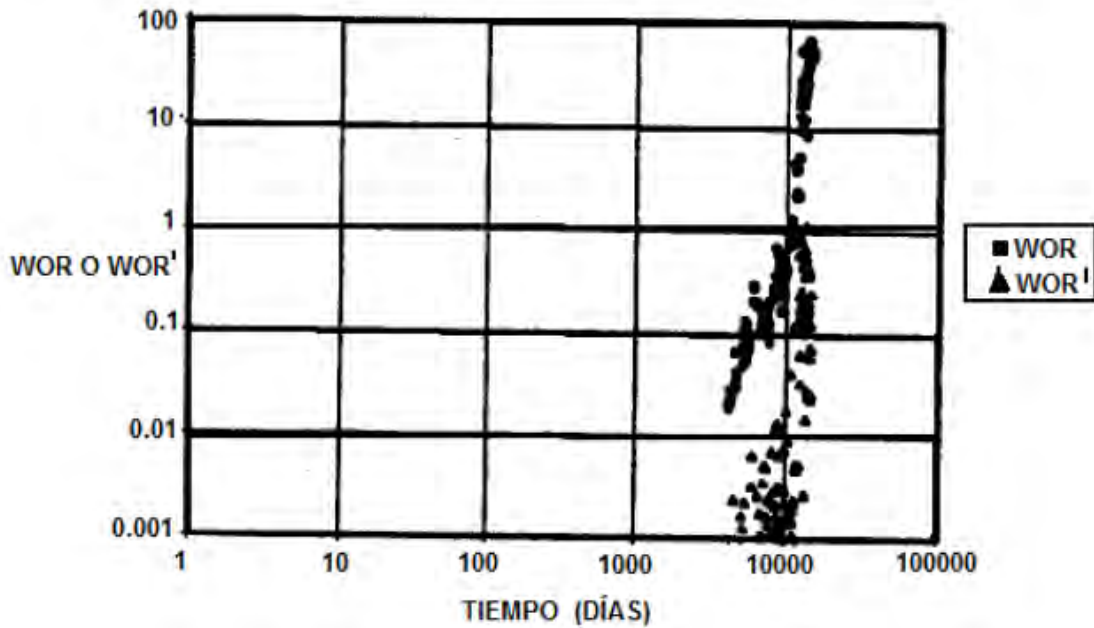


Fuente : Diagnostico para control de agua (Método de Chan).

En ciertas partes de la formación, podrían existir segmentos de alta permeabilidad o fisuras asociadas a los pozos. Bajo estas condiciones, se puede observar un rápido incremento del avance de agua como en el gráfico 28, donde los valores de WOR se incrementan de forma drástica. El valor inicial de WOR, en este caso, fue menor a 0,1 con una pendiente cercana a 4 que crece

rápidamente hasta llegar a 10. La curva de WOR cambia también drásticamente, síntoma de rápido avance de agua.

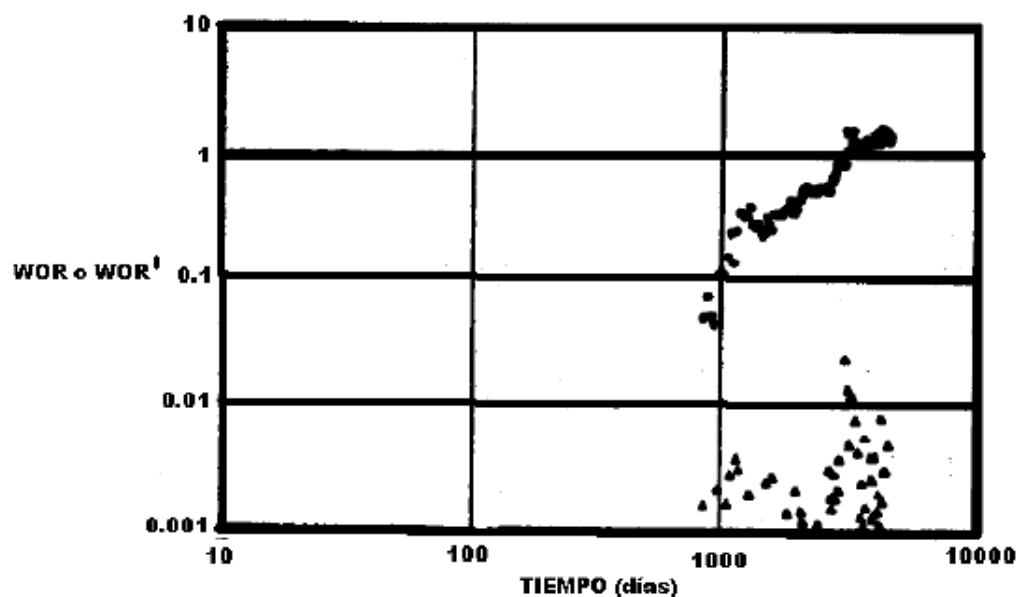
Figura 28 : Canalización rápida.



Fuente : Diagnostico para control de agua (Método de Chan).

En el Figura 29 se muestra un buen ejemplo de conificación de agua. Aproximadamente a los 1000 días de producción, la conificación empieza y la curva de la derivada de WOR declina describiendo una pendiente negativa variable. A los 2000 días (tres años después) se completa la construcción de un cono pseudoestable, punto en el cual el cono se convierte en un canal de agua proveniente del fondo, lo cual se confirma al observar la pendiente positiva lineal de la curva WOR.

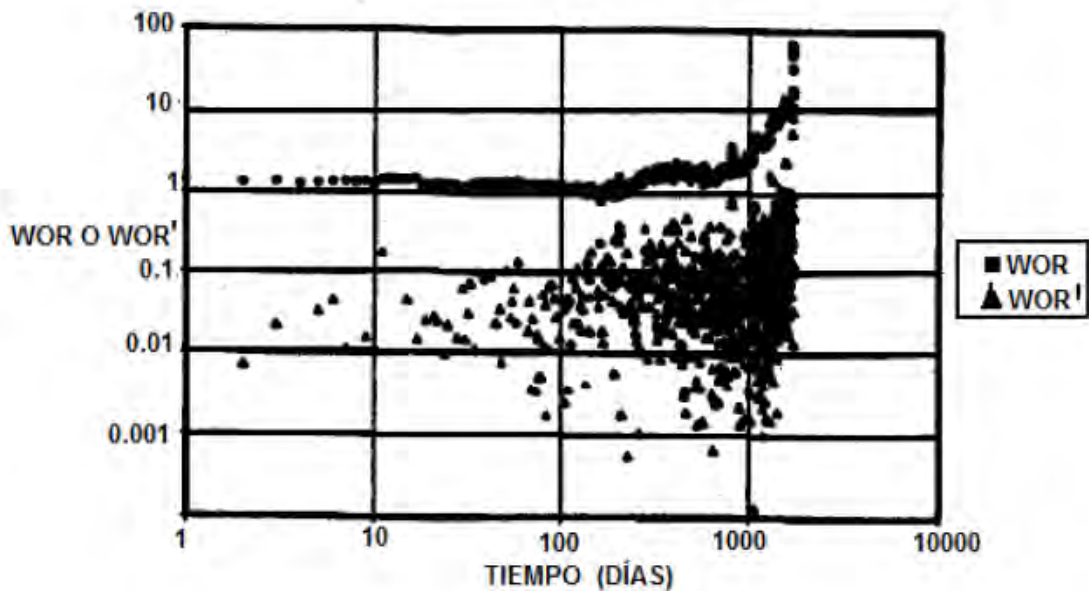
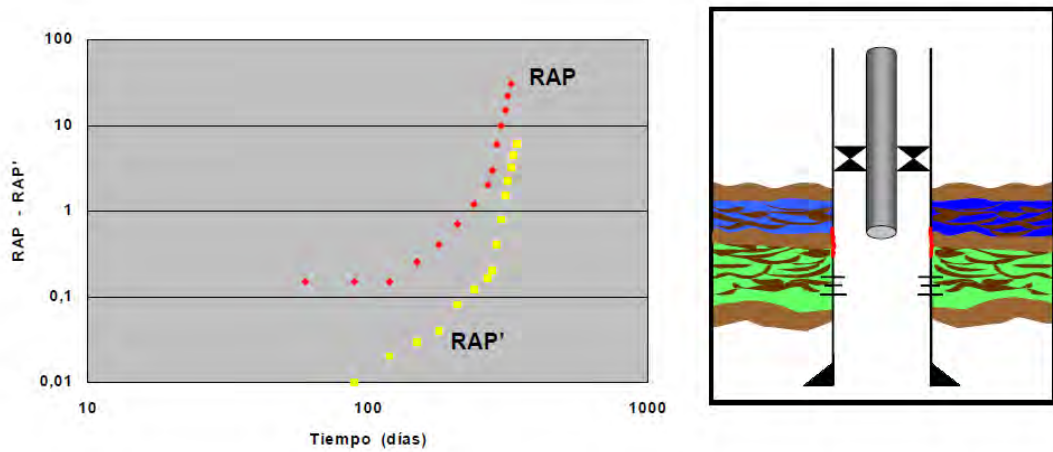
Figura 29 : Conificación por empuje hidráulico de fondo.



Fuente : Diagnostico para control de agua (Método de Chan).

Es muy común que un problema cercano al pozo ocurra inesperadamente como en el gráfico 30 que inicialmente muestra valores constantes de WOR cercanos a 1. Posteriormente, los valores de WOR crecieron a hasta 3 siguiendo una pendiente lineal; sin embargo, este incremento se torna exagerado y tiende hacia el infinito. El análisis de la curva de WOR` corrobora lo mencionado anteriormente. El pico de la curva de WOR` alcanza valores de 10. Posteriormente, el pozo fue tratado con polímeros que redujeron la rata de producción de agua en un 50%.

Figura 30 : Canalización de agua cercana al pozo.



Fuente : Diagnostico para control de agua (Método de Chan).

La técnica de diagnóstico para el control de agua propuesta por Chan tiene varias ventajas. Usa principalmente datos históricos de producción disponibles, permite visualizar rápidamente un gran número de pozos, Proporciona resultados muy útiles para conducir un estudio detallado de mecanismos de producción de agua. Compara

mecanismos entre pozos adyacentes, pozos problemáticos vs. pozos buenos, y por área o patrón de flujo.

Las curvas WOR vs tiempo y WOR' vs tiempo se complementan de manera muy efectiva con las curvas históricas de producción de fluidos y las curvas de declinación de rata de petróleo para elegir pozos candidatos a programas posteriores de control de agua.

Otra de las herramientas más comunes utilizadas en esta etapa son las curvas de relación agua-petróleo (WOR) o agua-gas con respecto al tiempo. Chan propuso como herramienta de diagnóstico la representación logarítmica de la relación agua-petróleo y su derivada con respecto al tiempo, para así identificar los problemas de canalización, conificación y problemas en las cercanías del Pozo.

Estas curvas son difíciles de interpretar cuando existe mucha dispersión en los datos de producción. Para solucionar este problema en 1999 Ramos desarrolló un método también gráfico (Método de Ramos) en el cual se puede distinguir entre conificación y canalización a partir del exponente de una función potencial ajustada a los datos de RAP en el tiempo, los cuales se obtienen al derivar la producción acumulada de agua en función de la producción acumulada de petróleo a partir del momento en que ocurre la irrupción del agua en el pozo de estudio.

Sin embargo, estas curvas pueden ser mal interpretadas por lo que no se recomienda su aplicación como criterio único de decisión. se muestran curvas típicas según el procedimiento sugerido por Chan.

El segundo pasó, consiste en determinar el estado de la completación del pozo, aplicando pruebas de integridad en el revestidor y en las tuberías, además de utilizar registros de cementación que identifiquen la calidad del cemento en el pozo.

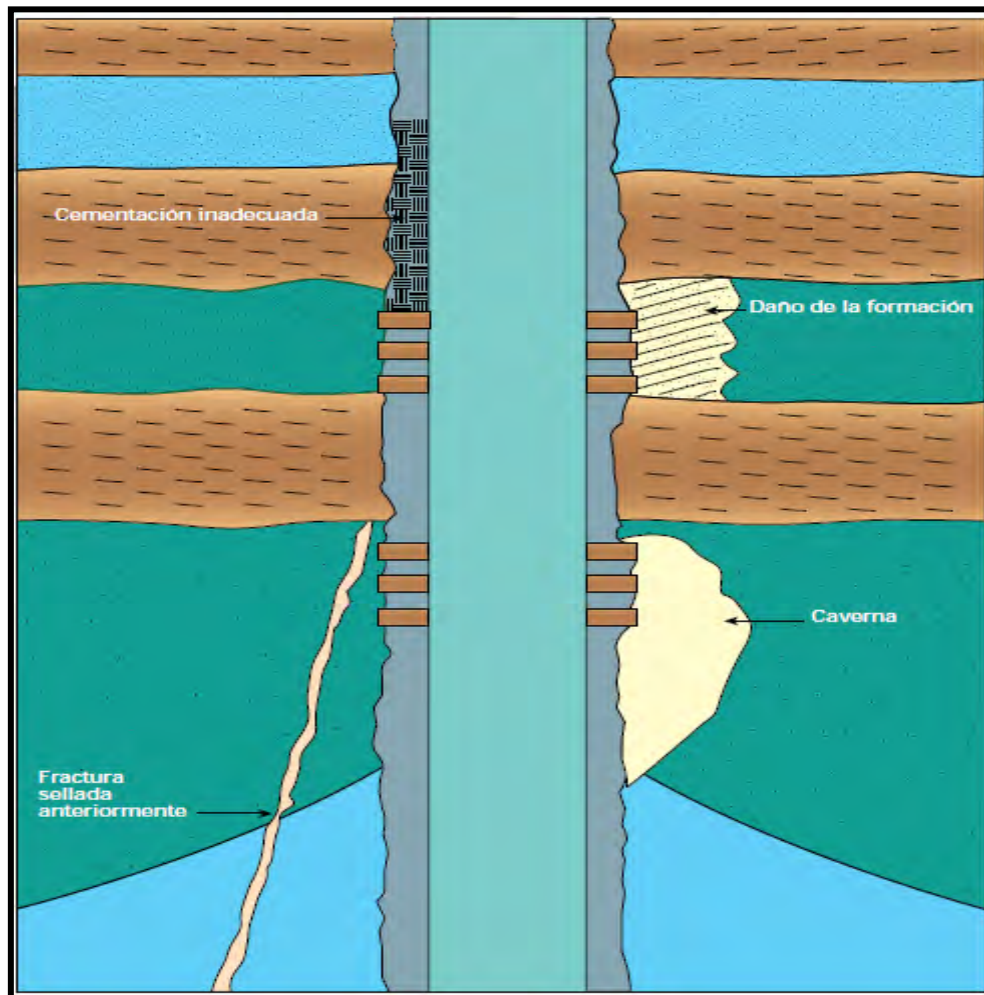
En la Tabla 6 se resumen los problemas más comunes asociados a la producción excesiva de agua, las posibles causas y las herramientas de diagnóstico.

Tabla 6: Problemas hallados con mayor frecuencia en los pozos con producción de agua en la Selva del Perú.

Problema	Posible causa	Herramientas de diagnóstico
Fugas del revestidor	Huecos en la tubería por corrosión	Registros de temperatura, de cementación, análisis de agua de formación
Conificación	Movimiento de un acuífero de fondo, alta tasa de producción	Registros neutrón, de densidad, petrofísica, pruebas de pozo.
Canalización.	Comunicación en zonas altamente permeables.	Análisis de núcleos, análisis de movilidad de fluidos.
Mal estado del cemento.	Deterioro del cemento, problemas de cementación primarias.	Registro de cementación.

Fuente : Información Propia.

Figura 31 : Causas típicas de producción de agua perjudicial proveniente de las cercanías del pozo en la selva del Peru.



Fuente : Información Propia de recopilación de Campo

2.3.5 Tecnologías para el Control de aguas en Pozos productores.

De acuerdo al tipo de problema que se requiere solucionar, existen numerosas tecnologías de solución, con diversas variables pero en conclusiones generales estas tecnologías se pueden agrupar en dos clases: mecánicas y químicas., que son tecnologías de bajo costo hasta las más complejas y costosas. Es habitual la existencias de diversos problemas de control de agua y a menudo es habitual adoptar una combinación de varias soluciones

2.3.5.1 Mecánicas

En las que frecuentemente se usan los tapones o empaquetaduras, los cuales se localizan el fondo de pozo, existen otras como, separadores de fondo, completaciones duales o dobles, perforación de pozos multilaterales. Para éstas opciones, generalmente se requieren modificaciones en la completación del pozo, lo cual eleva los costos con respecto a las opciones químicas.

2.3.5.2 Químicas

Entre las que se destaca los cementos (Convencional, microfónico, fluidos), las resinas, sales, emulsiones y geles. Los métodos químicos generalmente no requieren la modificación en la completación del pozo y a excepción de los cementos convencionales ofrecen penetración del tratamiento en la formación que los métodos mecánicos no logran.

2.3.6 Identificaciones de Los Modelos de Geles a Aplicar.

Los geles poliméricos se forman a partir de una solución acuosa que contiene un polímero base y un entrecruzador. Esta solución acuosa, luego de un tiempo, forma una red polimérica entrecruzada con una estructura tridimensional que atrapa al agua en su interior. En la Figura 12 se muestra esquemáticamente un gel y la capacidad de atrapar agua en su interior.

Polímero + entrecruzador + agua

La aplicación de la tecnología de geles para control de agua, consiste en inyectar al yacimiento una solución acuosa con un polímero base y un entrecruzador o solución gelificante. Esta solución de baja viscosidad alcanza un amplio radio de penetración en la formación, inundando las áreas de alta permeabilidad y fracturas del yacimiento. Después de un tiempo específico, esta solución adquiere la consistencia de gel.

En algunos casos, el gel forma un taponamiento o bloqueo, el cual no deja pasar ningún fluido de la formación, ocasionando que el agua se desvíe a las zonas menos permeables del yacimiento, permitiendo así un barrido más uniforme. Como consecuencia, se obtiene un incremento en la producción de petróleo. En

otros casos, el gel reduce en gran proporción la permeabilidad relativa al agua, sin afectar la del petróleo y así, sólo ocurre un bloqueo al paso del agua.

2.3.6.1 Tipos de Geles

Los geles polimericos utilizados para el control de agua es pozos productores pueden clasificarse según su formulación en geles sellantes y geles selectivos.

Geles sellantes.

Estos sistemas bloquean de forma permanente el flujo de fluidos indeseados en el medio poroso mediante el uso de silicatos que se gelifican dentro de la formación para bloquear el flujo de agua.

Geles no Sellantes

Estos sistemas reducen la capacidad de flujo de la fase indeseada mediante el uso reductores selectivos de permeabilidad como son algún tipo de polímeros, surfactantes y silicatos de diferente naturaleza química a los anteriores. Los tratamientos Modificadores de Permeabilidad Relativa RPM hacen parte de esta clasificación.

2.3.7 Características tomadas en cuenta en el diseño de sistemas gelificantes

2.3.7.1 Consistencia

Se refiere a la dureza, elasticidad y movilidad del gel. Determina la capacidad del gel para reducir el paso de fluidos a través de la formación. Usualmente, mientras más rígido, la reducción del paso de fluidos será más pronunciada. La consistencia de los geles es directamente proporcional a la concentración de polímero y entrecruzador en la solución gelificante.

2.3.7.2 Tiempo de gelificación

Señala el tiempo necesario para característica de un gel. Depende fundamentalmente de la temperatura de la formación y el pH de la solución gelificante. A medida que la temperatura aumenta, el tiempo de formación del gel se ve reducido, mientras que la relación con el pH varía de acuerdo con la naturaleza de los componentes químicos del gel.

3.3.7.3 Durabilidad.

Caracteriza la estabilidad del gel en función del tiempo, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento donde se va utilizar. Como resultado de la exposición del gel a las condiciones del yacimiento, puede ocurrir una disminución en la viscosidad del mismo o la expulsión de agua atrapada dentro de la estructura de malla del gel, Esto último se denomina sinéresis.

Para la determinación del tiempo de gelificación, la consistencia y la durabilidad del gel se realizan prueba de botellas son recipientes de vidrio, resistentes a la temperatura de trabajo, en las cuales se coloca la solución geleificante. Las pruebas se basan en observar la formación y evolución del gel en el laboratorio, por un período de tiempo que puede variar entre horas y días, dependiendo de la formulación del gel

2.3.7.4 Comportamiento en el medio poroso.

Es la evaluación de la capacidad del gel para modificar la permeabilidad a los fluidos presentes en una formación, determinando así la aplicabilidad del gel para cumplir la función deseada.

Para caracterizar el comportamiento del gel dentro del medio poroso se estima, a través de pruebas de laboratorio, el factor de resistencia residual y el efecto DPR.

Factor de resistencia residual. Este término expresa la reducción de permeabilidad del medio poroso donde se ubica el gel. Se define como la relación entre la movilidad de un fluido antes y después del tratamiento.

$$F_{rff} = \frac{\lambda_f \text{ antes}}{\lambda_f \text{ después}} = \frac{(k_f / \mu_f) \text{ antes}}{(k_f / \mu_f) \text{ después}}$$

Donde:

F_{rff} = Factor de resistencia residual de la fase f.

λ_f = Movilidad de la fase f.

k_f = Permeabilidad efectiva de la fase f.

μ_f = Viscosidad de la fase f.

Como las viscosidades de los fluidos del yacimiento no varían durante el tratamiento, entonces el F_{rff} se puede expresar en función de la permeabilidad antes y después del tratamiento, reduciéndose a:

$$F_{rff} = \frac{k_f \text{ antes}}{k_f \text{ después}}$$

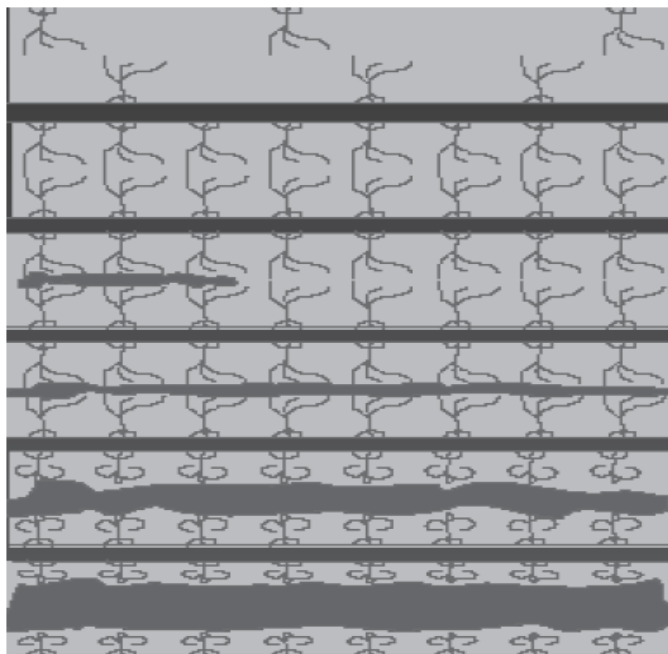
El factor de resistencia residual se determina mediante pruebas de laboratorio usando medios porosos, denominadas **pruebas de desplazamiento**. Estas consisten en medir la permeabilidad efectiva al agua y al petróleo en un núcleo a condiciones de presión y temperatura específicas (aquellas que reproduzcan mejor las condiciones del yacimiento). Las mediciones se realizan en dos etapas: la primera con el núcleo saturado con los fluidos del yacimiento (agua, crudo) y la segunda, con el núcleo saturado con solución gelificante luego de que haya alcanzado la consistencia de gel.

Utilizando éstas pruebas y por experiencias de campo, se ha encontrado que el Factor de Resistencia Residual tanto para el agua como para el crudo, tiende a disminuir a medida que aumenta la permeabilidad de la formación. Por ésta razón, es muy importante evaluar las formulaciones con éstas pruebas, para así determinar o predecir cómo será el comportamiento del gel en la formación.

2.4 Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM)

Son sistemas de polímeros de carácter hidrofílico solubles en agua. Estos polímeros una vez hidratados, producen largas cadenas que se adhieren a la roca ocupando parte del volumen poroso disponible al flujo, y debido a su carácter hidrofílico, tienden a tener mayor preferencia hacia al agua que al aceite y por tanto ejercerán sobre el flujo de agua una resistencia adicional al flujo, sin afectar, significativamente el flujo de aceite. Como se puede observar en la figura 32, en un medio de preferencia humectante al agua, una película de aceite fluye por el medio de los canales sin tener ningún tipo de contacto con la superficie mineral. Por otro lado, el agua fluye por las zonas cercanas a la pared del poro, estando en contacto permanente con el RPM que fue anteriormente adsorbido por la roca, de esta forma se asegura que el tratamiento de carácter hidrofílico ejerza una fuerza de resistencia adicional al flujo de agua a través del medio poroso sin afectar de sobremanera el patrón de flujo que el aceite ejerce desde el yacimiento hasta el fondo del pozo desde las zonas no alcanzadas por el tratamiento.

Figura 32 : Presencia de una película del Polímero en medio poroso.



Fuente : Control de agua y evaluación Experimental de Laboratorio de la Universidad cali
Colombia año 2012

Los polímeros que se usan para este tipo de soluciones incluyen polímeros de alto peso molecular como las poliacrilamidas convencionales; sin embargo, limitaciones en las condiciones de aplicación como altas temperaturas, altas tasas de flujo, alta heterogeneidad de las formaciones y poca tolerancia a ambientes salinos han llevado al uso de polímeros más resistentes a la degradación como son las poliacrilamidas catiónicas (CAT) y las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM).

Estos sistemas químicos una vez aplicados y adsorbidos por la formación llegan a incrementar la resistencia al flujo del medio hacia al agua entre 5 y 10 veces y hacia al petróleo en factores menores que 2(18). Esta modificación en la resistencia al flujo se puede caracterizar mediante la definición de un factor denominado factor de resistencia residual (RRF), el cual determina en última instancia la efectividad del tratamiento.

A diferencia de los otros tipos de soluciones mecánicas y químicas, estos tratamientos son más recomendados, efectivos y seguros a la hora de controlar la producción de agua, pues no significan un riesgo hacia el mantenimiento de la producción de aceite después de su inyección en la formación en la mayoría de los casos. Sin embargo, dependiendo del tipo de sistema químico con el cual se trabaje, cambios en pH, salinidad y diferencial de presión afectarán la durabilidad y efectividad del tratamiento.

La efectividad del tratamiento depende de qué tan grande sea la reducción desproporcionada en la permeabilidad para los fluidos en el medio (mayor reducción al agua que al aceite). Esta efectividad dependerá en parte de las propiedades de los fluidos, el tratamiento y mas específicamente de la adsorción del polímero en el medio poroso. La película del fluido que se adsorbe en la formación es aquella que ejerce la resistencia a la fase acuosa cuando esta pasa a través del poro, mientras el aceite viaja por el centro de los canales como lo es usual en medios de preferencia humectante al agua. La hipótesis que describe los fenómenos y los cambios en las características del medio debido a la presencia de una película de fluido que es adsorbida por la roca es denominada

“hipótesis del efecto de pared”.

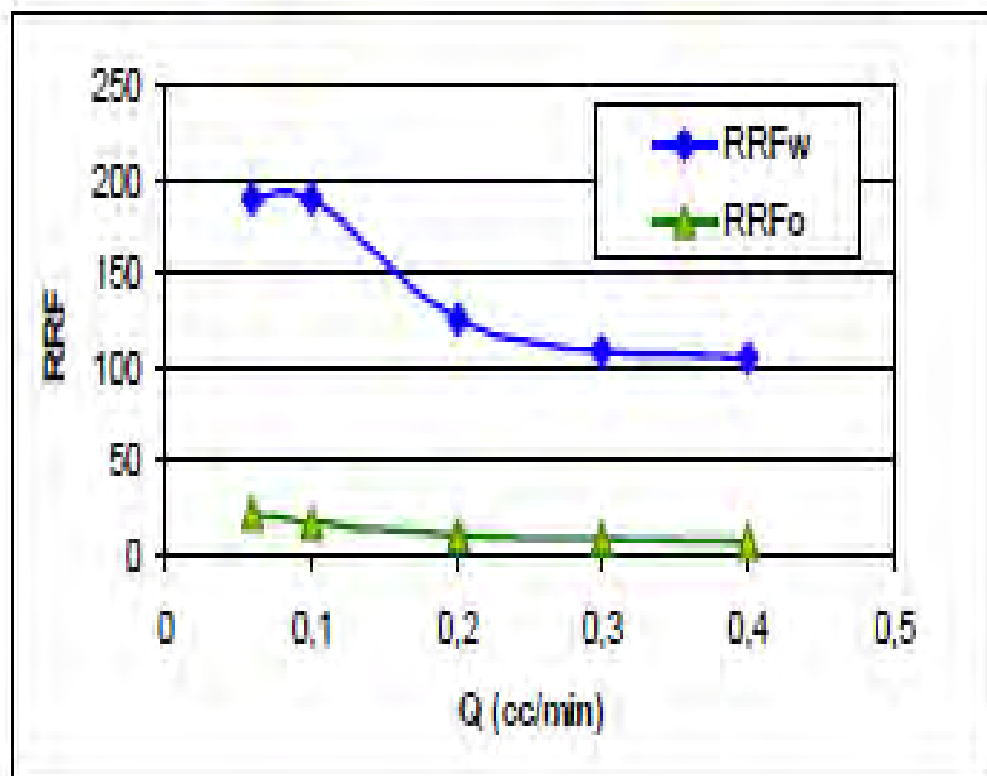
2.5 El efecto de reducción desproporcionada de la permeabilidad está descrito en la presente tesis como la propiedad de muchas soluciones poliméricas y geles de reducir la permeabilidad relativa al agua en **mayor proporción** que al petróleo y aún en mayor proporción que al gas. Esta propiedad es fundamental para el éxito de los tratamientos para el control del agua en pozos productores cuyas zonas de hidrocarburos no pueden ser aisladas. Sin embargo, la magnitud de este efecto ha sido impredecible en algunas aplicaciones. Esto se evitaría si se determinara la naturaleza del fenómeno, haciendo estos efectos más predecibles y controlados. Aunque se han descrito algunos mecanismos que justifican este fenómeno, aún no se ha determinado la razón que fundamenta el efecto de la reducción desproporcionada de la permeabilidad.

La forma de expresar el efecto RPM o efecto de reducción desproporcionada de la permeabilidad en función del factor de resistencia residual es la siguiente:

$$DPR = \frac{F_{rw}}{F_{ro}}$$

En la Figura 32, se muestra un gráfico-tipo obtenido utilizando las pruebas de desplazamiento en medio poroso. Allí se observa la diferencia entre las curvas de F_{rw} y F_{ro} , lo cual evidencia el efecto reducción de la permeabilidad relativa al agua en mayor proporción que al crudo. Además, se puede observar un descenso brusco del F_{rw} con respecto a la tasa de agua y un descenso gradual del F_{ro} con relación a la tasa de crudo. Esto permite afirmar que cuando hay mayores caídas de presión **disminuye** la capacidad de bloqueo del gel.

Figura 32 : Grafico-tipo obtenido mediante pruebas de desplazamiento en medio poroso.



Fuente : Oil Recovery Symposium held Oklahoma April 1998

Todas estas características aquí descritas están determinadas por la concentración del polímero en la solución y la cantidad de entrecruzador. Además, se ven afectadas principalmente por las propiedades del agua de preparación (pH y salinidad) y la temperatura. Esta última, tiene un efecto pronunciado en la estabilidad de los geles con un efecto indeseable, porque puede degradar la composición del gel y ocasionar la pérdida de sus propiedades.

2.6 Hipótesis del Efecto de Pared

La base de la hipótesis del efecto de pared es la interacción existente entre la solución química y la roca. Esto quiere decir que el efecto de pared depende de la adsorción del polímero por la formación. El polímero adsorbido por la formación forma una capa hidrofílica a lo largo del poro que inhibe el flujo de agua (el efecto de pared se produce cuando polímeros de alto peso molecular

son adsorbidos por la superficie mineral). La adsorción del polímero depende del número de puntos de adherencia que una macromolécula pueda tener sobre la superficie de un sólido. Por ejemplo, en algunas investigaciones se han examinado diferentes casos de poliacrilamidas con un peso molecular de 107 daltons, en donde el peso molecular del monómero es 71 daltons y con 150000 grupos laterales transportados por la cadena de polímero. Si un grupo de 1000 es atrapado por la superficie de la roca, entonces la macromolécula será adherida por 150 puntos de la misma. Esto implica que en primera instancia aun si la adherencia es débil, la cantidad total de puntos puede garantizar una fuerte adherencia a la roca y, por lo tanto, la probabilidad que todos los puntos de adherencia se rompan simultáneamente es muy baja. Esto quiere decir que la macromolécula se comporta como un pulpo que se pega a una roca. El pulpo (polímero) estará sólidamente adherido sobre la roca por numerosas copas de succión, cada una de estas es una copa de débil succión. Así, un hombre no podría despegar el pulpo de la roca al mismo tiempo debido a que la fuerza requerida es muy alta. Por tanto, la única forma de hacerlo es procediendo paso a paso, es decir, removiendo progresivamente cada tentáculo de la roca mientras se impide que se adhiera de nuevo.

La adsorción del polímero por la superficie de la roca los poros inducirá tres efectos.

- Reducción del área transversal de flujo;
- Lubricación;
- Modificación de humectabilidad.

A continuación se hace una breve descripción de cada uno de estos efectos.

2.5.1. Reducción del área transversal de flujo.

El efecto de reducción del área transversal de flujo es debido a la presencia de una capa de polímero adsorbida en la superficie de la roca cuyo espesor es considerable comparado con el tamaño del poro. Así, para una poliacrilamida de 107 daltons, la macromolécula en solución se comporta como un rollo flexible de espesor 0.4mm. De esta forma, para un arreglo de capilares rectos y

paralelos, la adsorción de la poliacrilamida en las paredes del capilar reducirá el diámetro del mismo en 0.8mm. Por tanto, una arenisca de 100md con un diámetro de poro promedio de 3mm, reducirá su tamaño de poro promedio en un 25% debido a la presencia de una capa de polímero adsorbida por el medio poroso y esto conllevará a una sustancial disminución en la permeabilidad absoluta del núcleo.

2.6.2. Efecto de Lubricación o de Deslizamiento.

El efecto de lubricación inducido por la capa de polímero adsorbido hace que el flujo de la fase no humectante (aceite en medios hidrofílicos) sea más fácil, esto gracias a que esta capa adsorbida atenúa la rugosidad de los canales de flujo y forma una película de agua que ayuda a que el aceite se deslice a través del centro de los poros. Este efecto de lubricación ayuda en gran parte a explicar el porqué el flujo de la fase no humectante a través de la muestra no se ve tan afectado después de la aplicación del tratamiento.

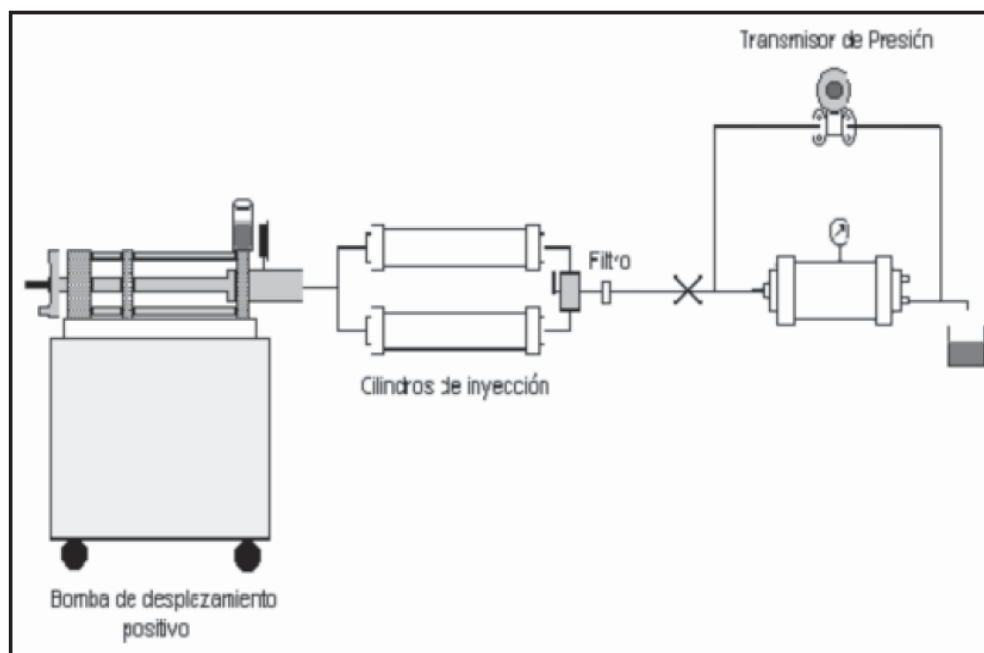
2.6.3. Modificaciones en la Humectabilidad del Medio.

La adsorción de polímeros hidrofílicos en rocas de humectabilidad fraccional ha sido indicados anteriormente y puede ser inducida gracias al cubrimiento de zonas submicrónicas preferenciales al aceite por una molécula de polímero de tamaño micrónico que se adherirá a las zonas vecinas cuya naturaleza es humectable al agua. Es por esto que un incremento en el número de zonas humectables al agua representa un incremento en la saturación de la fase humectante, un aumento en la movilidad de la fase no humectante (aceite) y una reducción en la de la humectante (agua).

2.7 Experimentación.

Las pruebas de laboratorio se realizaron en un portanúcleos en el cual se puede simular el flujo de fluidos a través de un medio poroso y también permite cuantificar las propiedades petrofísicas del medio mediante el seguimiento de la presión y los volúmenes de fluidos presentes en la muestra (Ver figura 33).

Figura 33 : Montaje Experimental.



La longitud de los núcleos fue de aproximadamente 7cm y el diámetro de 3.8cm. La salmuera utilizada como fase acuosa dentro del tratamiento fue agua de mar sintética² (NaCl 7.0463gr/ lt, CaCl₂(2H₂O) 5.869gr/lt, MgCl₂ (6H₂O) 1.3614gr/lt). La fase aceite fue tersol, debido a que no tiene resinas ni asfaltenos que puedan generar un cambio en la humectabilidad del medio poroso.

Los fluidos y el tratamiento se someten a un proceso de desaireación al vacío, con el fin de remover el aire presente en ellos antes de ser sometidos a flujo a través de la muestra.

Las condiciones de trabajo simuladas en todas las pruebas se centraron en mantener la concentración y composición del tratamiento RPM constantes⁽²⁾. Se trabajó con un mismo tipo de núcleo sintético (Berea).

Las etapas de inyección de fluidos en la prueba se describen en la tabla 7. En cada una de estas etapas se fluyen aproximadamente 30 volúmenes porosos de fluido a través de la muestra a un caudal de inyección constante hasta alcanzar la estabilización del diferencial de presión en toda la longitud de la muestra. En las etapas 3 y 7 se construyen curvas de permeabilidad relativa en la cara de producción de la muestra por el método de estado no estable JBN que esta

basado en la teoría de flujo fraccional de Buckley-Leverett. Con estas curvas se puede estimar la efectividad del tratamiento mediante el cálculo del factor de resistencia residual (RRF).

La inyección del tratamiento se realiza a una tasa baja con el fin de no alterar la distribución de fluidos conseguida antes de la aplicación del mismo y además con el fin de no exponer el polímero a altas tasas de cizalladura evitando la presencia de otro tipo de adsorción denominado “adsorción por puenteo”. El tratamiento se deja en contacto 18 horas con la roca con el fin de simular el tiempo de cierre que requiere esta operación en campo y cuyo objetivo es garantizar la adsorción del tratamiento en la formación.

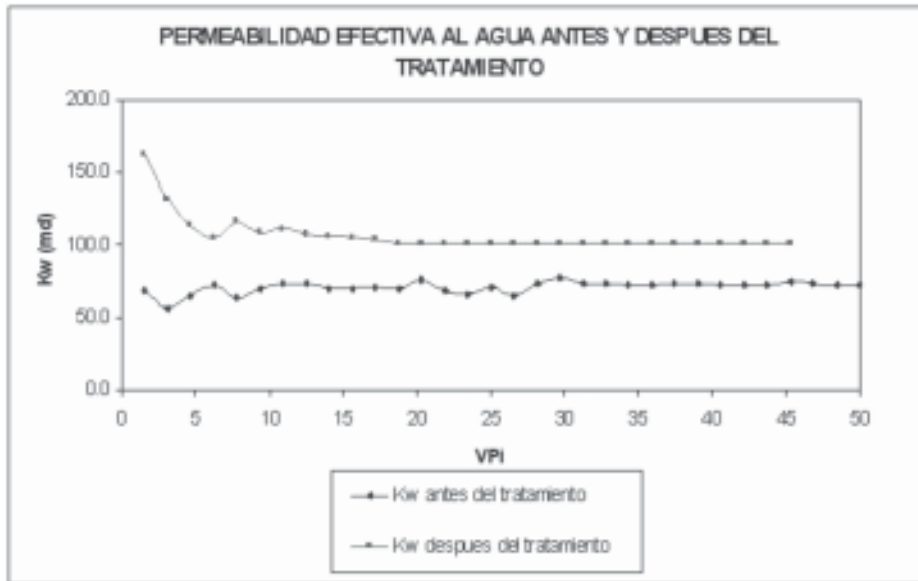
Tabla 7 : Etapas de Inyección de Fluidos.

E t a p a	P r o c e d i m i e n t o	
1	M e d i c i ó n d e K_{abs}	
2	M e d i c i ó n d e K_o	
3	M e d i c i ó n d e K_w y K_r	
4	I n y e c c i ó n d e l t r a t a m i e n t o	
	a	I n y e c c i ó n d e l R P M a u n c a u d a l b a j o
	b	T i e m p o d e r e m o j o (18 h o r a s)
5	M e d i c i ó n d e K_w	
6	M e d i c i ó n d e K_o	
7	M e d i c i ó n d e K_w y K_r	

Antes y después de la aplicación del tratamiento se cuantifica la capacidad de flujo de cada fase (aceite y agua) a través de la muestra con el fin de determinar la reducción de la misma provocada por la presencia de el tratamiento.

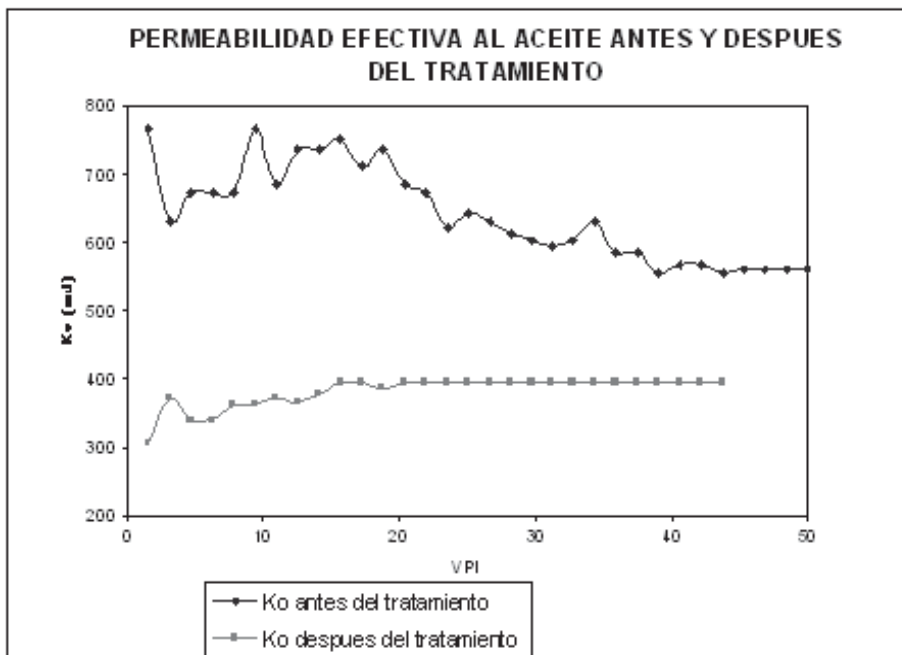
Las mediciones de saturación durante toda la prueba se realizan mediante un balance volumétrico de los efluentes recolectados y son corroboradas con la estimación de la saturación en la última etapa mediante el método de destilación/extracción de Dean Stark.

Figura 34 Kw vs Vpi (Metodología Convencional)



Fuente : Control de agua y evaluación Experimental de Laboratorio de la Universidad cali Colombia año 2012

Figura 35 : Ko vs Vpi (Metodología Convencional)



Fuente : Control de agua y evaluación Experimental de Laboratorio de la Universidad cali Colombia año 2012

2.8 Resultados.

La efectividad de los tratamientos modificadores de permeabilidad relativa evaluada en este trabajo de investigación se realice utilizando la nueva metodología de Laboratorio.

Los resultados obtenidos a partir de estas pruebas de laboratorio son comparados con los obtenidos mediante las metodologías convencionales en pruebas realizadas en los laboratorios de la Universidad Nacional de Colombia (ver tabla 8).

Para determinar la eficiencia del tratamiento se define el factor de resistencia residual a cada fase RRF (ecuación 1). Este RRF es la razón que determina la eficiencia del tratamiento, comparando la permeabilidad efectiva a la fase que se este evaluando (agua o aceite) antes de la inyección del RPM con la permeabilidad efectiva de dicha fase obtenida después de la inyección del tratamiento. Es necesario tener en cuenta que este valor de RRF debe ser calculado en un mismo punto de saturación con la ayuda de las curvas de permeabilidad relativa. con el fin de realizar estimativos reales acerca de la efectividad del tratamiento cuando iguales proporciones de fluidos se encuentran en el medio poroso antes y después de la adsorción del polímero por parte de la superficie mineral.

Las dos permeabilidades deben ser reportadas en un mismo punto de saturación. Así, un valor de $RRF > 1$ indica que la permeabilidad efectiva a la fase que se esté analizando (agua o aceite) disminuyó después de aplicar el tratamiento y un $RRF < 1$ indicará lo contrario.

$$RRF = \frac{K_{i \text{ antes}}}{K_{i \text{ después}}} \quad \text{⑧}$$

Tabla 8 : Requerimiento de eficiencia para control de agua.

Formación (núcleo)	RRF Agua	RRF aceite
Berea*	0.44	1.08
Campo*	0.71	1.42
Berea*	4.17	0.48
Berea*	3.35	0.27

Como se observa en la tabla 8, para la metodología convencional se obtienen resultados que no reflejan los objetivos para los cuales se diseñó el tratamiento viéndose claramente un aumento en la permeabilidad efectiva al agua. En cambio cuando se emplea la nueva metodología para la evaluación del tratamiento, se observa una clara disminución en la permeabilidad efectiva al agua y un ligero aumento en la permeabilidad efectiva al aceite; esto también se observa en las curvas de permeabilidad relativa construidas antes y después de la aplicación del tratamiento en las cuales se ve una clara reducción de la permeabilidad relativa al agua (Figura 37).

La nueva metodología de laboratorio permite superar los obstáculos anteriormente mencionados mediante la implementación de un procedimiento que asegura la obtención de resultados que reflejen los objetivos para los cuales fue diseñado el tratamiento, a la vez de estimar su efectividad antes de su aplicación en campo.

Para la prueba desarrollada con la nueva metodología se obtuvieron aumentos en la permeabilidad efectiva al aceite hasta de un 108.3% con un RRFO de 0.48 y para el agua se logra una disminución en la permeabilidad efectiva del 76% con un RRFO de 4.17 (Ver tabla 4), mediante la estimación de los resultados a partir de las curvas de permeabilidad relativa, pues estas permiten cuantificar la modificación de la capacidad de flujo de cada fase en un mismo punto de saturación como ya se habla mencionado.

La ganancia en saturación reportada en las figuras 36 y 37 después de la aplicación del tratamiento va acorde a lo descrito por la hipótesis del efecto de pared. Esta ganancia de saturación de agua es provocada por un aumento en

el carácter hidrofílico de la roca a partir de la adsorción del polímero por parte del medio poroso. Esto quiere decir que un aumento en el carácter hidrofílico refleja un aumento en la tendencia humectante de la superficie mineral hacia el agua, lo cual a su vez representa una disminución en la movilidad de la fase humectante y un ligero aumento en la de la no humectante tal y cual se puede ver en las curvas de permeabilidad relativa al aceite y al agua reportadas en la figura 37.

La reducción en el corte de agua reportada en la figura 38 y el aumento en el corte de aceite reportado en la figura 39, demuestra como a nivel de laboratorio estos tratamientos son efectivos después de su aplicación. Aunque esta reducción en el corte de agua obtenida a nivel de laboratorio no siempre refleja los resultados en producción después de la estimulación a nivel de campo, si entrega indicios sobre la efectividad de este tipo de tratamientos con respecto a la reducción en el flujo de agua en un proceso de imbibición forzada. Sin embargo vale la pena aclarar que estos índices de producción a nivel de laboratorio fueron obtenidos manteniendo constante la misma energía disponible para el flujo antes y después del tratamiento (caudal constante) lo cual va acorde a lo planteado por Stavland¹⁷ en su investigación.

Es por esto que la correcta implementación de esta técnica de trabajo permite hacer una evaluación preliminar de los resultados que se pueden esperar en una posterior aplicación en campo y así realizar estimativos de la efectividad y la viabilidad económica sobre la utilización de estos tratamientos.

Figura 36 : K_w vs V_{pi} (Nueva Metodología).

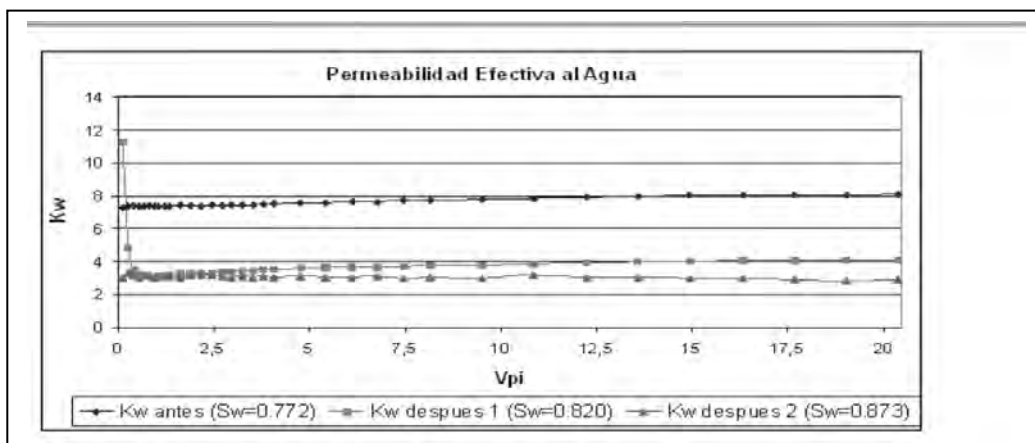


Figura 37 : Kri vs Swl

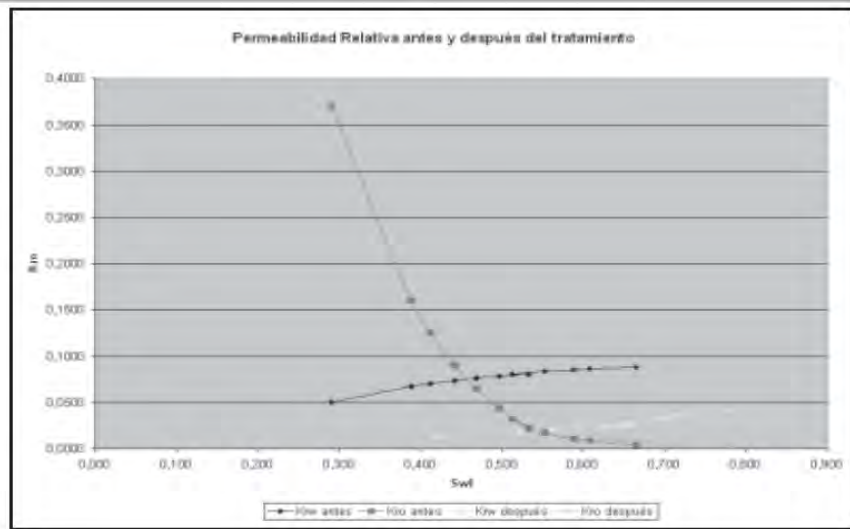
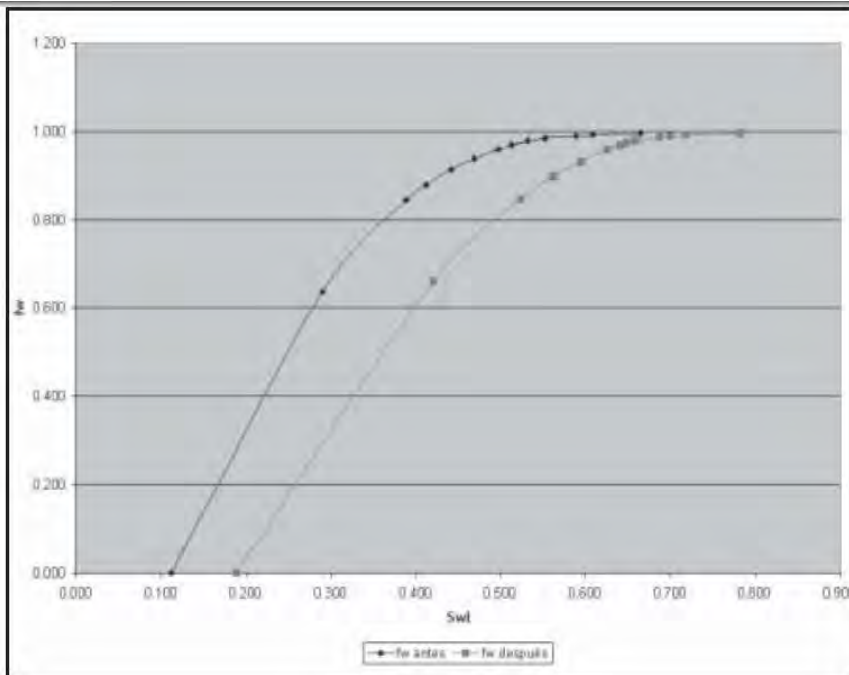


Figura 6. Kri vs Swl

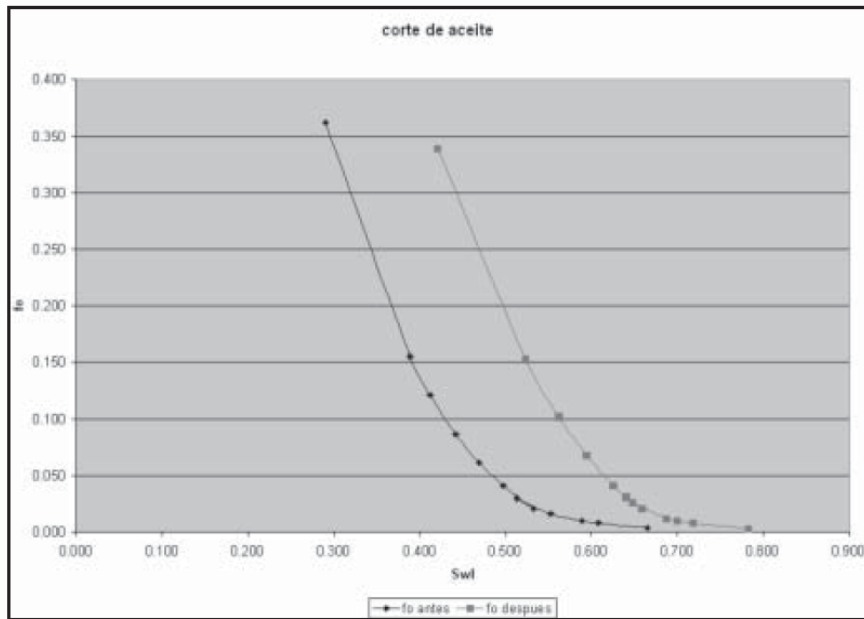
Fuente: Control de agua y evaluación Experimental de Laboratorio de la Universidad cali Colombia año 2012

Figura 38 : fw vs Swl.



Fuente : Control de agua y evaluación Experimental de Laboratorio de la Universidad cali Colombia año 2012

Figura 39 : fo vs Swl.



Fuente: Control de agua y evaluación Experimental de Laboratorio de la Universidad cali Colombia año 2012

CAPITULO III

HIPOTESIS Y VARIABLES.

Hipótesis Principal.

El uso del Gel Polimérico base a un vinil-amida ter-polímero hidrofílico reducirá la permeabilidad relativa para disminuir la producción de agua, con la finalidad de obtener mayor producción de petróleo.

Hipótesis Secundaria.

Al reducir la producción de agua en los Pozos, aumentara la producción acumulada de petróleo.

Identificación de Variables.

- Independiente: Proceso de Inyección de Gel Polimérico en el Pozo.
- Dependiente: Reducción de producción de agua saladas de los pozos.

Para medir la reducción de la producción de agua salada en los pozos, primero se realizara un diagnostico debido a la excesiva producción de agua en los pozos por lo se recopilara la siguiente información:

- Historia de producción y declinación.
- Detalles de la completación del pozo.
- Historia de reacondicionamiento del pozo.
- Estudios de geología y de yacimiento.
- Registros de perforación.
- Registros de completación.
- Registros de pozos.

Se determinara el Volumen de Gel que se aplica basado en la producción diaria del Pozo, número de cantidad de barriles por pie perforado y el radio de penetración dependiendo de las propiedades de la roca reservorio, producción del Pozo, el riego al daño y el tipo de gel a utilizar.

Con estos datos obtenidos se determinara la técnica de colocación por aislamiento mecánico o inyección dual, con un equipo de Workover se inyectara el Gel Polimérico controlando los volúmenes de Fluidos y presión del Pozo, posteriormente se dejara el Pozo a prueba para ver los resultados de producción del agua.

Matriz de Consistencia

Aspectos Generales			Aspectos Específicos		
Problema General	Objetivo General	Hipótesis General	Problemas Específicos	Objetivos Específicos	Hipótesis Específicas
<p>Alto producción de agua en los productores de petróleo, que originan gastos operativos, por tratamiento o inyección, por lo que se tendrían que cerrar por no ser rentables.</p>	<p>Reducir la producción de agua en reservorios maduros en la selva del Perú a través de la reducción de la permeabilidad relativa empleando el uso de un gel polimérico..</p>	<p>El uso del Gel Polimérico base a un vinil-amida ter-polímero hidrofílico reducirá la permeabilidad relativa para disminuir la producción de agua, con la finalidad de obtener mayor producción de petróleo</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alto producción de agua en los Pozo de petróleo, Inestabilidad en los procesos aguas debajo de planta. • Costo elevado por tratamiento de agua en superficie. El costo de tratamiento/barril de agua es 0.024 \$/bbl y costo de Inyección de 0.012 \$/bbl. Requerimientos de reproceso. • Corrosión de las líneas de producción y mantenimientos de las baterías de producción • . Impacto ambiental, elevado costo de reinyección por barril de petróleo producido. 	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar un proceso de para disminuir la permeabilidad relativa con la finalidad de reducir la producción de agua en los pozos.. • Seleccionar los pozos candidatos para el tratamientos con el gel polimérico. . • Identificar los parámetros operacionales para el tratamiento con el gel polimérico. 	<p>Al reducir la producción de agua en los Pozos, aumentara la producción de petróleo</p>

CAPITULO IV

Metodología de la investigación

4.1 Tipo de Investigación

El desarrollo de la tesis se ejecutará a través del método teórico de análisis y experimental en campo:

Para la evaluación y diagnóstico para poder identificar el problema específico se realizó de tres maneras:

- Seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control del agua.
- Determinar el problema de agua de manera que se pueda seleccionar un Método de control adecuado.
- Localizar el punto de entrada del agua en el pozo de tal manera que se pueda emplazar el tratamiento en el lugar correcto.

Para poder realizar un buen diagnóstico de la fuente del problema asociado a una excesiva producción de agua, fue necesario en primer término, recolectar la información disponible, como:

- Historia de producción y declinación.
- Detalles de la completación del pozo.
- Historia de reacondicionamiento del pozo.
- Estudios de geología y de yacimiento.
- Registros de perforación.
- Registros de completación.
- Registros de pozos.

Historia de producción: La historia de producción de un pozo nos indicó el primer indicativo de un problema de excesiva producción de agua. En algunos casos nos indicó el tipo de problema.

Detalles de la completación del pozo: La examinación de diagramas de completación nos muestran la localización de empacaduras, tapones, válvulas u otra herramienta en el fondo del pozo, que pudiera estar filtrando o funcionando mal.

Historia de reacondicionamiento del pozo: La revisión de la historia de reacondicionamientos realizados a un pozo nos releva información importante en alteraciones en su configuración inicial y fue útil en la identificación de posibles fuentes de una producción indeseada de agua salada.

Estudios de geología y de yacimientos: Los estudios geológicos pueden identificar capas de alta permeabilidad y sistemas de fracturas naturales. Los estudios de yacimiento pueden predecir tendencias del agotamiento del yacimiento que podrían ocasionar problemas de producción indeseada.

Registros de perforación : Las zonas de pérdida de circulación altamente claras en los registros de perforación pueden ser canales de alta permeabilidad. La integridad del cemento puede ser cuestionable sobre intervalos abandonados encontrados en registros de perforación.

Registros de completación: Los registros de completación pueden indicar donde difieren los resultados de cementación con lo planeado, por ejemplo: diferencias en los toques de cemento, además pueden mostrar donde los trabajos de estimulación fueron realizados fuera de zona, posiblemente creando comunicación con fluidos indeseados (agua), o donde la presión de bombeo pudo haber alcanzado niveles que podrían haber deteriorado la cementación y/o los equipos de fondo.

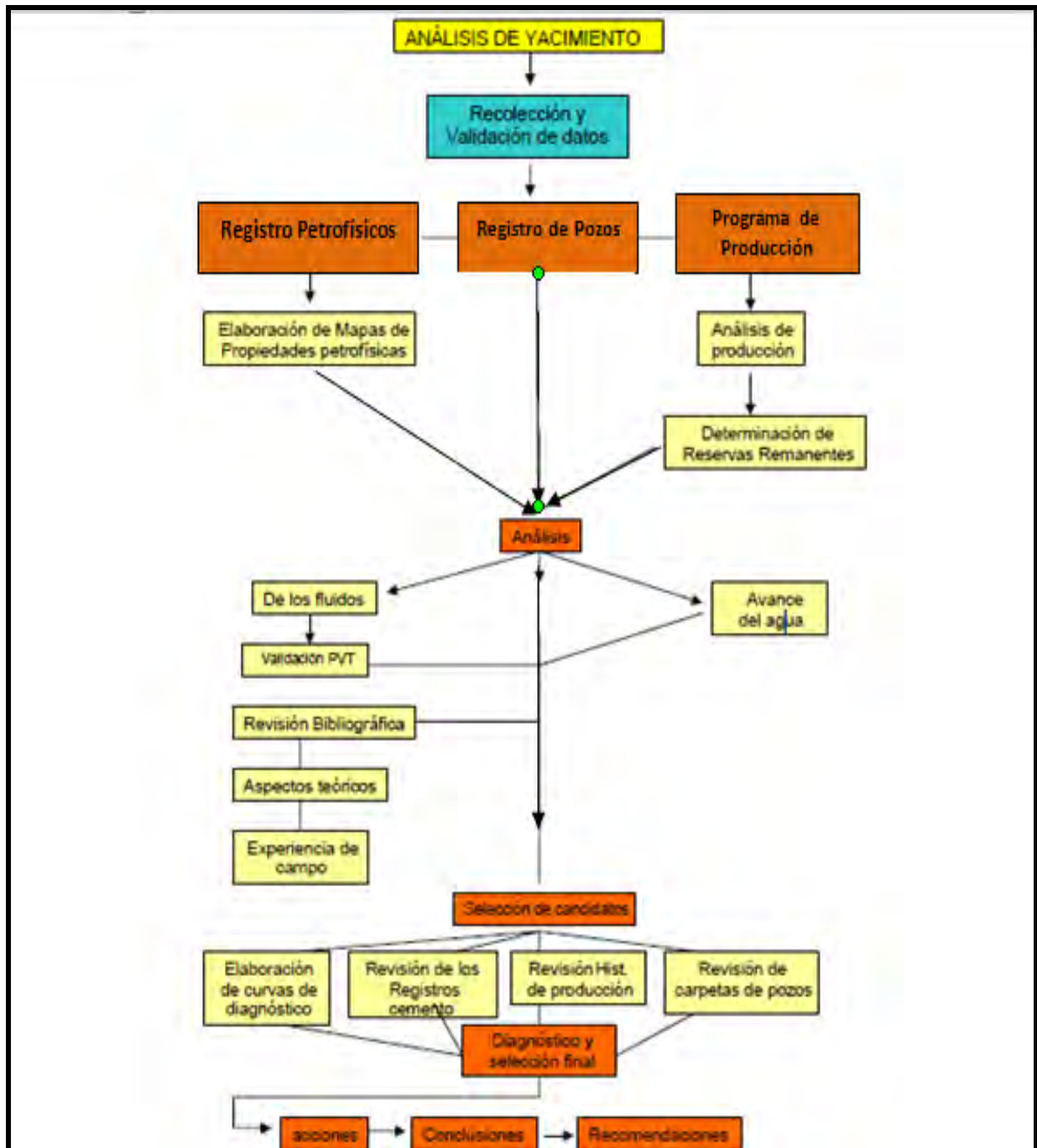
Registros de pozos: Los registros a hoyo abierto estiman la permeabilidad, información mecánica de la roca, correlación geológica, direcciones y ángulos del buzamiento en la formación y estiman saturaciones de fluidos que sirven como base para monitoreo de agotamiento del yacimiento. Los registros de pozo a hoyo entubado, son usados para evaluar la efectividad de varias operaciones de completación (por ejemplo cementación y estimulación), evaluar integridad del revestidor y diagnóstico de problemas de producción, como los registros de cementación (Perfil CBL/VDL) y Registro ultrasónico Pruebas de pozo: Las pruebas de pozos proveen información de las propiedades del yacimiento, tales como permeabilidad horizontal y vertical. También pueden revelar la presencia de heterogeneidades y verificar la comunicación entre pozos.

En segundo término se tiene que realizar un análisis de la data disponible para obtener un buen diagnóstico de la fuente del problema.

Tipos de polímeros usados en la formación de geles Debido a que las características del gel dependen mucho de la naturaleza química de los componentes y de las condiciones en la que será inyectado, se han llevado a cabo numerosos desarrollos con formulaciones químicas muy variadas, en la búsqueda de obtener geles estables y de buena calidad, flexibles en cuanto a lograr varios tiempos de gelificación, de fácil manejo y costos razonables.

Los dos tipos de polímeros más comúnmente utilizados son: las poliacrilamidas y los biopolímeros o polisacáridos. Dentro de los agentes entrecruzantes se encuentran los inorgánicos, basados en sales de complejos de metales como el Cr^{+3} y el Al^{+3} . El sistema inicialmente utilizado fue a base de bicromato (Cromo VI) [14], pero debido al carácter carcinogénico del Cromo VI, este sistema ha sido actualmente sustituido por complejos de Cromo III como el acetato y el propionato de Cromo y entre los orgánicos más comúnmente usados son los geles de fenol-formaldehído.

Figura 40 : Esquema de la investigación.



Fuente: Propia, de desarrollo de la Tesis.

4.2 Casos históricos

Con la finalidad de aplicar esta tecnología a los campos operados por Pluspetrol Norte, inicialmente se revisaron casos históricos (Fig 2). Los resultados recolectados mostraron que en el 70% de los casos se logro reducir la producción de agua con una mínima reducción de hidrocarburos. Este producto ha sido utilizado en reservorios con temperaturas tan altas como 325°F, permeabilidades superiores a 1.5 Darcy y altas concentraciones de cationes divalentes. En nuestro caso se dan las tres condiciones, alta temperatura, alta permeabilidad y alta concentración de cationes divalentes, por lo que el reto para su aplicación fue mayor.

Tabla 9.- Casos históricos trabajos de control de agua aplicando RPMs.

PAIS	COMPAÑIA	TEMP (°F)	K (md)	Por (%)	Fluido	Prof (ft)	ANTES				DESPUES			
							BOPD	BWPD	GAS	BSW	BOPD	BWPD	GAS	BSW
USA	Ocean Energy	125	150		oil	4370	61	961		0.94	90	920		0.91
INDONESIA	Caltex	203	700	30	oil	3150	49	935		0.95	256	728		0.74
NIGERIA	Shell	150	643		oil	7496	305	2041		0.87	567	1523		0.73
ECUADOR	Petroproduccion	206	30	18	oil	9700	333	999		0.75	439	933		0.68
INDONESIA	Caltex	200	940	20	oil	3960	66	1095		0.94	436	372		0.46
NIGERIA	Shell	173	429	25.3	oil	5929	100	797		0.89	108	277		0.72
INDONESIA	CNOOC	145	933	29	oil	4990	478	15934		0.97	333	12459		0.97
INDONESIA	CNOOC	183			oil	3996	442	11039		0.96	477	12433		0.96
INDONESIA	CNOOC	190	4823	30	oil	5325	452	11491		0.96	322	10313		0.97
INDONESIA	CNOOC	191	758	29.4	oil	5256	479	11976		0.96	286	11049		0.97
CANADA	BP Canada	86	20		gas	2419		14	256	1		1	380	
INDONESIA	CNOOC	173	429	25.3	oil	2419	166	8301		0.98	146	5304		0.97
USA	BP USA	140	2		gas		4	325	5	0.99	10	164	13	0.94
SUMATRA		200		20	oil		227	5445		0.96	252	4526		0.95
SUMATRA		206		21	oil		267	13091		0.98	171	11009		0.98
SUMATRA		202		19.5	oil		115	3702		0.97	143	3242		0.96
SUMATRA					oil		186	6018		0.97	107	5009		0.98
ECUADOR	OXY	215	600	16	oil	10372	192	2729		0.93	200	1814		0.9
ECUADOR	Repsol	195	2000	22	oil		465	15527		0.97	195	6300		0.97
USA	BridgeMark	324			oil		45	2170	100	0.98	52	1700	110	0.97
USA	BP	190	100		gas		72	1092	179	0.94	200	1100	1600	0.85
INDONESIA	Caltex	206			oil		28	2804		0.99	123	757		0.86
INDONESIA	Caltex	300			oil		20	1200		0.98	38	750		0.95
INDONESIA	Caltex	194			oil		1	1608		1	60	300		0.83
USA	Mayne and Mertz				gas		27	1325	41	0.98	35	1123	92	0.97
BRASIL	Petrobras	147	652	20	oil	8036	97.5	504			112.6	383		
ECUADOR		196	30		oil		195	1170			440	931		
MEXICO					oil		72	1092	84		240	1647	1934	

Fuente : Boletín técnico Control de agua SLB 2009.

Para la aplicación del RPM es esencial tener un conocimiento básico de las características de los reservorios, un diagnóstico adecuado de la producción de agua y que el tratamiento a realizar sea capaz de justificar la inversión.

4.3 Consideraciones que se tomaron en cuenta para la selección de los candidatos son nombrados a continuación:

a) Diagnóstico de la fuente de agua: En general, los mecanismos del flujo de agua son dos: radial y lineal. El flujo detrás del casing, en canales, o a través de

fracturas naturales o inducidas; es asociado a flujo lineal y el flujo radial se da en la matriz de la formación. La efectividad del mecanismo

de trabajo del RPM esta limitada a pozos en los cuales la producción de agua es a través de la matriz

de la formación (flujo radial) y quizás en micro fracturas, pero no en fracturas (espacios vacíos). Un diagnóstico de este tipo se puede hacer, hasta cierto nivel, con información disponible; y en casos mas complicados será necesaria una inversión adicional para obtener información específica.

b) Heterogeneidad: Una heterogeneidad vertical (en permeabilidad o saturación de agua) es un factor positivo. Es recomendable tener capas con mayor saturación de agua y otras con menor. Un contraste en la permeabilidad de las capas permitirá que el RPM penetre más profundamente en las capas de alta permeabilidad (generalmente con mayor saturación de agua) y menos profundamente a aquellas de baja permeabilidad (generalmente con mayor saturación de petróleo).

c) Flujo cruzado: Cuando existe flujo cruzado entre las capas, el agua puede rápidamente by pasear el tratamiento colocado y por lo tanto retornar al flujo original antes del tratamiento. En general los reservorios que presentan multicapas en donde la entrada de agua es por canalización son mejores

Candidatos que los que presentan conificación.

d) Producción: El tratamiento reduce el índice de productividad del pozo, por lo tanto, para mantener la producción del pozo se requiere someter al reservorio a un mayor drawdown.

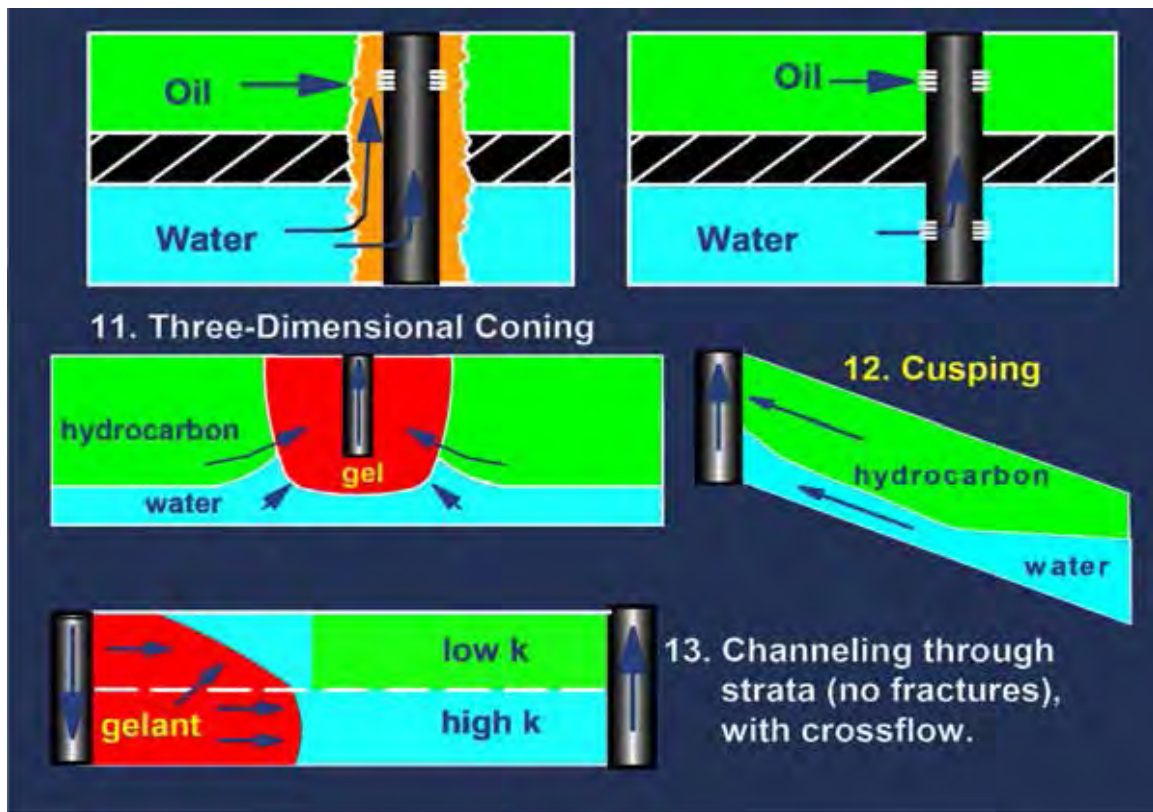
e) Aspectos técnicos: El RPM debe soportar las condiciones del reservorio por períodos largos, por lo que se requiere una estabilidad termal.

f) Aspectos económicos: Los tratamientos de control de agua son considerados operaciones de Workover. La realización del tratamiento se basa en la

comparación de costos vs. tiempo de retorno esperado. Es muy importante evaluar ambos aspectos desde el principio del proyecto. Un pozo candidato debe tener el potencial de disminuir en forma significativa la producción de agua, como para

cubrir el costo del tratamiento y obtener una ganancia significativa. En muchos casos el objetivo es lograr un ligero incremento en la producción de petróleo, a veces el operador puede tolerar alguna pérdida de la producción de crudo, siempre y cuando la reducción en la producción de agua sea más que significativa para compensar este hecho.

Fig 41: Fuentes más comunes de incremento del corte de agua.



Fuente : Ingepet 2010 – Pluspetrol Norte, Control de agua en Corrientes.

4.4 Selección de pozos a ser tratados con geles RPM

A través de distintos ensayos de laboratorio realizados por investigadores, se ha llegado a la conclusión que usualmente, los mejores candidatos para ser seleccionados a un tratamiento con geles RPM son:

- Pozos que se encuentren en yacimientos estratificados, con una o más capas que se encuentren todavía saturadas de hidrocarburos.
- Si el agua es móvil en todos los estratos productores, los beneficios de un tratamiento pueden ser limitados, debido a que el tratamiento puede causar reducciones significativas en la presión de fondo.
- En formaciones de alta permeabilidad ($K > 2000$ mD), puede ser difícil alcanzar grandes reducciones de permeabilidad simplemente por adsorción del polímero.

4.5 Diseño de un tratamiento con geles

Una vez determinado con exactitud cual es el problema que origina la alta producción de agua, se procede a la elaboración del diseño del tratamiento.

Este diseño involucra tres aspectos:

- La formulación del gel.
- El volumen a inyectar.
- La técnica de colocación del sistema.

Esta debe seleccionarse de acuerdo a dos aspectos principales:

- Tipo de problema.
- Condiciones del pozo.

Para seleccionar la formulación de acuerdo al problema, lo primero que hay que establecer es si la zona objetivo puede aislarse de la zona productora, ya que si esto es posible, se utiliza un sistema totalmente bloqueante, pero si no es posible aislar la zona, se debe inyectar una formulación con características DPR.

El sistema puede ser diseñado con baja viscosidad inicial para asegurar la penetración en la zona de agua, con la mínima penetración en la zona de petróleo; con alta viscosidad inicial si es una fractura; con alta fuerza de gel si es para corregir un problema no matricial y con baja fuerza de gel si se penetra en profundidad en la matriz porosa.

En cuanto a las condiciones del pozo se debe seleccionar la formulación que tenga el tiempo de gelificación adecuado a la temperatura del pozo, según el volumen a inyectar y la tasa de inyección a utilizar y debe ser estable por largos tiempos a la temperatura del yacimiento.

El efecto de la salinidad del agua también debe evaluarse, ya que debido a la Naturaleza química de los polímeros utilizados para formar geles, la salinidad influye con frecuencia tanto en el tiempo de gelificación como en la fuerza de gel, por lo tanto, una selección adecuada de la formulación debe considerar este parámetro.

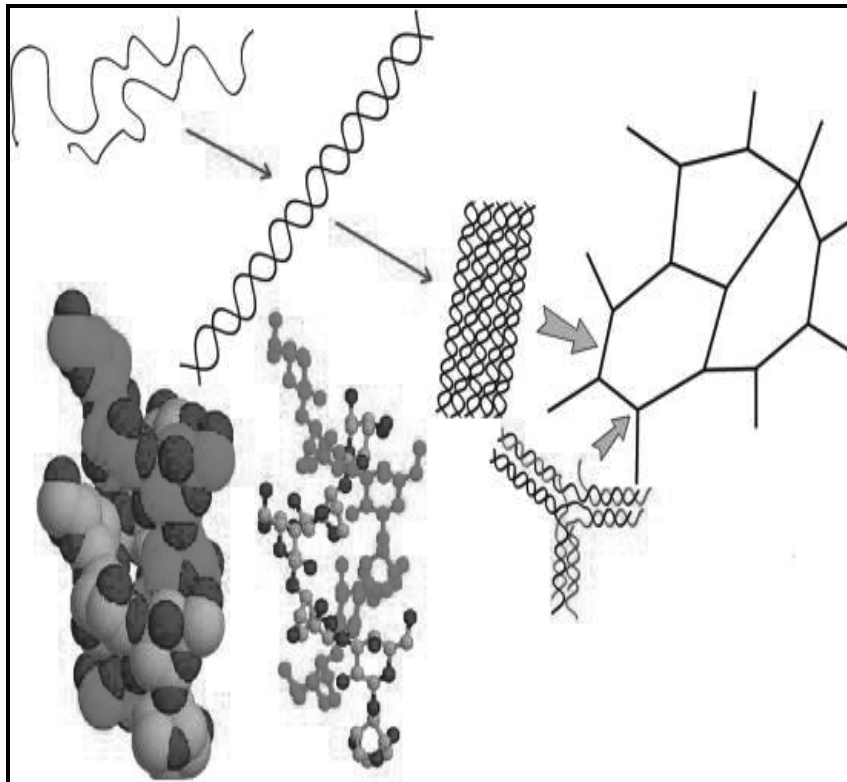
4.6 Formación del Gel.

En un proceso de gelificación de una solución polimérica, las moléculas de polímeros son entrecruzadas en una estructura de gel a través del uso de un agente químico como un catión trivalente (Cr^{+++} o Al^{+++}) o un agente orgánico. En este proceso se forman redes tridimensionales de fase continua sólida y fase dispersa líquida. Es decir, son una mezcla de polímero de alto peso molecular soluble en agua, un agente entrecruzador y Agua. Un gel típico contiene

alrededor de 0,5% de polímero, 0,01% de entrecruzador y 99,49% de agua .

En un tratamiento de gel, la formación de éste normalmente se lleva a cabo dentro del yacimiento. En superficie es preparada e inyectada la solución polimérica, luego, es inyectado el entrecruzador y ya en el yacimiento, se genera la reacción que dará lugar a la formación del gel. Un esquema representativo del proceso ocurrido en la formación de un gel se muestra en la figura 42.

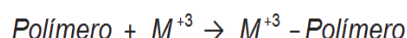
Figura 42 : Esquema de la formación del Gel.



Fuente . Stahl and D. N. Schulz, Water-soluble polymers for petroleum recovery, Plenum Publishing Corporation.

Resumiendo, la formación del gel se puede explicar de la siguiente manera: inicialmente se cuenta con cadenas poliméricas protegidas de moléculas de agua, las cuales solvatan sus grupos funcionales y se unen por puentes de hidrógeno a los grupos hidroxilos. Entonces, la envoltura de agua impide que

los segmentos de las cadenas se toquen. Al inyectar el entrecruzador, se reducen las cadenas de hidratación que separa a las cadenas poliméricas, las cadenas contiguas tienden a atraerse mutuamente por fuerzas de Van der Waals y las moléculas se unen gradualmente para formar cadenas cortas y filamentosas. Por tanto, en un proceso dinámico, las cadenas poliméricas se entrecruzan y entrelazan, de modo que la viscosidad del sistema aumenta, llegando a un estado semisólido, semirrígido y gelatinoso 6.



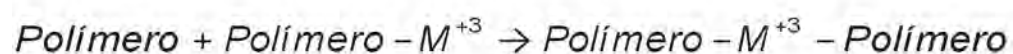
En el caso de las reacciones con entrecruzadores metálicos, las más comunes en la industria del petróleo, en el proceso de formación del gel ocurren reacciones tipo redox (reducción-oxidación). Éstas pueden ser divididas en tres etapas básicas: producción del entrecruzador activo, unión del entrecruzador activo al polímero y entrecruzamiento de dos segmentos de polímero.

En la primera etapa, por medio de una reacción redox (transferencia de electrones) se modifica la estructura electrónica del entrecruzador con el objetivo de activarlo. Para ello, en el sistema debe haber un elemento que ceda electrones (agente reductor) y otro que los acepte agente oxidante). Por esta razón, cuando se utilizan este tipo de entrecruzadores el sistema se amplía a polímero/entrecruzador/agente reductor.

Los metales en el agente entrecruzador tiene una valencia de +6, lo que los hace inactivos; el agente reductor reacciona con la solución de entrecruzador cediendo tres electrones al metal, quedando éste convertido en un ion metálico +3. De esta forma el agente reductor se convierte en un elemento oxidado y el metal en un elemento reductor con una configuración electrónica activa para formar enlaces.

La segunda etapa corresponde a la unión del agente entrecruzador y el polímero por medio de enlaces iónicos. Los polímeros tienen zonas electrónicamente negativas que corresponden a grupos funcionales como los carboxilatos (presentes tanto en las poliacrilamidas parcialmente hidrolizada como muchos Biopolímeros) y ya que después de la reacción redox los iones metálicos quedaron cargados positivamente, el enlace entre estas dos partes se hace inevitable.

El mecanismo químico exacto de la tercera etapa en la que el ion metálico entrecruza dos moléculas de polímero, no se conoce con exactitud. Sin embargo, se ha encontrado que los esfuerzos de cizalla sobre la solución incrementan la tasa de gelación en esta etapa, lo que indica que un proceso de

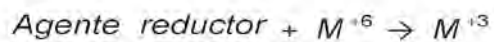


difusión controlada se encuentra asociado. Además, dada la no polaridad de los polímeros, es posible que las cadenas poliméricas sean atraídas entre sí por fuerzas de Van der Waals hasta formar una red tridimensional que corresponde al gel Poliacrilamida/citrato de aluminio/ agente reductor. Este sistema requiere de una solución de poliacrilamida parcialmente hidrolizada, citrato de aluminio y agua. Los iones citrato protegen al Al(III) de la hidrólisis que produciría una precipitación de hidróxido de aluminio, haciendo no disponibles los iones metálicos para entrecruzarse con la poliacrilamida. Una aplicación diferente puede hacerse a este sistema involucrando dos tipos de poliacrilamida: poliacrilamida catódica y anódica. Primero, la poliacrilamida catódica es inyectada para ser adsorbida por el medio poroso. Después, se inyecta un bache de poliacrilamida anódica la cual sufre una adsorción adicional. A continuación, se inyecta el bache de citrato de aluminio, en éste el Al(III) formado a partir de la reacción redox con el agente reductor, reacciona con el polímero retenido para formar la primera etapa del proceso de entrecruzamiento. Finalmente, se inyecta poliacrilamida aniónica que reacciona con el entrecruzador y el anterior polímero

retenido, formando el gel.

Poliacrilamida/dicromato de sodio/agente reductor.

El dicromato de sodio por acción del agente reductor es convertido en Cr(III). Sin embargo, ya que el Cr(VI) presente en el dicromato de sodio es cancerígeno, el sistema poliacrilamida/dicromato/agente reductor ha comenzado a ser menos atractivo, y los recientes esfuerzos de búsquedas fueron orientados a desarrollar Cr(III) basados en agentes entrecruzadores menos tóxicos.



El acetato, malonato, y propinato protegen la alta actividad de la especie Cr(III) formando un enlace covalente coordinado entre el Cr(III) y el carboxilo presente en estos compuestos, de esta forma se proporciona un retraso en la formación del gel.

Propiedades determinantes del Reservorio.

La inyección de geles se puede ver afectada por factores propios del proceso, de los fluidos o de la roca. Por ello, es importante establecer eficazmente la zona de aplicación, el químico a inyectar y las condiciones del proceso, entre otras propiedades que se convierten en determinantes en el proceso de inyección de geles.

Propiedades de yacimiento dentro de las características del yacimiento que son importantes al momento de implementar un proceso de inyección de geles se encuentran las siguientes :

Heterogeneidad. Una formación se considera heterogénea si sus propiedades características son diversas entre ellas. Para el caso de la inyección de geles, la variación de permeabilidad, en especial en dirección vertical, genera problemas operacionales en procesos de recobro de hidrocarburos como la

inyección de agua. Esto se debe a la distribución desbalanceada de los fluidos inyectados en la formación, ya que tienden a desplazarse por los estratos que presentan mejores propiedades petrofísicas, en especial altas permeabilidades. Entonces, la variación de la permeabilidad vertical es una propiedad determinante y es la causante de una posible implementación de procesos de inyección de geles, realizado con el objetivo de modificar los caminos de flujo de fluidos inyectados.

Continuidad del yacimiento.

Los procesos de inyección de geles son realizados con el objetivo de realizar modificaciones a la permeabilidad en sitios específicos del yacimiento, para posteriormente, continuar la inyección de agua o implementar un proceso de recobro adicional. Por tanto, garantizar que la zona tratada tenga buenas características para procesos de desplazamiento, es básico al momento de evaluar una posible inyección de geles. Esto debe ser realizado por medio de un análisis de las condiciones geológicas y estratigráficas

Reservas remanentes de Petróleo.

Es necesario estimar la cantidad de petróleo que se encuentra en el yacimiento al momento de iniciar la implementación de un proceso de inyección de químicos, como los geles. Las razones son netamente económicas y de perspectivas de la aplicación. En el caso de contar con una cantidad de aceite móvil despreciable, no importa cuán exitoso sea el tratamiento, no se conseguirá recuperar una cantidad de aceite representativa y el proyecto no será viable. Por tanto, establecer este valor de forma correcta es la base de la evaluación técnico-económica y principalmente, de la proyección de sus resultados.

Luego de revisar aquellas propiedades que afectan directamente la aplicación de un proceso de inyección de geles, es importante analizar el tratamiento para este proceso. El criterio de selección, o tratamiento, ha sido

propuesto para todos los métodos de recuperación de petróleo. Esto se ha realizado con datos de proyectos implementados anteriormente alrededor del mundo, examinando esta información y seleccionando las mejores características del sistema roca-fluido, para de esta forma permitir la escogencia del mejor método de recuperación para un determinado campo A continuación, en la tabla 9, se presenta el tratamiento para un proceso de inyección de geles.

Tabla 10. Características de reservorio para la inyección de geles .

PROPIEDAD	RANGO DE VIABILIDAD
Gravedad API	> 18 °API
Viscosidad del crudo	< 200 cP
Saturación de aceite	> 10% de aceite móvil
Permeabilidad	> 20 mD
Profundidad	< 8000 ft
Temperatura	< 220 °F
Tipo de formación	Arenisca/Carbonato.

Fuente : 9 PDVSA-Intevep. Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera. 1999.

Como se observan en la tabla las propiedades que se consideran importantes para verificar la posible aplicación de un proceso de inyección de geles son: la gravedad API y la viscosidad del crudo, determinantes al permitir establecer la relación de movilidades que causa ineficiencias en la inyección de agua y demás procesos de desplazamiento. La permeabilidad, tipo de formación, temperatura y profundidad, están directamente relacionadas con la facilidad de inyección de

productos químicos, su estabilidad y buen funcionamiento. Finalmente, el más importante de todos, la saturación de aceite actual, esta es la base del establecimiento de la viabilidad técnico-económica del proyecto, ya que debe existir la garantía de una cantidad considerable de fluidos producibles.

4.7 Volumen aplicar en el tratamiento.

Aún no se ha definido un criterio uniforme para definir el volumen a inyectar en un Tratamiento con geles. Se ha señalado que la experiencia de campo puede dictar la pauta, no obstante, una buena alternativa es tomar en consideración la posibilidad de cambiar el volumen durante la operación, de acuerdo a la respuesta de presión de inyección del tratamiento. Si el pozo recibe el fluido sin cambiar la Presión e incluso disminuir, puede ser indicativo de que un canal preferencial se ha llenado y por lo tanto el volumen no fue suficiente, mientras que un resultado Contrario puede indicar que el canal se ha llenado completamente llevando esto a Decidir que se detenga la inyección del tratamiento.

Por otro lado existen otras tres maneras de estimar la cantidad de gel que será inyectado en un tratamiento:

- Basado en la producción diaria del pozo: algunos operadores proponen tratar a los pozos con un volumen que varíe entre la mitad y la totalidad de la producción bruta del pozo, dependiendo de la concentración a utilizar.
- Basado en un número determinado de barriles por pie perforado: consiste en seleccionar un número determinado de barriles que varía entre 50 y 200 barriles de solución gelificante por cada pie perforado. Esta selección depende de la productividad del pozo, es decir, a mayor productividad (mayor tasa bruta), mayor cantidad de barriles por pie.

- Basado en un radio de penetración: el radio de penetración seleccionado puede variar de 10 a 25 pies, dependiendo de las propiedades de la roca, la productividad del pozo, el riesgo de daño y el tipo de gel a utilizar.

El volumen es obtenido de la siguiente manera:

$$V_{sg} = 0.56 * h_p * \phi * r_p^2 * S_w \dots \text{Ecuación 5.3}$$

Donde:

V_{sg} : volumen de solución gelficante, barriles.

0.56 : factor de conversión de pies cúbicos a barriles multiplicado por Π .

h_p : espesor de la arena neta petrolífera, pies.

ϕ : porosidad, fracción.

r_p : radio de penetración del gel, pies.

S_w : saturación de agua en los alrededores del pozo, fracción.

Por otro lado los autores afirman que lo que realmente determina el volumen del tratamiento, es el comportamiento del pozo al momento de inyectar el tratamiento, por lo que es recomendable ir registrando la presión a medida que se va realizando la inyección del gel.

4.8 Técnicas de colocación

Generalmente, la colocación de tratamientos en pozos productores es basada en la idea de que un fluido acuoso entrará a la formación a través de la misma área en la que un fluido acuoso está siendo producido. Por ejemplo, una vez el agua producida ha irrumpido, la razón de movilidades de la solución acuosa en el estrato en el cual se encuentra el agua, es mucho más favorable que la razón de movilidad de la solución acuosa en el estrato en el que se encuentra el petróleo.

Como resultado, a razonables presiones y tasas, el tratamiento debería preferencialmente entrar en la porción productora de agua.

Las diferentes técnicas de colocación son:

- Por cabezal de pozo.
- Aislamiento Mecánico.
- Inyección dual.

4.8.1 Por cabezal de pozo (Bullheading)

Es la técnica de colocación más simple y económica, en la cual los operadores inyectan el tratamiento sin aislamiento de la zona a tratar.

Esta técnica puede ser usada efectivamente para entrar a zonas que tomarán 100% de fluidos o para entrar dentro de perforaciones donde un decrecimiento de la permeabilidad es necesario.

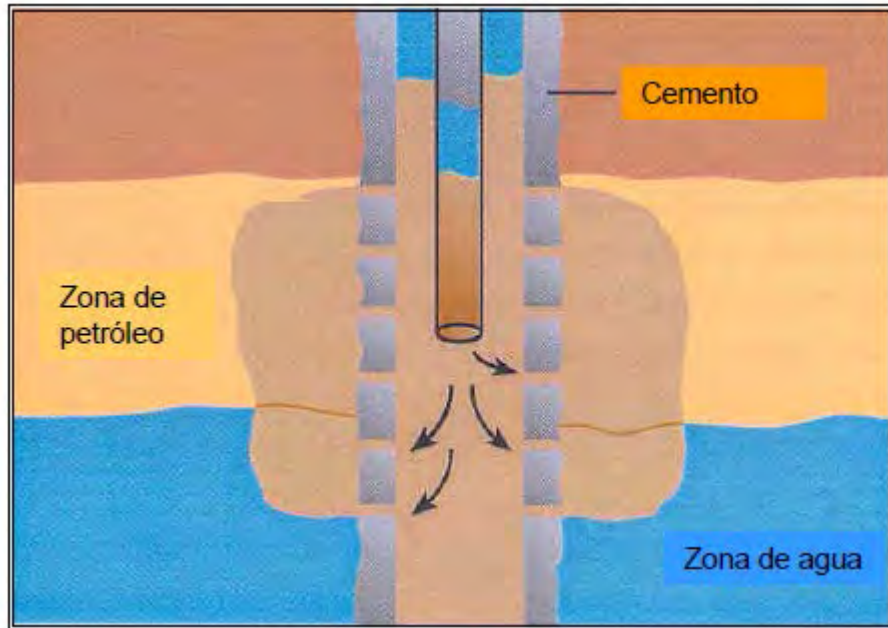
A través de esta técnica se podría sellar no sólo la zona de agua sino también la de petróleo, debido a que se realiza sin aislamiento de zonas. En la figura 41 se muestra un tratamiento por cabezal de pozo que ha sellado ambas zonas.

Este tipo de técnica puede ser utilizada cuando se coloca un gel con efecto DPR, y entre las ventajas y desventajas se encuentran:

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Es el más económico y operacionalmente más simple.• Funciona bien en formaciones fracturadas (flujo lineal).	<ul style="list-style-type: none">• Es más riesgoso en formaciones con estratos de alta conductividad.• No se tiene control sobre donde se está inyectando el gel.

Fuente : Propia de elaboración de la Tesis.

Figura 43 : Colocación del gel mediante la técnica Cabezal de Pozo



Fuente : Propia del desarrollo de la Tesis.

Para diseñar un efectivo procedimiento de colocación y respuesta del tratamiento, se deben considerar muy cuidadosamente las condiciones del pozo y las características del yacimiento. Especialmente se deben analizar los perfiles de inyectividad y ejecutar un análisis multitasa para determinar las variaciones en las presiones y tasas de inyección.

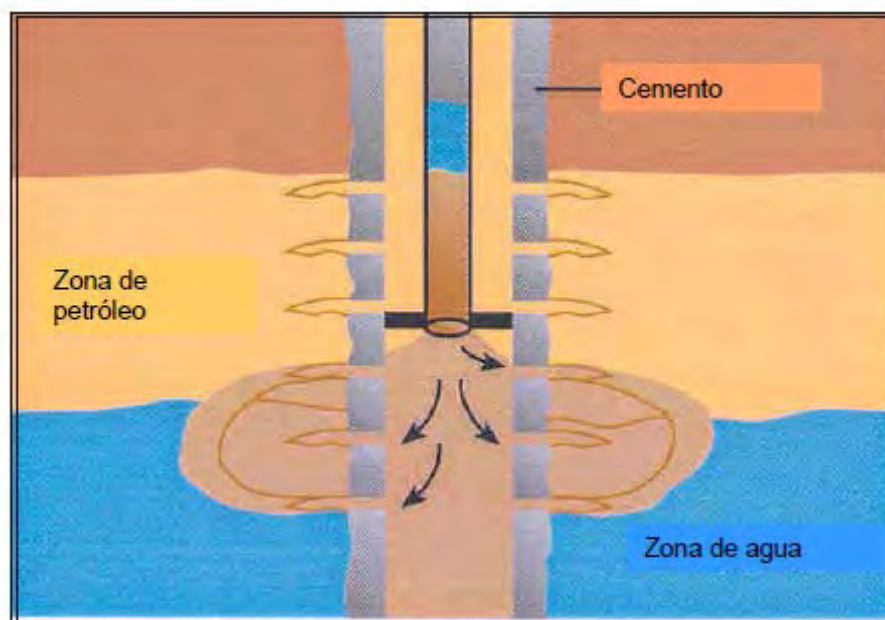
4.8.2 Aislamiento Mecánico

Para tener más control de la colocación del tratamiento, se pueden usar empaaduras mecánicas, tapones puente o empaaduras para zonas selectivas

para aislar perforaciones o una porción de una completación a hueco abierto dentro de la cual un tratamiento debe ser colocado (ver figura 42).

Este método ofrece mayor protección a las perforaciones en las arenas adyacentes de ser selladas. Sin embargo, si no existe un sello lutítico efectivo podría ocurrir invasión del gel inyectado en las arenas productoras suprayacentes, por lo cual el tratamiento será más exitoso en formaciones con relaciones K_v/K_h menores.

Figura 44 : Colocación del gel mediante la técnica Aislamiento Mecánico



Fuente : Propia del desarrollo de la Tesis.

De igual manera, es de suma importancia para el éxito de un tratamiento colocado con aislamiento mecánico, que exista buena calidad de sello entre la tubería y la formación, eliminando así la posibilidad de comunicación entre la zona ofensiva y la no ofensiva a través de canales por detrás del revestidor.

Entre las ventajas y desventajas se encuentran:

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Es aplicable en formaciones con Capas no comunicadas. • Puede ser usado a bajas Kh/KL si Kv/Kh es pequeño. • Puede ser usado a moderadas Kv/Kh si hay grandes Kh/KL 	<ul style="list-style-type: none"> • Es operacionalmente más complicado. • Requiere buen estado del cemento. • Las herramientas deben ser recuperadas. • Difícil de aplicar en pozos a hoyo abierto.

Fuente : Propia del desarrollo de la Tesis.

4.8.3 Inyección Dual

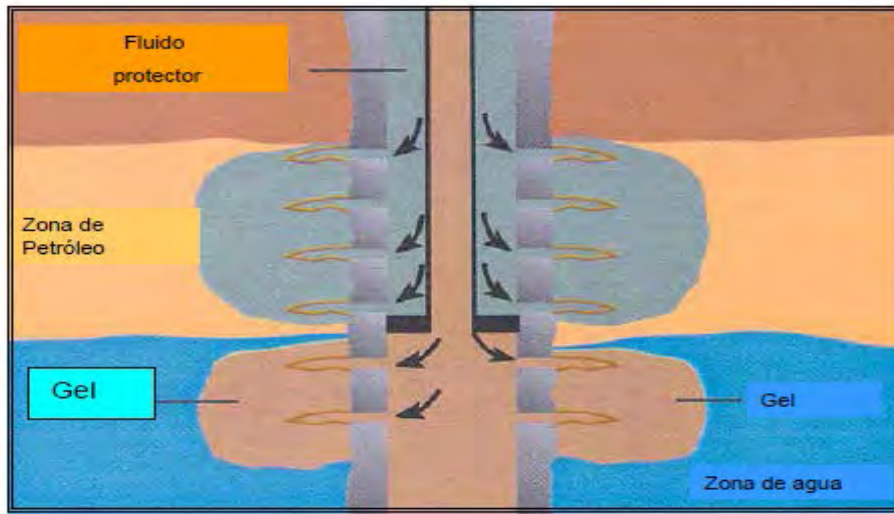
La técnica de inyección dual ofrece un control eficiente de la colocación del tratamiento.

Para proteger a las perforaciones adyacentes en la zona productiva del tratamiento, se inyecta un fluido no sellante que sea compatible con la formación (ver figura 43) a través del espacio anular entre la tubería continua y la tubería de Producción, mientras se inyecta el gel a través de la tubería continua.

Frecuentemente el fluido usado para proteger a las zonas adyacentes del influjo de la solución del tratamiento es reactivo al fluido sellante. Por lo tanto cuando la presión del tratamiento aumenta, el fluido interfase construye un sello dentro de los intervalos de la formación, creando una barrera que puede permitir que el tratamiento se localice más lejos dentro de la formación.

Esta colocación tiene que realizarse controlando las tasas de inyección de tal Manera que no exista flujo vertical entre ambas zonas.

Figura 45 . Colocación del gel mediante la técnica de Inyección Dual.



Fuente : Propia del desarrollo de la Tesis.

Entre las ventajas y desventajas se encuentran:

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Funciona bien en pozos a hoyo desnudo. • Permite seleccionar la entrada de fluidos al pozo (donde se inyecta el gel). • Ofrece mayor protección a la zona no tratada con gel. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es operacionalmente más complicado. • Es el más costoso. • El flujo de fluidos en la formación puede

Fuente : Propia del desarrollo de la Tesis.

4.9 Aplicación del los Gel Polimérico.

El gel polimérico poseen las siguientes características:

- Aplicable tanto en pozos inyectores como productores.

- Aplicable a tratamientos en matriz o en fracturas.
- Compatible con todos los minerales y litologías de los yacimientos evaluados.
- Aplicable a un ancho rango de problemas.
- Proveen un ancho rango de esfuerzos de gel.
- Proveen un ancho rango de tiempos de gelificación controlables y predecibles,
- sobre un alto rango de temperaturas.
- Aplicable sobre en un rango de temperaturas entre 40 °F y 300 °F.
- Es ambientalmente aceptable.
- La experiencia de campo sugiere que la gran mayoría de los tratamientos han sido aplicados en yacimientos carbonáticos.
- La gran mayoría de los tratamientos con éxito se han efectuado en yacimientos con moderada viscosidad.

Requisitos que debe cumplir un pozo candidatos a ser tratados con geles

Los pozos que podrían ser buenos candidatos son aquellos que cumplan con:

- Una alta relación agua/petróleo.
- Altos niveles de fluido produciendo en el pozo (alto índice de productividad).
- Una sustancial saturación de petróleo móvil alrededor del pozo.
- Inesperados bajos recobro de petróleo.
- Temprana irrupción del agua.
- Pozos en buenas condiciones mecánicas.

Los tratamientos de control de agua basados en soluciones químicas disminuyen la producción de aceite o gas, por lo que se requiere aislar las zonas productoras de hidrocarburos. Sin embargo, el aislar una zona productora no siempre es

visto como práctico o económicamente viable. Por esta razón, se ha estado implementando el uso de los tratamientos Modificadores de Permeabilidad Relativa RPM, pues estos ofrecen la opción de inyectar el tratamiento a la formación sin la necesidad de aislar la zona productora de hidrocarburos, ya que estos tratamientos reducirán la producción de agua sin afectar la producción de petróleo o gas. Sin embargo, el éxito de estos tratamientos RPM está ligado a la adsorción de una capa de polímero de carácter hidrofílico por la pared del poro y la cual depende a su vez de las condiciones de aplicación, litología, humectabilidad, composición del tratamiento, compatibilidad de los fluidos de formación con el polímero y de la permeabilidad y tamaño de poro de la roca. Es por esto que un análisis de la efectividad de estos tratamientos RPM a nivel de laboratorio provee una valiosa herramienta con el fin de mejorar la implementación de esta tecnología, y de esta manera, mejorar los procedimientos y los resultados obtenidos mediante procesos de estimulación mediante este tipo de tratamientos.

A través de la recopilación de datos adquirida por el laboratorio de Análisis Petrofísicos en estudios de otros países, se han realizado pruebas con los tratamientos RPM a la industria para poder reproducir a nivel de laboratorio los resultados que este tipo de tratamientos tiene en campo.

Mediante la realización de distintos tipos de pruebas con este tipo de tratamientos, se han obtenido mejores acercamientos a la evaluación de la efectividad de esta tecnología en medios porosos, gracias a esto se han obtenido valiosas conclusiones que han permitido orientar el estudio hacia variables específicas del problema, tanto del medio poroso como de las condiciones de trabajo.

De esta forma, el objetivo primordial a la hora de evaluar la efectividad de este tipo de tratamientos a nivel de laboratorio, es la implementación de una metodología de trabajo que asegure en principio la obtención de resultados confiables, con el fin de seguir adelante en la investigación de los fenómenos

petrofísicos que rigen la reducción desproporcionada de permeabilidad debida a la acción de los polímeros RPM.

El esfuerzo por reducir la producción de agua en estos campos empezó hace más de dos décadas y se continúan al día de hoy. Diferentes técnicas (mecánicas y químicas) han sido aplicadas, con resultados muy variables, pero en la mayoría de ellos sacrificando producción de petróleo y por consiguiente dejando de drenar reservas importantes del mismo.

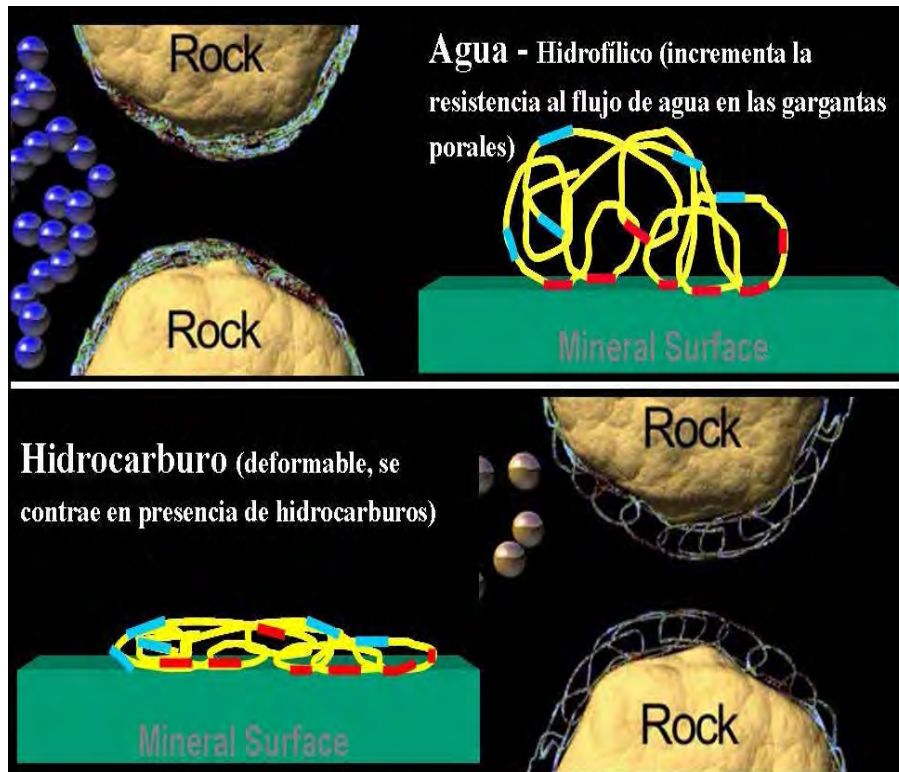
El problema de la producción de agua y su disposición en los campos petroleros, es a nivel mundial, por lo que las Operadoras están haciendo esfuerzos para mitigar este problema, mediante la introducción de nuevos sistemas.

El sistema de investigación usado en esta tesis los Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM).

En esta Tesis presentamos pruebas de laboratorio previas al trabajo, diseño, ejecución y los resultados obtenidos con la aplicación de los RPM en reservorios de crudo pesado, mediano y liviano, así como la evaluación de vida útil, considerando que estos tratamientos no son permanentes sino más bien temporales. Es importante mencionar que los trabajos ejecutados a la fecha son los primeros que se han realizado en nuestro país con respuestas favorables.

El RPM utilizado tiene como producto base a un vinil-amida ter-polímero hidrofílico, aniónico, de moderado peso molecular; el cual en contacto con el agua forma parcialmente micro geles, los que restringen el paso del agua a través de la matriz de la formación. En presencia de hidrocarburos, el polímero es más deformable y la restricción en la garganta poral es mínima, permitiendo que el petróleo fluya libremente como se muestra en la figura 44.

Figura 46 : El polímero ejerce una fuerte atracción hacia el agua, pero se deforma en presencia de Hidrocarburo.



Fuente : INGEPET 2010 Control de agua 2010. Pluspetrol Norte.

4.10 Propiedades de adhesión del polímero :

Contenido de arcillas (debido a su gran área superficial y carga negativa): a diferencia de otros RPM el polímero desarrolla una fuerte adsorción en los granos vírgenes de cuarzo. Sin embargo, para un alto contenido de cuarzo en areniscas, se recomienda un tratamiento previo de acidificación, para incrementar el área superficial de adsorción.

4.8.1 Mojabilidad:

Estudios de mojabilidad de la roca muestran una pobre adsorción del polímero en ambientes oleo humectados. Por lo tanto, se recomienda incorporar un fuerte agente acuohumectante tanto en el preflujo como en el tratamiento principal.

4.8.2 Estabilidad del polímero (factor importante a condiciones de reservorio): la mayoría de los RPM son propensos a hidrólisis a temperaturas de reservorio altas. El polímero que se viene usando en estos casos, presenta una estructura química que le otorga una alta resistencia a los cationes divalentes tales como Ca^{2+} y Mg^{2+} .

4.8.3 Cambio en el medio tal como PH (menor a 3) ó drawdown (mayor a 700 psi) afectan la adhesión del polímero.

4.8.4 Durabilidad del tratamiento. Algún cambio significativo puede disminuir la efectividad del tratamiento a través de desorción o degradación química.

Debido a la reducción en la permeabilidad del agua y una mínima reducción a la permeabilidad del petróleo, los tratamientos de RPM siempre inducen una pérdida en el índice de productividad del pozo.

Si esta pérdida en la productividad no es balanceada con un incremento en el drawdown del pozo (ya sea por activación del mecanismo de levantamiento ó por aligeramiento de la columna de fluido), hay un riesgo obvio de perder producción de petróleo, incluso aunque el corte de agua haya sido fuertemente reducido.

4.8.5 Reducción en la permeabilidad del agua y una mínima reducción a la permeabilidad del petróleo, los tratamientos de RPM siempre inducen una pérdida en el índice de productividad del pozo. Si esta pérdida en la productividad no es balanceada con un incremento en el drawdown del pozo (ya sea por activación del mecanismo de levantamiento ó por aligeramiento de la

columna de fluido), hay un riesgo obvio de perder producción de petróleo, incluso aunque el corte de agua haya sido fuertemente reducido.

4.11 Diseño del tratamiento de control de agua

El diseño del tratamiento con el Polímero es el segundo eslabón para obtener buenos resultados en los tratamientos de control de agua usando Modificadores de Permeabilidad Relativa.

Para ello se pueden utilizar los ensayos de flujo en coronas para evaluar el efecto de un tratamiento con RPM en las permeabilidades relativas de las diferentes fases. Se sugiere realizar los ensayos de flujo en coronas antes de extender la aplicación al campo, aunque no es estrictamente necesario.

Para cuantificar la respuesta de una determinada fase, se calcula un factor de resistencia. El factor de resistencia se define como la relación entre la permeabilidad a una fase antes del tratamiento y después del tratamiento.

R_{fw} = Resistencia al flujo de agua = K_w antes del tratamiento / K_w después del tratamiento.

R_{fo} = Resistencia al flujo de hidrocarburo = K_o antes del tratamiento / K_o después del tratamiento.

En las aplicaciones de control de agua, se requieren altos factores de resistencia al flujo de agua y bajos factores de resistencia al flujo de hidrocarburo. Por sí sola, la resistencia al flujo de agua no puede ser usada para describir la efectividad del tratamiento. Para ello es más recomendable considerar una razón normalizada de resistencia al flujo.

NFRR = Razón normalizada de resistencia al flujo = R_{fw}/R_{fo}

Para el inicio del proyecto se realizaron pruebas de “Core Flow Test” con coronas de la formación Vivian, del área de P-3(Tabla 11).En esta tabla se ve los resultados con diferentes sistemas.

El diseño del tratamiento comprende las siguientes etapas:

Table 11 : Resultados de prueba de Core Flow Test en corona de Formación Vivian, área Dorissa.

Test	Depth, Ft	Rf water Cycle 1	Rf water Cycle 2	Rf oil Cycle 1
Two-step Treatment: Acetic SSA followed by AquaCon HP. No FSA-1 in acid pre-treatment	9130.2	10.93	3.56	3.18
Two-step Treatment: Acetic SSA followed by AquaCon HP. FSA-1 in acid pre-treatment	9140.4	6.45	10.68	1.35
Two-step Treatment: SSA (ABF + HV-acid only) followed by AquaCon HP. FSA-1 in acid pre-treatment	9155.4	5.07	8.37	1.32
One step treatment: HV-Acid + ABF + AquaCon only in acid	9150.3	7.79	6.74	2.53

Fuente : Información Técnica del Departamento de Geología Pluspetrol Norte 2020..

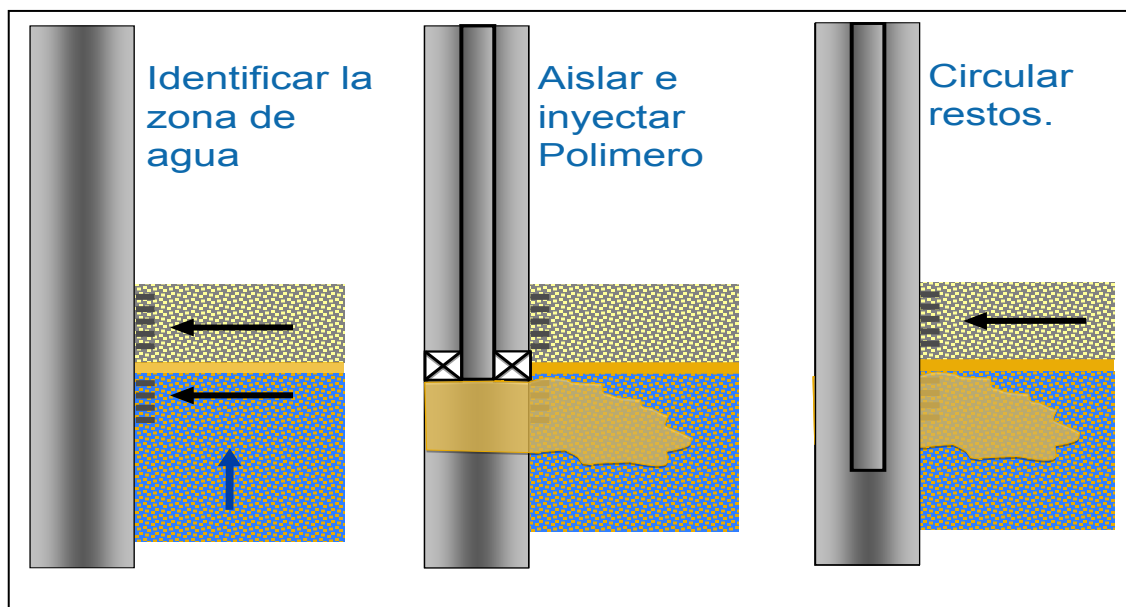
Preflujo

Una de las principales condiciones para el éxito de un trabajo de control de agua es Skin = 0, es decir la formación no debe estar dañada y su acuohumectación debe estar garantizada. Por estas razones, el preflujo que se bombea tiene el objetivo de eliminar cualquier tipo de daño que existiese en el reservorio y dejar la superficie rocosa mojada al agua.

Por lo tanto, de acuerdo al tipo de daño diagnosticado antes del tratamiento de control de agua, se deberá bombear algún tipo de tratamiento de estimulación debidamente aditivado para los fines especificados. Las concentraciones de los aditivos dependen de las pruebas que se realicen previos a la aplicación.

En general los minerales de cuarzo son muy lisos y presentan reducidas áreas superficiales mientras que en los minerales de arcilla (aluminosilicatos) ocurre todo lo contrario, es decir, el área superficial es grande. Por lo tanto si la formación tiene un contenido de cuarzo muy grande y pobre contenido de arcillas (poca área superficial disponible en la roca), una buena práctica recientemente en aplicación, es el uso de un tratamiento ácido apropiado para incrementar el área de adherencia de la roca con el Polímero y obtener NFRR mayores que 1.

Figura 47 : Mecanismo de Aplicación



Fuente : Boletín Técnico BJ año 2010.

CAPITULO V

Análisis y Interpretación de resultados.

5.1 Tratamientos realizados.

A la fecha, en la Selva Norte de nuestro país se han realizado 3 tratamientos de control de agua usando RPM. Las principales características de los pozos para la ejecución de los trabajos se muestran en la sesión de figuras (Fig 46).

Tabla 12 : Diseño de los tratamientos de control de agua aplicados en los 3 trabajos realizados

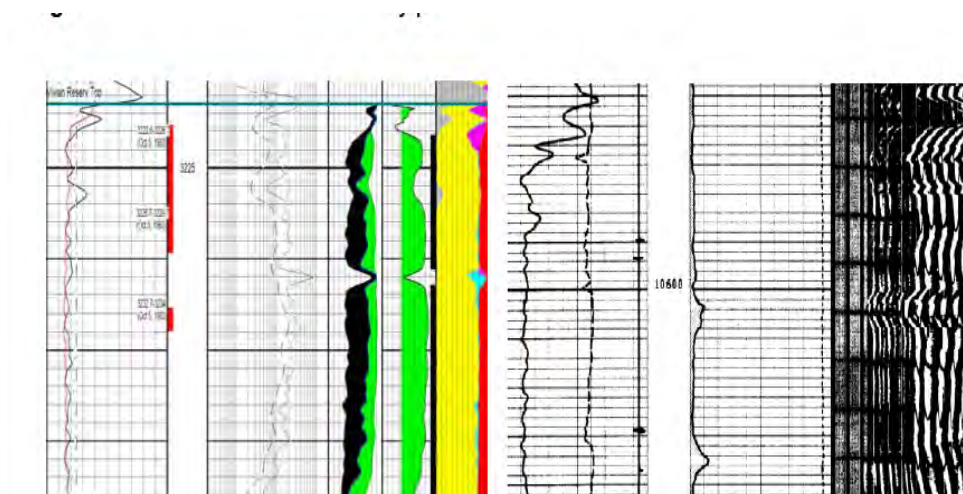
FLUIDO	OBJETIVO	P-1	P-2	P-3
Solvente orgánico	Limpiar depósitos de parafinas y dispersar asfaltenos presentes en el near wellbore.	50 bbls	50 bbls	50 bbls
Sistema ácido	Incrementar el área superficial de la roca bombeando un ácido de mediana fuerza que disuelva parcialmente el cuarzo.	65 bbls	40 bbls	50 bbls
Salmuera inhibida	Separar el sistema ácido del tratamiento de control de agua	250 bbls	100 bbls	260 bbls
Tratamiento de control de agua	Disminuir el corte de agua del pozo modificando la permeabilidad relativa.	190 bbls RPM al 6%	250 bbls RPM al 6%	365 bbls RPM al 3.5%
Fluido de workover	Desplazar el tratamiento de control de agua de modo tal que cuando el pozo recupere su nivel estático, los punzados permanezcan remojados en el tratamiento.	135 bbls	80 bbls	130 bbls

Fuente : Propia del desarrollo de la Tesis.

5.1.1 Pozo P-1

El 17 de Noviembre del 2007 se empezó el trabajo de campo de la presente tesis usando el gel polimérico para modificadores de la permeabilidad relativa, siendo este el primer aplicación en campo en la selva del Perú. La arena seleccionada (Fig 7) para ser tratada fue Vivian debido a los altos cortes de agua registrados antes de su intervención, con una producción de 240 bopd x 6510 bwpd lo que representaba un WC de 96.4%. El anexo III (análisis de la presión umbral en la formación Vivian en el Lote 1AB está en el anexo III Unogel Umbral de Presion Vivian).

Figura 48 : Registro de petróleo móvil y cemento del pozo P-1, donde se realizo el primer trabajo de RPM en Peru.



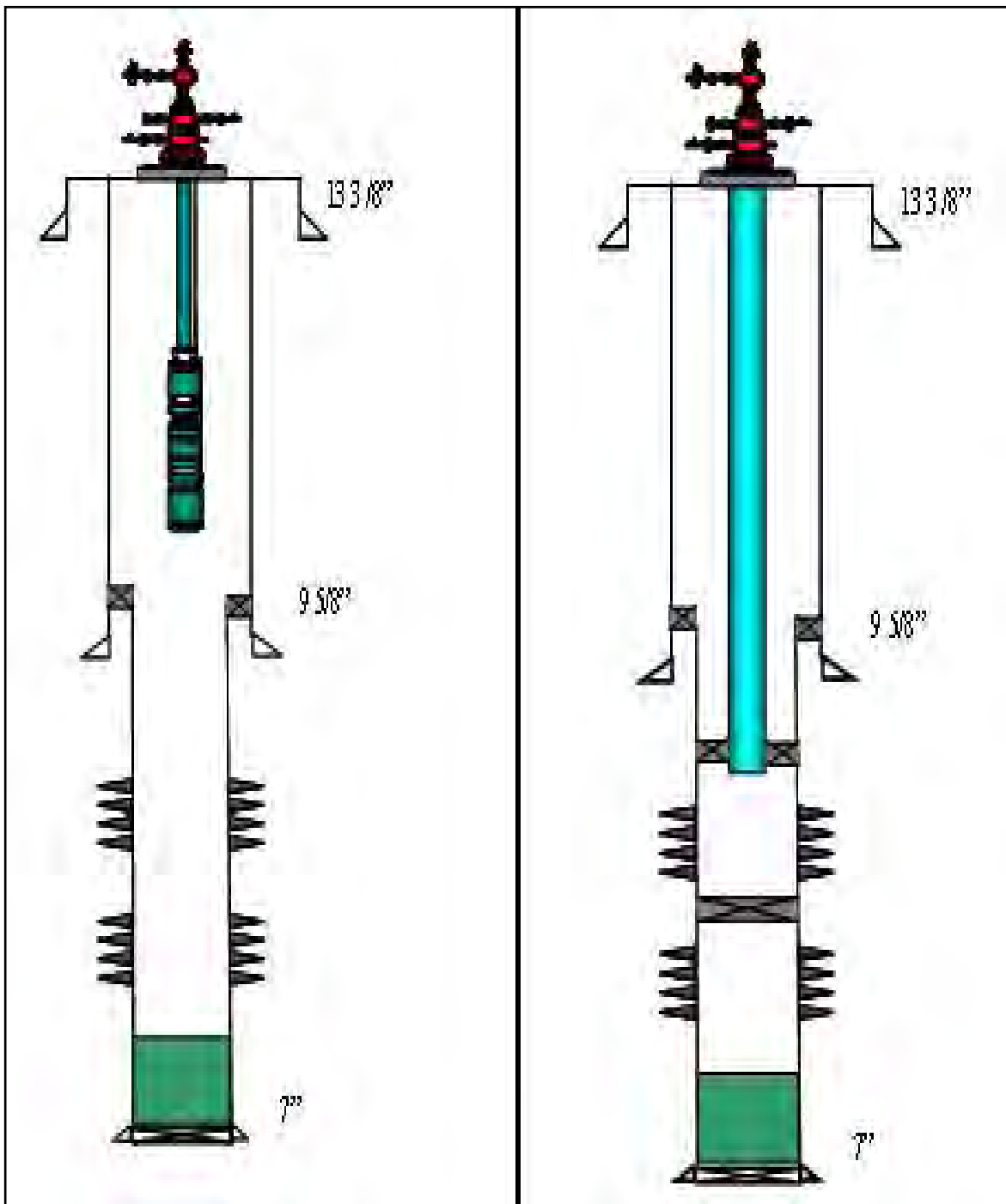
Fuente : Registro de Pozo del año 2011 por la Cia SLB.

Esta arena había sido completada en dos intervalos: 3222.6 – 3229.7m y 3232.7 – 3234.0m, siendo los punzados inferiores identificados con un WC: 98.8% (35 bopd x 2840). Es decir, los punzados superiores eran los que mayor aporte de petróleo tenían. Por lo tanto la recomendación para este pozo consistió en aislar mecánicamente los punzados inferiores y realizar el bombeo de un tratamiento de control de agua con modificadores de la permeabilidad relativa en los punzados superiores. Luego del análisis de la historia del pozo así como las

características de la roca, el petróleo y el agua del reservorio, se diseñó el tratamiento de control de agua (Fig 47). Este estaba conformado por un solvente orgánico, un sistema ácido, un espaciador y el tratamiento de control de agua. El método de inyección usado fue el bombeo a régimen matricial usando tubing, packer y tapón recuperable. (Fig 49).

Después de aislar la parte inferior de los punzados con un tapón, se inyectó a tasa matricial (Fig 49) la Secuencia de fluidos con una solución de RPM al 6%. Luego de mas de un año de realizado el trabajo, la producción de petróleo es 244 bopd x 3300 bwpd, la historia de producción se muestra en la Fig 52.

Figura 49 : Esquema para la ejecución de trabajos.



Fuente : Propia del desarrollo de la Tesis.

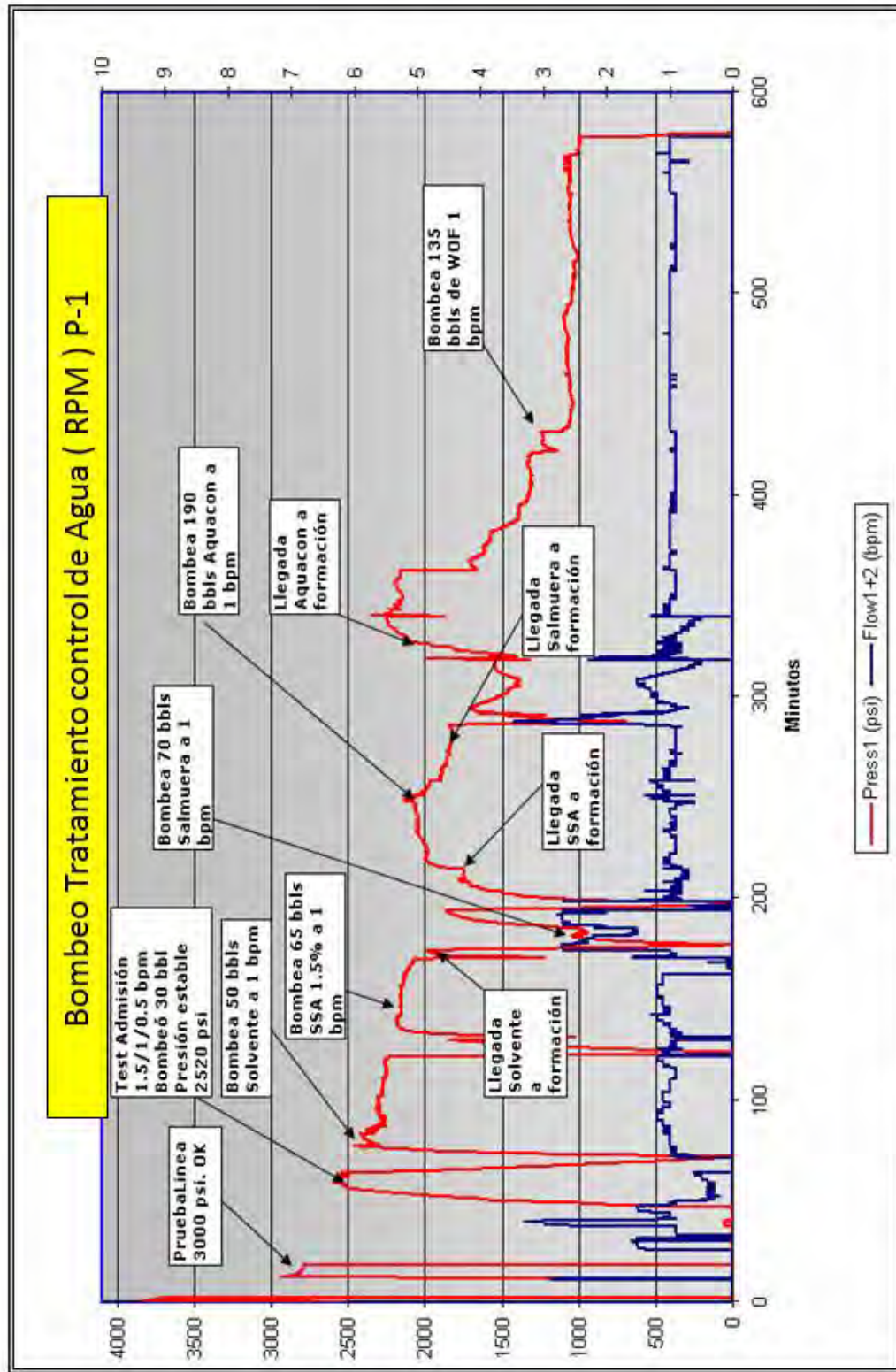


Figura 50 : Bombeo Tratamiento control de Agua (RPM) P-1

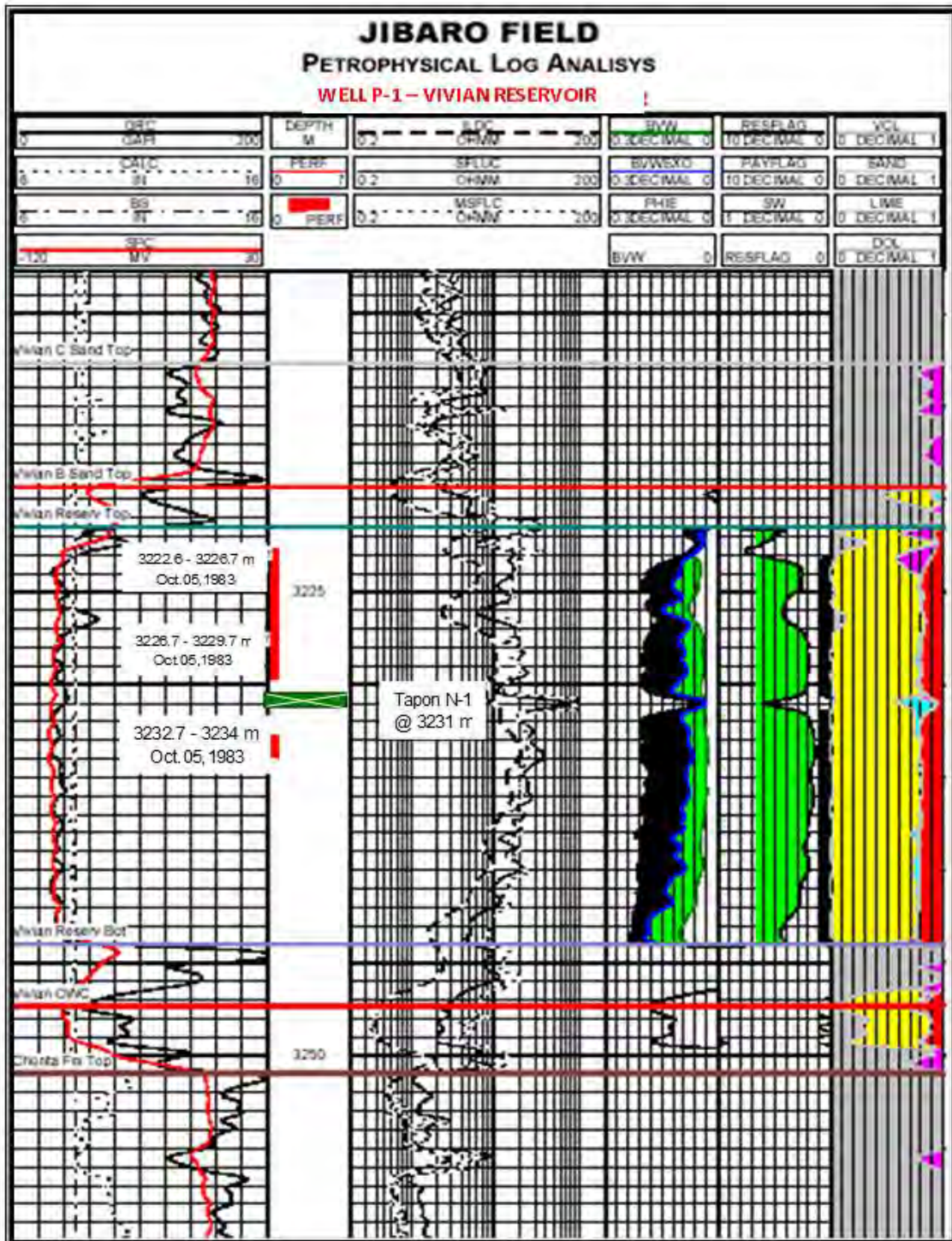
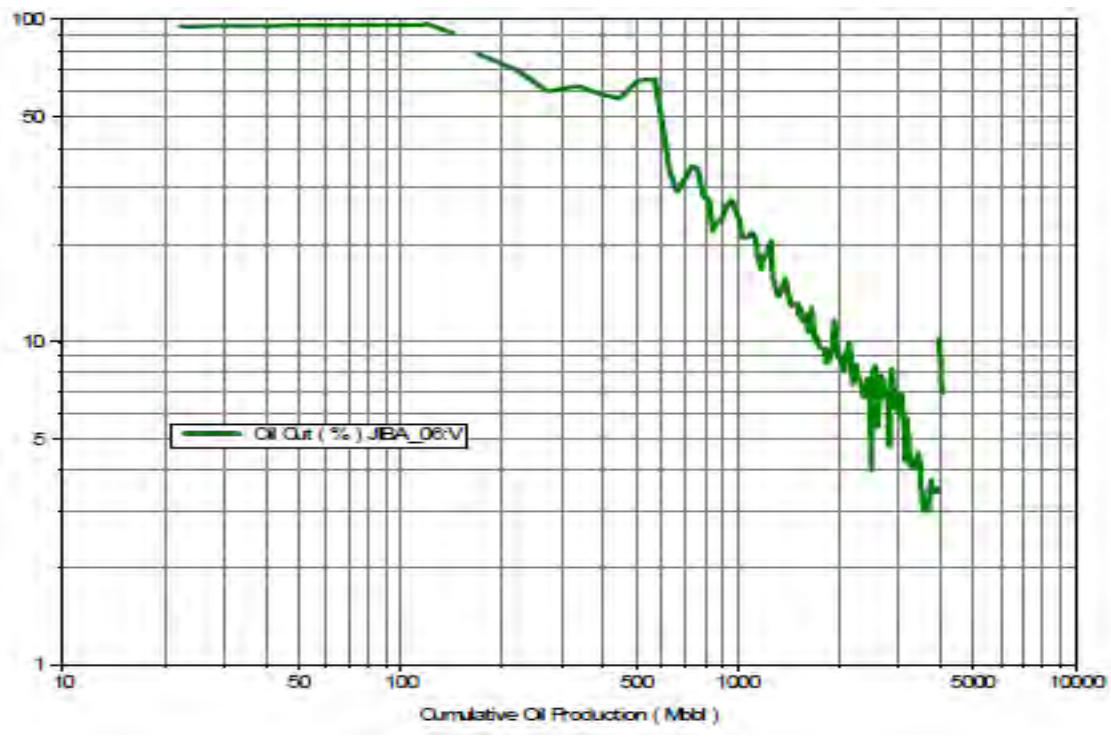


Figura 51 : Resultados Petrofisicos

Figura 52 : RESULTADOS DE PRODUCCION DEL POZO P-1

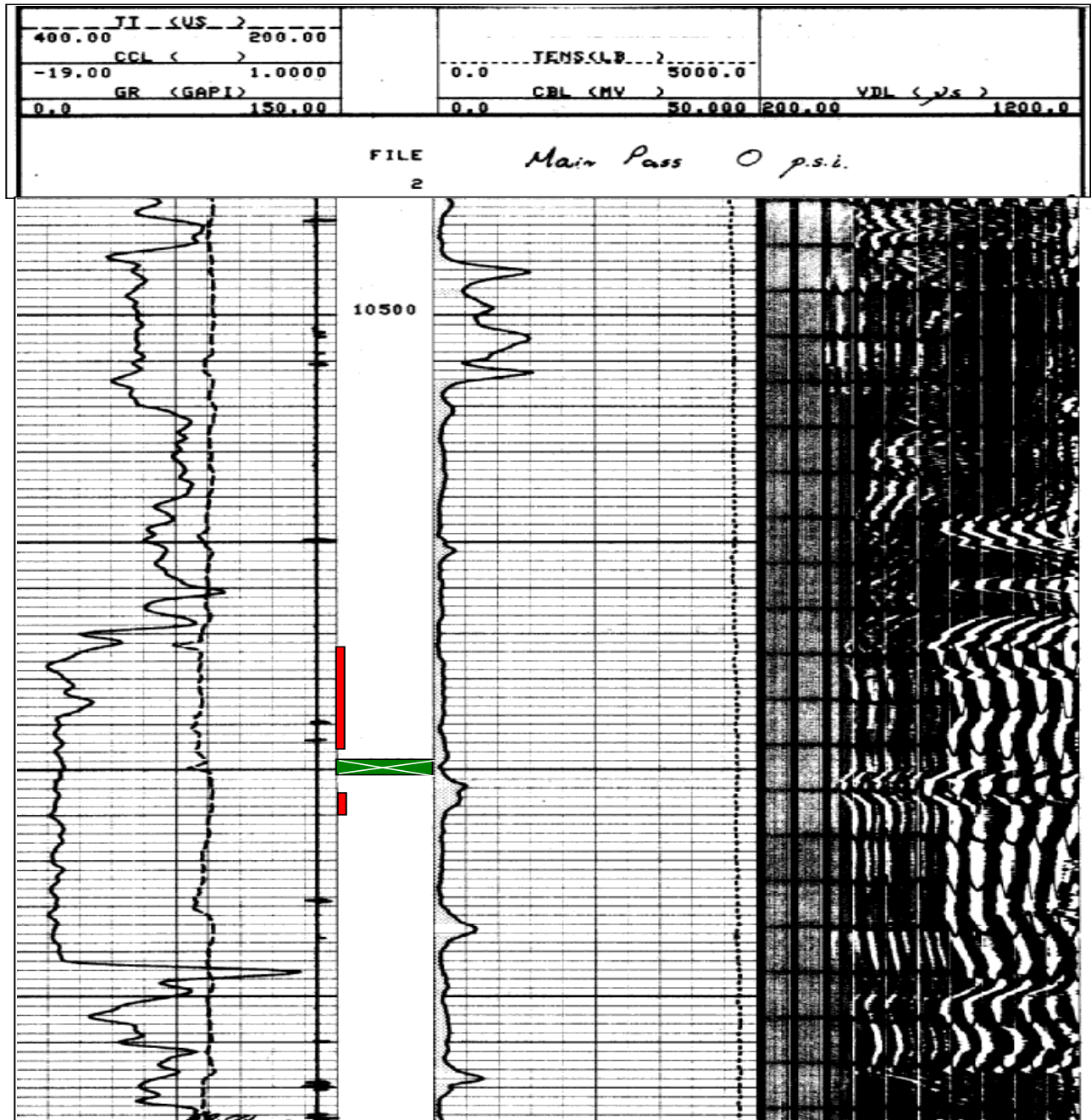
FECHA	Hs.	Q.P.D (Bls)	AGUA (Bls)	AGUF (Mpc)	GAS (Mpc)	GOR	Q Inv. (Bls)	PBP (psi)	PPF (psi)	CICLAJE Hz	AMP	OIL AGUA	NIVEL	API	SAL (ppm)	Frw	Pro	IFRR	
29Nov/2006	24.0	193	657	77.3	33	171	0	230	40.0	45.0	64-66-69	-38	-8850	121	10.5	36032	5.58	1.07	5.22
30Nov/2006	24.0	244	582	70.5	42	172	521	230	40.0	45.0	64-66-69	51	-75	3600	10.5	37936	6.30	0.84	7.46
1Dec/2006	24.0	242	771	76.1	41	169	525	250	0.0	46.0	64-66-70	-2	189	3328	10.5	41077	6.30	0.85	5.58
2Dec/2006	24.0	237	804	77.2	41	171	486	255	0.0	46.0	64-66-70	-5	33	3116	10.5	40873	4.56	0.87	5.24
4Dec/2006	24.0	179	1080	85.8	31	171	504	245	10.0	46.0	65-66-70	-58	276	2934	10.5	54426	3.39	1.15	2.95
5Dec/2006	24.0	121	1065	90.0	21	171	487	250	25.0	46.0	65-64-70	-56	5	2674	10.5	53328	3.36	1.70	1.98
6Dec/2006	24.0	95	1152	92.4	16	172	512	255	25.0	46.0	64-65-69	-26	67	2753	10.5	51887	3.18	2.17	1.47
7Dec/2006	24.0	184	1489	89.1	32	171	514	255	15.0	48.0	67-69-72	89	347	2613	10.5	52608	2.44	1.12	2.18
8Dec/2006	24.0	156	1659	91.4	27	173	510	245	10.0	48.0	67-69-72	-28	160	2783	10.5	54235	2.21	1.32	1.67
9Dec/2006	24.0	102	1734	94.4	17	167	506	250	10.0	48.0	67-69-72	-54	75	2613	10.5	53517	2.11	2.02	1.05
10Dec/2006	24.0	84	1802	97.6	8	182	492	200	10.0	48.0	67-69-71	-58	68	2844	10.5	54127	2.03	4.69	0.43
12Dec/2006	24.0	166	1834	92.2	27	173	0	330	50.0	48.0	72	11.2	32	2934	10.5	54263	2.00	1.32	1.51
13Dec/2006	24.0	170	1771	91.2	29	171	0	390	90.0	48.0	72	14	-83	2834	10.5	54283	2.07	1.21	1.71
14Dec/2006	24.0	174	1878	91.5	30	172	0	250	10.0	48.0	72	4	107	0	10.5	54107	1.95	1.18	1.65
15Dec/2006	24.0	185	1895	91.5	32	173	0	250	10.0	48.0	72	11	117	0	10.5	54107	1.84	1.11	1.65
16Dec/2006	24.0	201	2165	91.5	34	169	0	240	50.0	48.0	73	16	170	2004	10.5	54263	1.69	1.02	1.65
17Dec/2006	24.0	201	2215	91.7	34	171	0	250	40.0	48.0	67-72-67	0	50	2844	10.5	54107	1.65	1.02	1.61
18Dec/2006	24.0	205	2350	92.0	35	171	0	270	50.0	48.0	71	4	136	2965	10.5	52968	1.56	1.00	1.55
19Dec/2006	24.0	205	2339	91.9	35	171	0	260	60.0	48.0	67-72-69	0	-11	3055	10.5	52308	1.57	1.00	1.55
20Dec/2006	24.0	203	2323	92.0	35	171	0	250	50.0	48.0	67-72-69	-2	-16	3086	10.5	52283	1.59	1.01	1.55
21Dec/2006	24.0	194	2219	92.0	30	155	0	250	50.0	48.0	67-72-69	-3	-104	3055	10.5	52608	1.65	1.06	1.56
22Dec/2006	24.0	158	2263	92.0	31	154	0	250	50.0	48.0	67-72-69	4	44	3086	10.5	52283	1.62	1.04	1.56
23Dec/2006	24.0	194	2229	92.0	30	155	0	260	50.0	48.0	67-72-69	-4	-34	3086	10.5	52247	1.64	1.06	1.55
25Dec/2006	24.0	196	2248	92.0	30	154	0	250	50.0	48.0	67-62-69	2	17	2985	10.5	52283	1.63	1.05	1.55
26Dec/2006	24.0	206	2424	92.2	32	154	0	215	20.0	49.0	69-74-72	10	178	3267	10.5	52283	1.51	1.00	1.51
27Dec/2006	24.0	207	2442	92.2	32	155	0	245	40.0	49.0	69-74-73	1	18	3207	10.5	52461	1.50	1.00	1.49
28Dec/2006	24.0	205	2403	92.1	32	156	0	240	40.0	49.0	74	-2	-39	3237	10.5	52349	1.52	1.01	1.50
29Jan/2007	24.0	206	2428	92.2	31	150	0	245	48.0	49.0	75	1	26	3146	10.5	52183	1.51	1.01	1.49
5Jan/2007	24.0	209	2467	92.2	32	155	0	225	50.0	49.0	70-74-73	3	39	3086	10.5	52336	1.49	1.00	1.49
9Jan/2007	24.0	213	2513	92.2	33	155	0	250	15.0	49.0	69-76-72	4	46	3086	10.5	52372	1.46	0.98	1.49
11Jan/2007	24.0	219	2570	92.1	34	155	0	245	18.0	49.0	71-77-73	6	57	3146	10.5	52683	1.43	0.95	1.50
18Jan/2007	24.0	221	2663	92.3	34	154	0	215	100.0	49.0	76	2	93	3086	10.5	52283	1.38	0.94	1.46
23Jan/2007	24.0	219	2651	92.4	34	155	0	230	100.0	49.0	74	-2	-12	3178	10.5	52376	1.36	0.95	1.46
6Feb/2007	24.0	215	2603	92.4	33	154	0	240	45.0	49.0	70-76-72	-4	-48	3146	10.5	52518	1.41	0.97	1.45
17Feb/2007	24.0	182	2200	92.4	28	154	0	300	50.0	49.0	74	-33	-403	2813	10.5	52518	1.67	1.14	1.46
3Mar/2007	24.0	212	2570	92.4	33	156	0	250	50.0	49.0	76	30	370	2813	10.5	52526	1.43	0.98	1.45
10Mar/2007	24.0	216	2631	92.3	34	156	0	250	50.0	49.0	76	6	61	2813	10.5	52526	1.39	0.95	1.46
21Mar/2007	24.0	217	2622	92.4	33	152	0	245	35.0	49.0	77	-1	-9	2034	10.5	52630	1.40	0.96	1.46
14Apr/2007	24.0	222	2674	92.3	34	153	0	245	48.0	49.0	76	5	52	2813	10.5	52526	1.37	0.94	1.46
17Apr/2007	24.0	223	2768	92.5	34	152	0	250	50.0	49.0	76	1	94	2844	10.5	55615	1.32	0.93	1.42
20Apr/2007	24.0	217	2695	92.5	33	152	0	248	48.0	49.0	76	-6	-73	2813	10.5	53921	1.36	0.95	1.42
3May/2007	24.0	213	2647	92.6	33	155	0	250	48.0	49.0	76	-4	-48	2813	10.5	53578	1.38	0.96	1.42
5May/2007	24.0	214	2666	92.6	33	154	0	230	48.0	48.0	230	1	19	2844	10.5	52758	1.37	0.97	1.41
20May/2007	24.0	252	3127	92.5	39	155	0	245	45.0	49.0	76	-38	461	2783	10.5	52526	1.17	0.83	1.42
23May/2007	24.0	262	3138	92.6	38	155	0	240	48.0	49.0	77	0	11	2783	10.5	52526	1.17	0.83	1.41



PRUEBA DEL POZO P-1

FECHA	Hs.		O.P.D		AGUA		GAS		GOR		Q Iny.		PBP		PPF		CICLAJE		AMP		VARIACIONES PROZ NIVEL		°API		SAL		Fro	NFRR
	(Bls)	(Bls)	(Bls)	(Bls)	(Mpc)	(Mpc)	(Bls)	(Bls)	(Bls)	(Bls)	(psi)	(psi)	(psi)	(psi)	Hz	Hz	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft	ft		
27May2007	24.0	259	3212	92.5	40	154	0	230	50.0	49.0	76	7	74	2813	10.5	52578	1.14	0.80	1.42									
6Jun2007	24.0	253	3139	92.5	39	154	0	220	50.0	49.0	76	-6	-73	2783	10.5	52634	1.17	0.82	1.42									
13Jun2007	24.0	254	3156	92.6	39	154	0	220	50.0	49.0	76	1	17	2813	10.5	52715	1.16	0.82	1.42									
27Jun2007	24.0	253	3276	92.8	39	154	0	235	45.0	49.0	76	-1	120	2753	10.5	51845	1.12	0.82	1.36									
10Jul2007	24.0	251	3258	92.8	39	155	0	235	43.0	49.0	74	-2	-18	2813	10.5	52630	1.12	0.83	1.36									
21Jul2007	24.0	244	3175	92.9	38	156	0	250	45.0	49.0	74	-8	-97	0	10.5	56430	1.15	0.85	1.35									
30Jul2007	24.0	252	3262	92.8	39	155	0	265	45.0	49.0	70-77-78	8	87	2571	10.5	56430	1.12	0.83	1.36									
5Aug2007	24.0	251	3251	92.8	39	155	0	280	90.0	49.0	70-77-78	-1	-11	0	10.5	52887	1.13	0.83	1.36									
9Sep2007	24.0	245	3275	93.0	39	159	0	260		49.0	70-77-78	-6	24	0	10.5	52609	1.12	0.85	1.32									
22Sep2007	24.0	246	3283	93.0	38	154	0	270		49.0	70-77-78	1	8	2753	10.5	52581	1.12	0.85	1.32									
4Oct2007	24.0	246	3291	93.0	38	154	0	280		49.0	70-77-73	0	8	2632	10.5	52882	1.11	0.85	1.32									
21Oct2007	24.0	244	3267	93.1	38	156	0	300		49.0	70-77-74	-2	-24	2557	10.5	53581	1.12	0.85	1.32									
18Nov2007	24.0	243	3244	93.0	37	152	0	250		49.0	70-77-73	-1	-23	2602	10.5	52718	1.13	0.86	1.32									
11Jan2008	24.0	244	3261	93.0	38	156	0	260		49.0	70-77-73	1	17	2602	10.5	52631	1.12	0.85	1.32									
31Jan2008	24.0	242	3226	93.0	37	153	0	250		49.0	70-77-73	-2	-35	2571	10.5	52581	1.14	0.86	1.32									
3Feb2008	24.0	243	3236	93.0	37	152	0	300		49.0	71-77-74	1	10	2541	10.5	52605	1.13	0.86	1.32									
9Mar2008	24.0	244	3264	93.0	38	156	0	260		49.0	70-77-73	1	26	2602	10.5	52602	1.12	0.85	1.32									
21May2008	24.0	240	3196	93.0	37	154	0	310		49.0	71-76-75	-4	-73	2602	10.5	58321	1.15	0.87	1.32									
20Jun2008	24.0	245	3280	93.0	38	155	0	320		49.0	71-76-75	5	84	2632	10.5	54632	1.12	0.85	1.32									
26Aug2008	24.0	243	3236	93.0	37	152	0	300		49.0	71-77-76	-2	-44	2571	10.5	53865	1.13	0.86	1.32									
23Sep2008	24.0	232	3188	93.2	36	155	0	300		49.0	71-78-76	-11	-48	2602	10.5	53527	1.15	0.90	1.28									
10Oct2008	24.0	224	3190	93.4	36	156	0	300		49.0	71-78-75	-8	2	2571	10.5	52075	1.15	0.93	1.24									
22Oct2008	24.0	224	3176	93.4	34	152	0	300		49.0	71-78-75	0	-14	2571	10.5	52367	1.15	0.93	1.24									
23Nov2008	24.0	227	3220	93.4	35	154	0	290		49.0	71-77-79	3	44	2602	10.5	52420	1.14	0.92	1.24									

FIGURA 53 : REGISTRO DE CEMENTACION –POZO P-1



Fuente : Registro del Pozo en el año 2011 por la Cia SLB.

WELL P - 1
 CHAN's Model (Reporte diario)

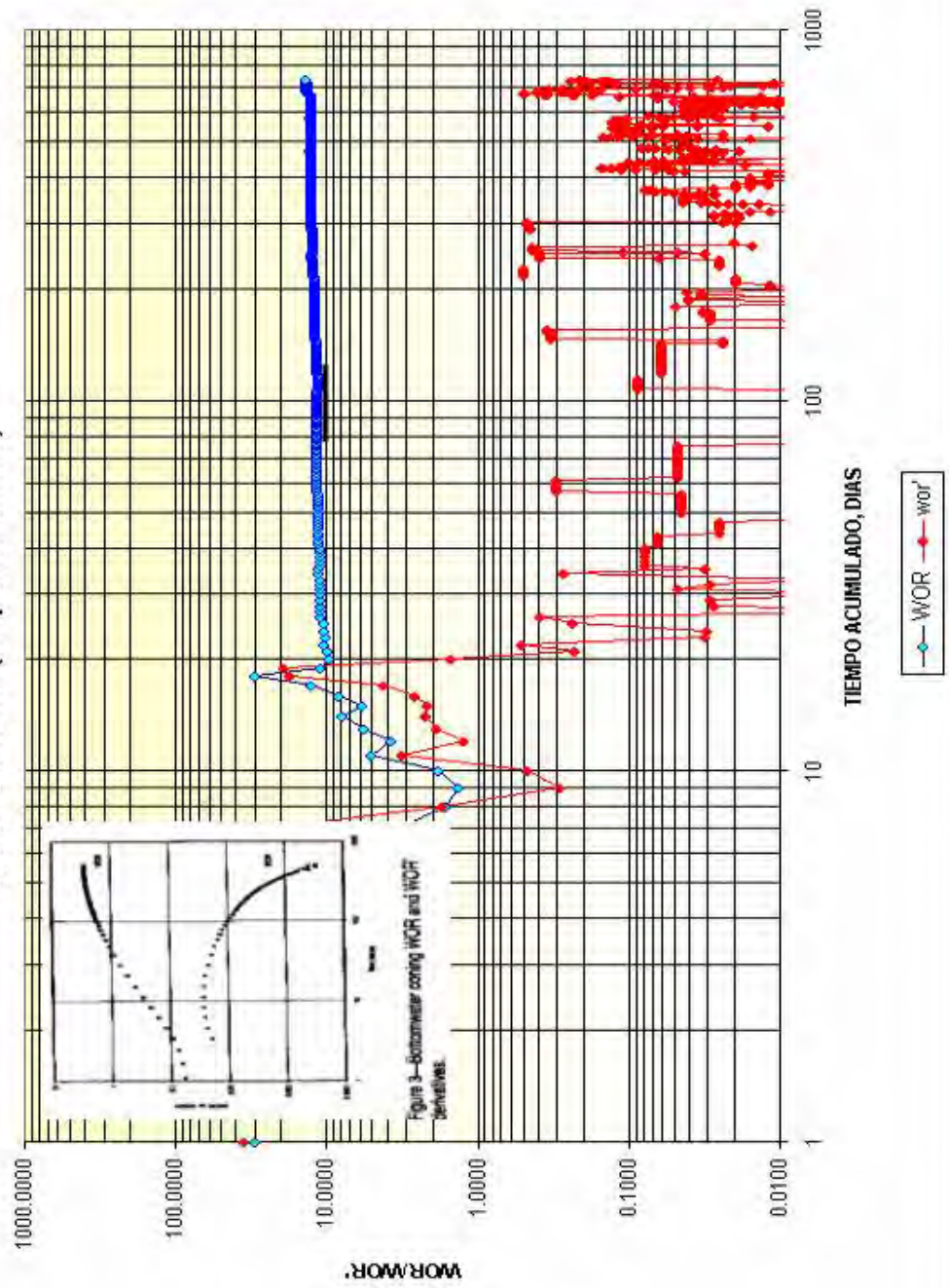
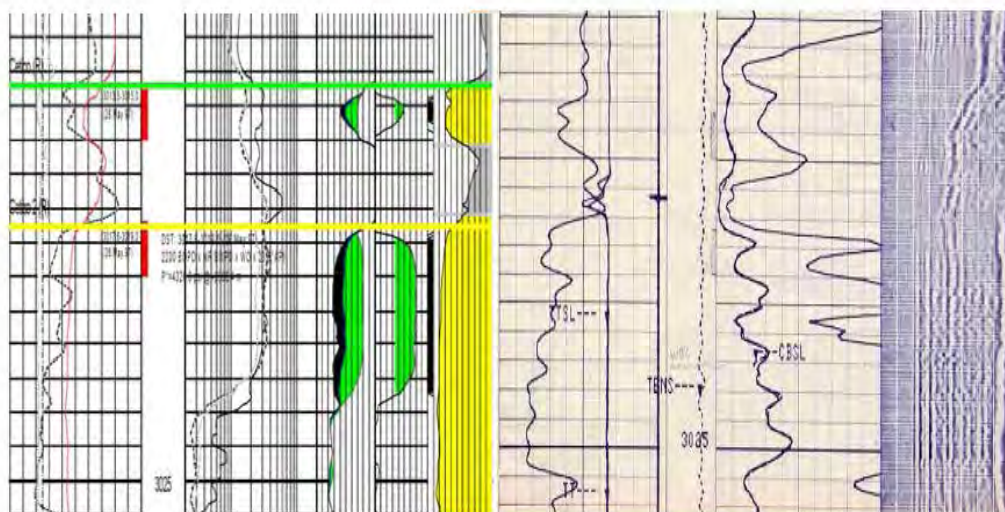


Figura 54 : Grafica Modelo Chans Pozo p-1

5.1.2 Pozo P-2

Considerando los resultados obtenidos en el trabajo anterior, se decidió aplicar una metodología similar y extender su uso a los pozos del lote 8, específicamente en la formación Cetico (Fig 53). Es así que el 8 de Julio del 2008 se interviene el pozo P-2 para realizar el trabajo de Control de Agua.

Figura 55 : Registro Movil y Cemento P-2 RPM



Fuente : Registro del Pozo año 2007 por la Cia SLB.

De acuerdo a los análisis previos, considerando el mecanismo de impulsión por empuje de agua que provee de energía constante al reservorio y a la alta anisotropía, se determino el fenómeno de conificación en el near wellbore del pozo. El pozo había sido completado en las formaciones Cetico 1 y Cetico 2, intervalos 3013.5 – 3015 m y 3017.4 – 3019 m respectivamente. Los últimos datos de producción del pozo antes de ser intervenido fueron de 271 bopd x 6318 bwpd con un WC: 96%

Debido a que en este pozo la formación Cetico era la única formación completada al momento de la intervención, no fue necesario el uso de un tapón,

pero si de un packer, el cual fue sentado por encima de los punzados superiores. Durante la inyección del tratamiento de control de agua, se apreció un constante incremento de la presión (Fig 54) a causa de la auto-divergencia que ocasiona el polímero al irse adhiriendo rápidamente a la superficie rocosa.

Luego de mas de medio año de realizado el trabajo, la producción de agua es de 4398 BWPD (una reducción de 1920 BWPD), habiendo tenido al inicio una reducción promedio de 3680 BWPD. Sin embargo, la producción de petróleo ha registrado una disminución significativa (Fig 58), este comportamiento sigue siendo parte de nuestro estudio, y el objetivo es obtener el tratamiento mas indicado para este reservorio en particular, mediante pruebas de Core Flow Test.

Bombeo Tratamiento control de Agua (RPM) P-2

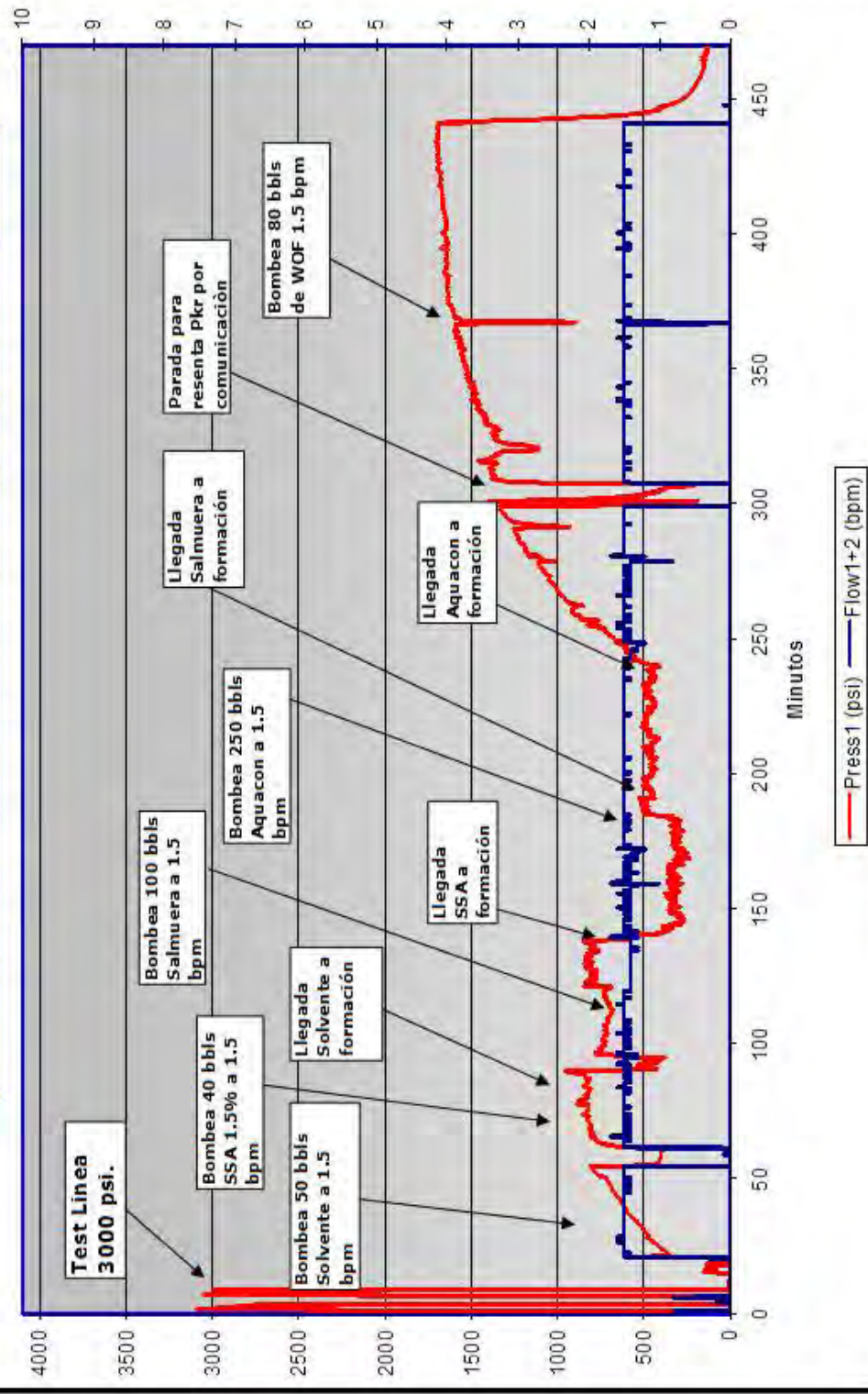


Figura 56 :Bombeo Tratamiento Control de agua (RPM) P-2

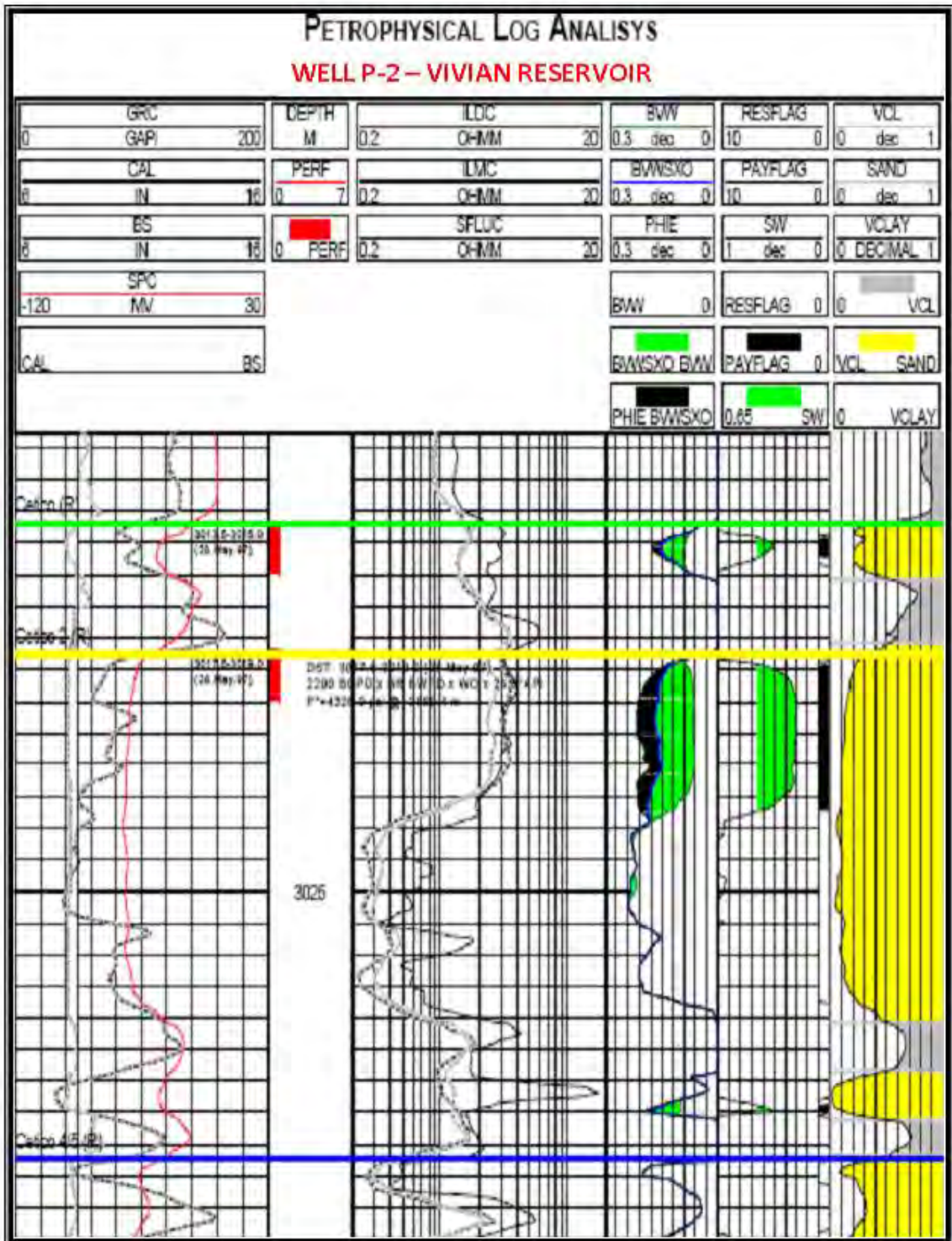


Figura57: Resultados Petrofísicos P-2

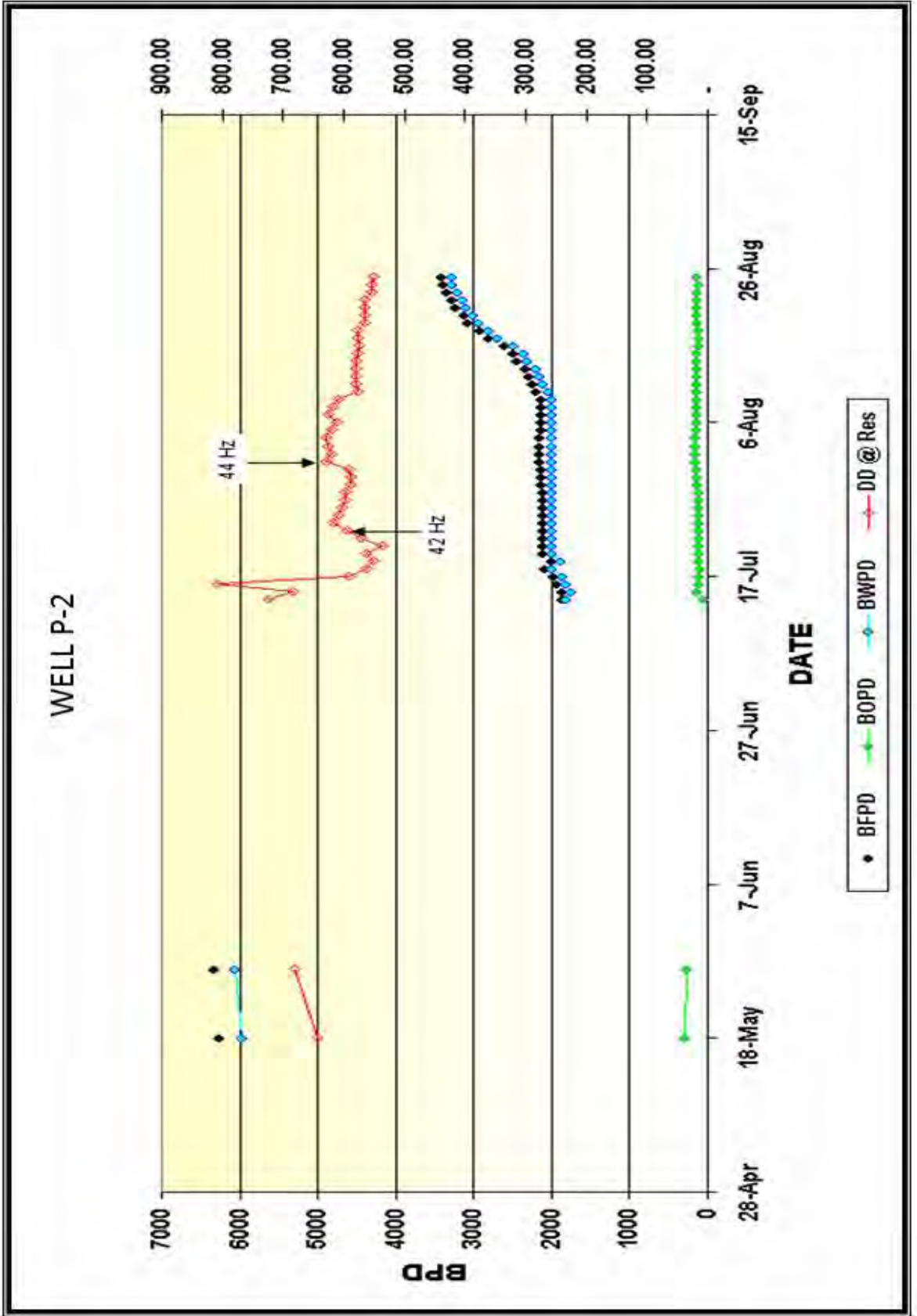


Figura 58 : REGISTRO DE CEMENTACION – POZO P-2

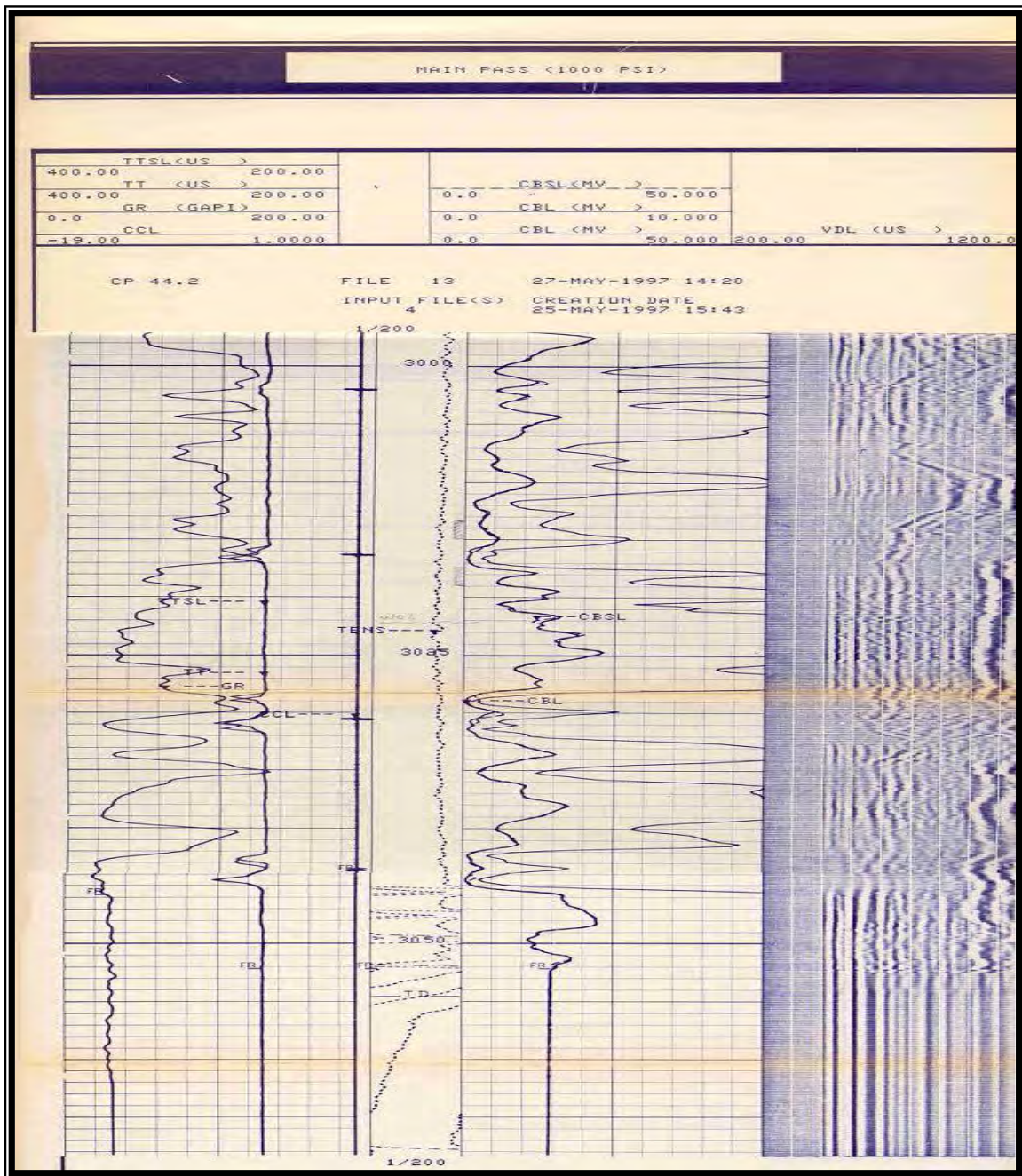
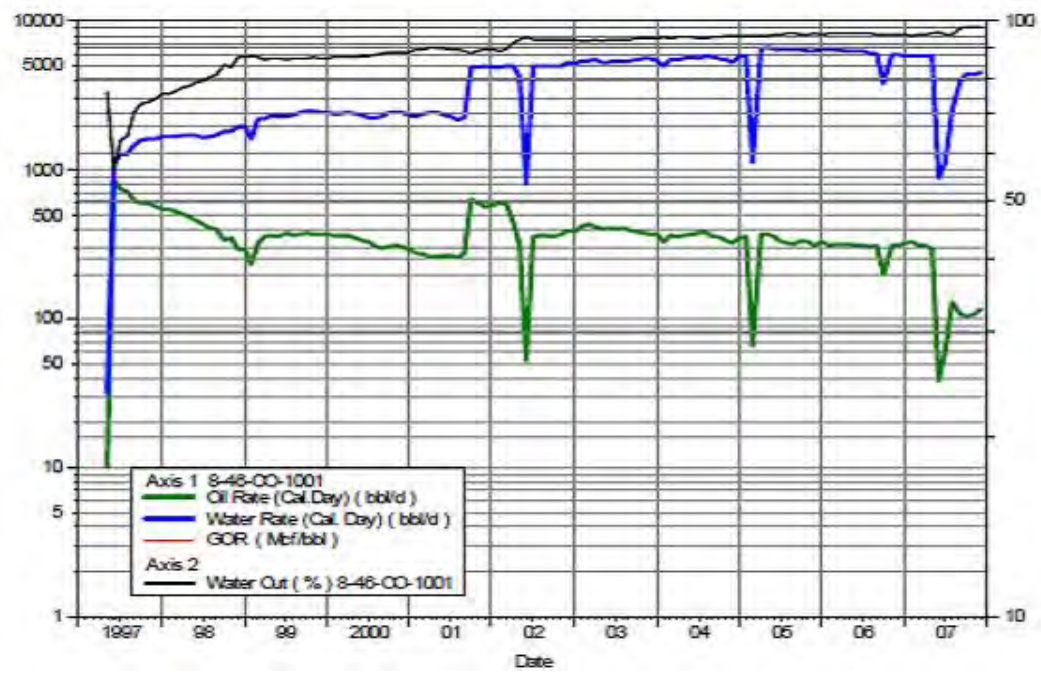
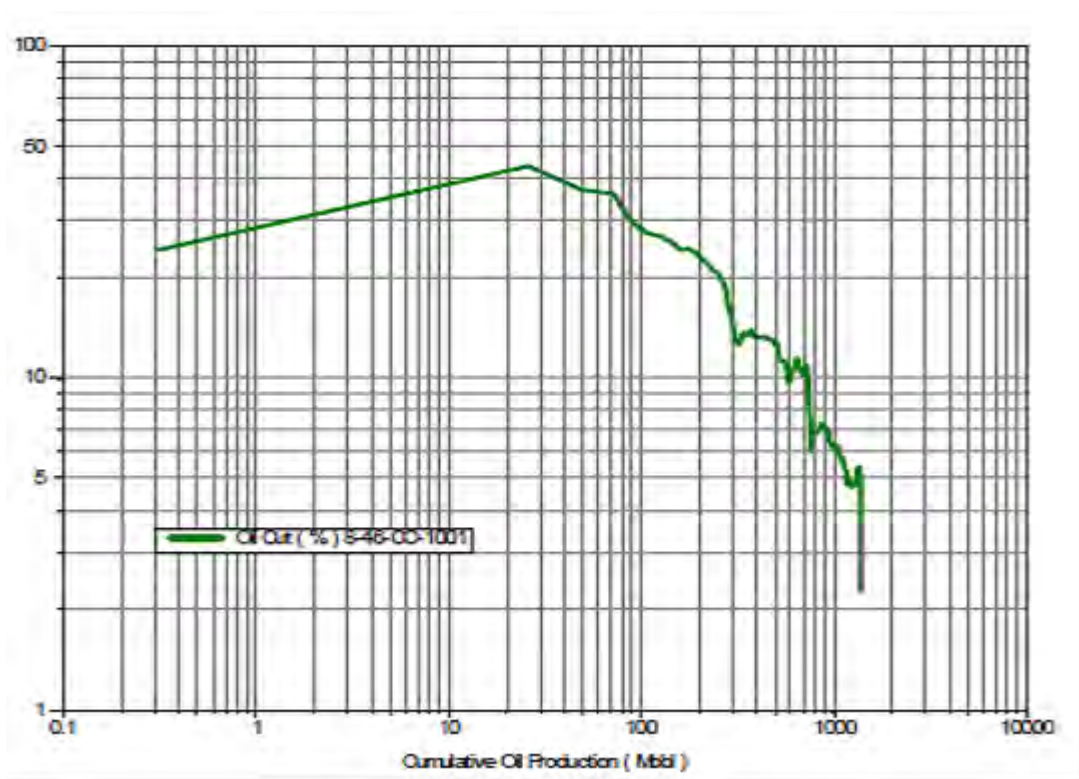


Figura 59 :Resultados de producción del pozo P-2.



Fuente: Elaboración Propia

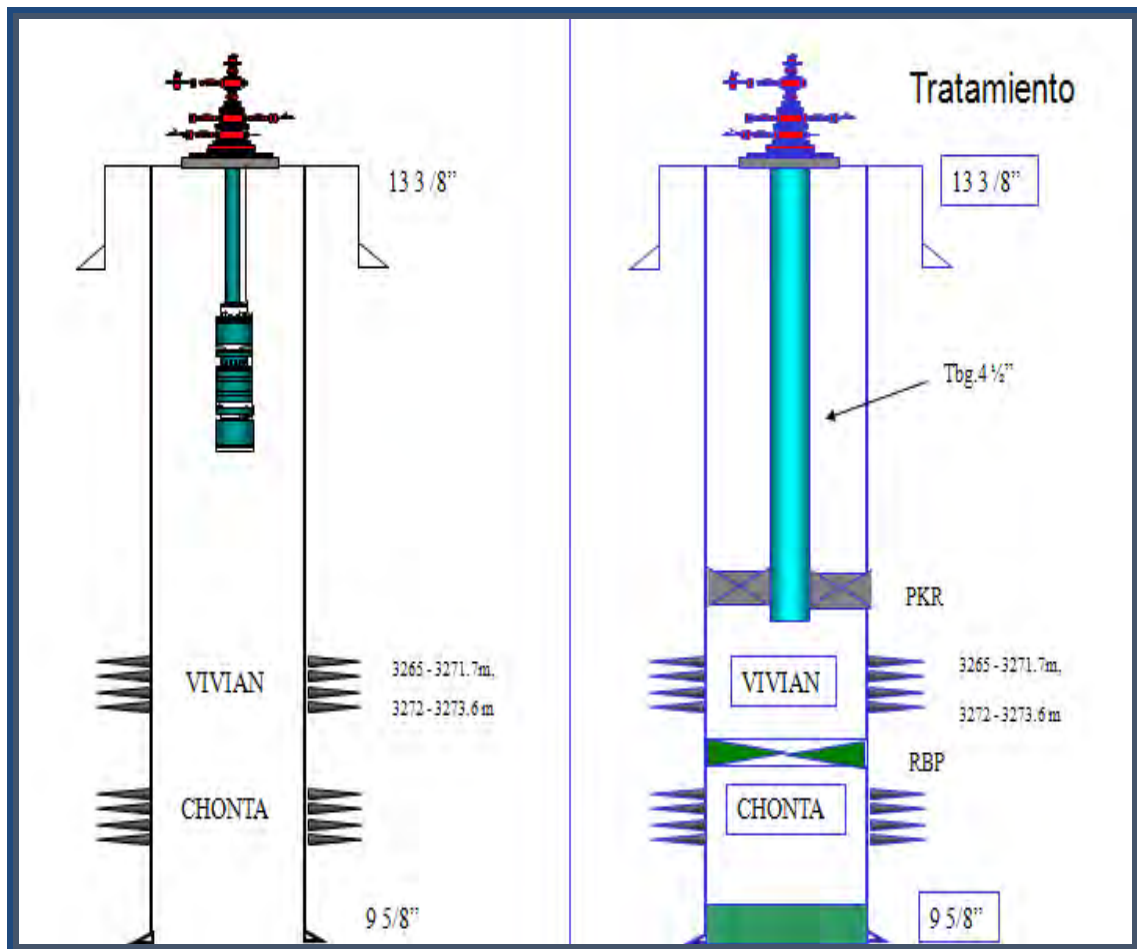
Figura 59 : Resultados de Producción Pozo P-2

FECHA	Hs.	O.P.D (Bls)	AGUA (Bls)	AGUA (Mpc)	GAS (Mpc)	GOR	Q Inv. (Bls)	PBP (psi)	PFP (psi)	CICLAJE Hz	AMP	PARACIONES PROZ OIL AGUA	NIVEL ft	'API (ppm)	SAL (ppm)	FTW	Fro	NFRR	
14-Jul-07	24	40	1826	97.9	2	38	0	115	0	40.0	69/71/71	-231	-4221	2201	23.6	79580	3.3	6.8	0.49
15-Jul-07	24	126	1741	93.3	60	460	0	115	0	40.0	69/71/71	86	-85	2046	23.6	90454	3.5	2.2	1.61
17-Jul-07	24	104	1872	94.7	55	525	0	115	0	40.0	69/72/71	-22	131	1860	23.8	88914	3.2	2.6	1.24
18-Jul-07	24	100	1996	95.2	53	526	0	115	0	40.0	69/72/71	-4	124	1798	24.0	88914	3.0	2.7	1.12
19-Jul-07	24	101	1895	94.9	49	488	0	115	0	40.0	69/72/71	1	-101	1767	23.7	90454	3.2	2.7	1.19
20-Jul-07	24	104	1997	95.0	51	488	0	115	0	40.0	69/72/71	3	102	1798	23.7	90454	3.0	2.6	1.16
21-Jul-07	24	105	2001	95.0	51	488	0	115	0	40.0	69/72/71	1	4	1796	23.7	90454	3.0	2.6	1.17
27-Jul-07	24	112	2001	94.7	54	487	0	115	0	42.0	69/71/71	7	0	1767	23.6	90454	3.0	2.4	1.25
1-Aug-07	24	148	2001	93.1	72	486	0	100	0	44.0	72/76/75	36	0	1798	23.8	90454	3.0	1.8	1.55
4-Aug-07	24	159	2001	92.6	62	391	0	95	0	44.0	72-75-75	11	0	1891	23.7	92193	3.0	1.7	1.77
5-Aug-07	24	133	2001	93.6	53	396	0	95	0	44.0	72-75-75	-26	0	1891	23.7	92193	3.0	2.0	1.48
7-Aug-07	24	134	2001	93.7	49	365	0	100	0	44.0	72-75-75	1	0	1922	22.8	90454	3.0	2.0	1.49
9-Aug-07	24	138	2001	93.5	41	298	0	100	0	44.0	72-75-75	4	0	1922	23.7	90454	3.0	2.0	1.54
15-Aug-07	24	135	2365	94.6	41	305	0	100	0	44.0	72-75-75	-3	364	1953	23.7	90454	2.6	2.0	1.27
17-Aug-07	24	118	2683	95.8	36	304	0	110	0	44.0	72-76-75	-17	318	1860	23.7	90454	2.3	2.3	0.96
19-Aug-07	24	129	2940	95.8	39	305	0	110	0	44.0	72-76-75	11	257	1550	23.8	92016	2.1	2.1	0.98
23-Aug-07	24	128	3218	96.2	39	308	0	100	0	44.0	74-76-76	-1	278	1798	23.9	88608	1.9	2.1	0.89
24-Aug-07	24	110	3276	96.8	34	309	0	100	0	44.0	74-76-76	-18	58	1798	23.6	88608	1.8	2.5	0.75
25-Aug-07	24	130	3270	96.2	40	307	0	100	0	44.0	74-76-76	20	-6	1767	23.7	88608	1.8	2.1	0.89

5.1.3 Pozo P-3

El 09 de Julio del 2008 se llevó a cabo en el lote 1AB el tercer trabajo de control de agua en la formación Vivian A, intervalos 3265 - 3271.7m, 3272 - 3273.6 m (Fig 15). Las pruebas de producción antes del trabajo, mostraron que el pozo producía 107 BOPD y 9623 BWPD con un WC: 98.9%. El mecanismo predominante en este reservorio es empuje de agua lateral y de fondo. El mecanismo de entrada de agua fue identificado como un mecanismo combinado de conificación y canalización.

Figura 60 : Diagrama del Pozo P-3



Fuente : Propia de redacción de la Tesis.

La presencia de asfaltenos inestables en el crudo de este pozo hizo necesario inhibir el solvente usado para que sea capaz de dispersarlas. Además, considerando la baja viscosidad del crudo de esta formación en P-3, lo cual minimiza la diferencia de movilidad entre el petróleo y agua de este reservorio, se bombeó el tratamiento de control de agua con una concentración del polímero de 3.5%. Primero se aisló la Formación Chonta temporalmente. Durante el bombeo del tratamiento se notó claramente la reacción de la formación tanto al ingresar el solvente como el ácido, y al ingresar el tratamiento de control de agua la tendencia de la presión fue mas bien a estabilizarse (Ver Fig 59). Después de algo mas de 6 meses de bombeado el tratamiento, la reducción de la producción de agua es significativa y esta en el orden de 7370 BWPD. La producción de petróleo durante los primeros meses después del tratamiento se mantuvo e incluso aumentó. La historia productiva se puede apreciar en la Fig 17. Por otro lado se esta evaluando el posible daño de la formación Chonta (meses después del trabajo), lo cual explicaría la reducción de la producción de petróleo.

Bombeo Tratamiento control de Agua (RPM) P-3

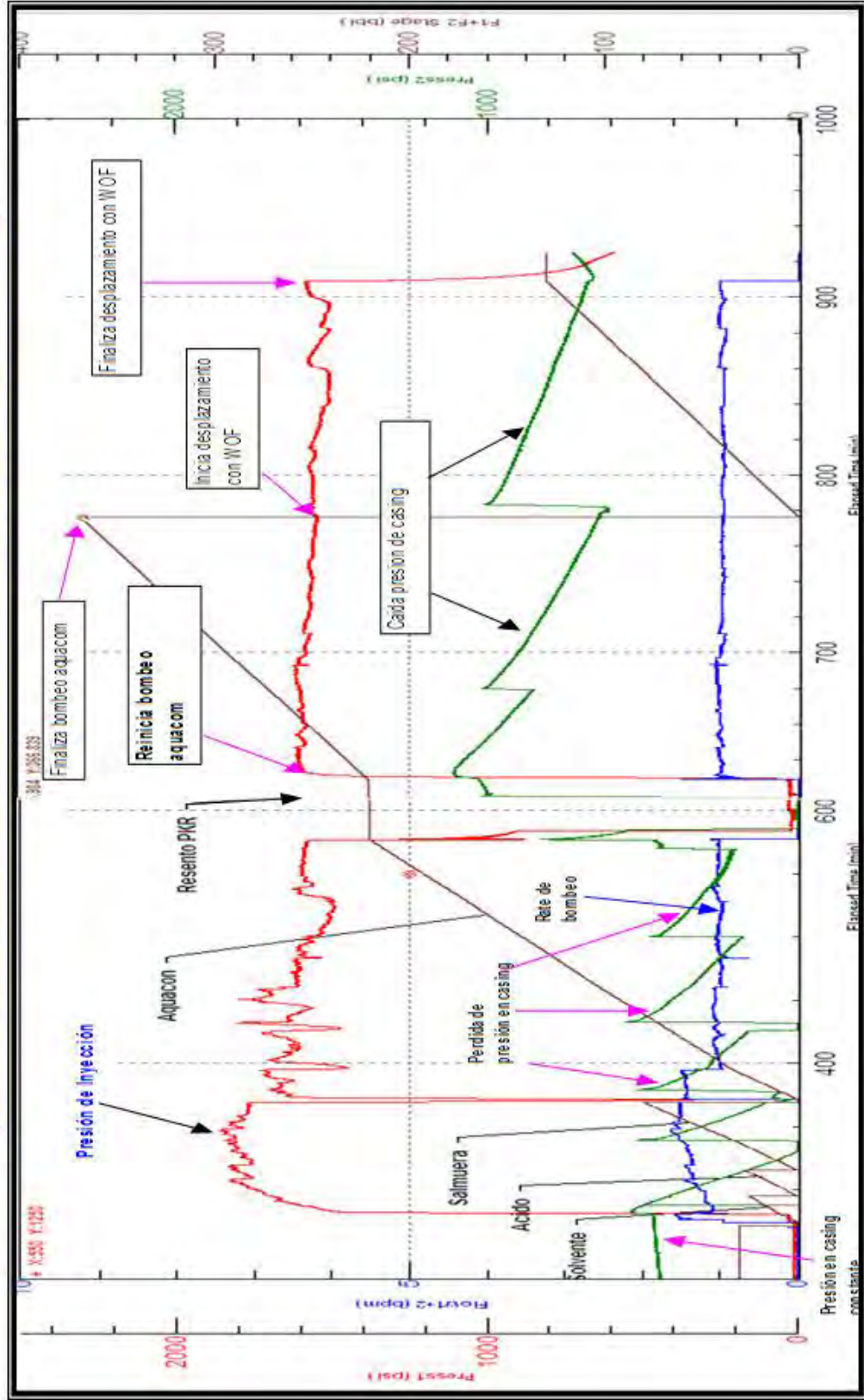


Figura 61 :Bombeo Tratamiento Control de agua (RPM) P-3

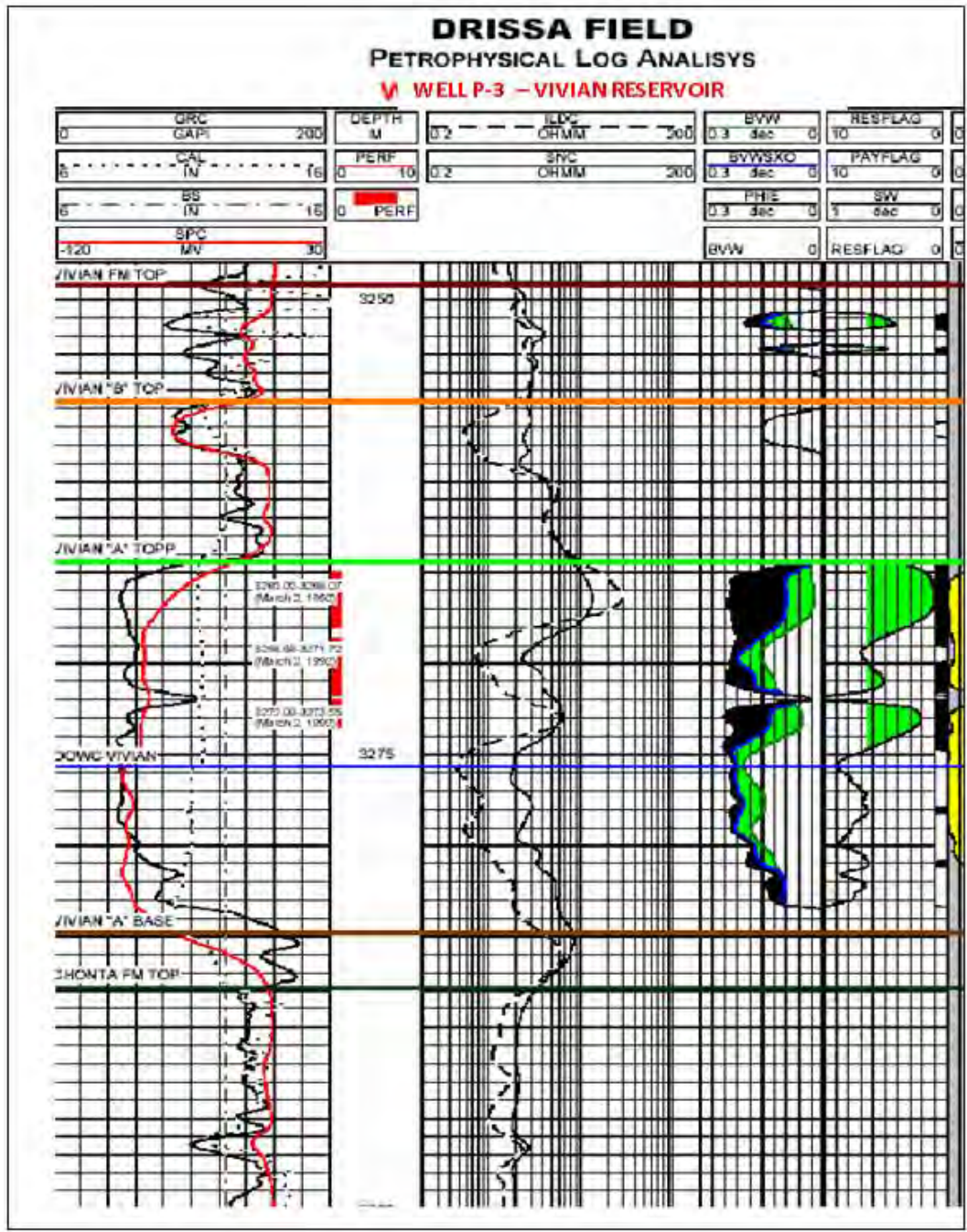


Figura 62: Resultados Petrofisicos P-3

Figura 63 : RESULTADOS DE PRODUCCION POZO P-3

FECHA	Hs.	O.P.D (Bls)	AGUA (Bls)	% AGUA (Mpc)	GAS (Mpc)	GOR	0 Inv. (Bls)	PBP (psi)	PPP (psi)	CICLAJE Hz	AMP	KARACHOKA PZL OIL	AGUA ft	NIVEL	°API	SAL (ppm)	FTW	Fro	NFRR
7-Feb-08	24.0	62	2694	97.8	31	500	0	280		49.0	82-84-82	2.00	76.0	2631	38.4	104304	3.57	1.73	2.07
15-Feb-08	24.0	64	2762	97.7	40	625	0	245		49.0	84-84-80	2.00	68.0	2609	38.4	104516	3.48	1.67	2.08
26-Feb-08	24.0	66	2905	97.8	41	621	0	245		49.0	83-82-80	2.00	143.0	2687	38.4	105655	3.31	1.62	2.04
4-Mar-08	24.0	70	3069	97.8	45	643	0	245		49.0	84-83-80	4.00	164.0	2503	38.4	104389	3.14	1.53	2.05
13-Mar-08	24.0	69	3010	97.8	42	609	0	250		49.0	84-84-80	-1.00	-59.0	2609	38.4	105685	3.20	1.55	2.06
5-Apr-08	24.0	71	3084	97.7	44	620	0	250		49.0	86-80-78	2.00	74.0	2695	38.4	105158	3.12	1.51	2.07
14-Apr-08	24.0	72	3113	97.7	41	569	0	250		49.0	86-80-84	1.00	29.0	2626	38.4	104810	3.09	1.49	2.08
21-Apr-08	24.0	70	3042	97.8	45	643	0	250		49.0	85-86-83	-2.00	-71.0		38.4	105880	3.16	1.53	2.07
18-May-08	24.0	68	3231	97.9	48	706	0	246		49.0	83-83-82	-2.00	189.0	2473	38.4	104598	2.98	1.57	1.89
8-Jun-08	24.0	67	3218	98.0	40	597	0	324		49.0	88-84-83	-1.00	-13.0	3328	38.4	104708	2.99	1.60	1.87
14-Jun-08	24.0	66	3135	97.9	48	727	0	270		49.0	84-84-81	-1.00	-83.0	2717	38.4	104300	3.07	1.62	1.89
16-Jul-08	24.0	70	3349	98.0	52	743	0	260		49.0	84-84-81	4.00	214.0	3236	38.4	105064	2.87	1.53	1.88
4-Aug-08	24.0	72	3431	97.9	50	694	0	250		49.0	85-84-91	2.00	82.0		38.4	105350	2.80	1.49	1.89
23-Aug-08	24.0	71	3387	97.9	56	789	0	245		49.0	85-86-83	-1.00	-54.0	3175	38.4	105210	2.86	1.51	1.90
11-Sep-08	24.0	67	3540	98.1	52	776	0	250		49.0	85-84-81	-4.00	173.0	3022	38.4	104652	2.72	1.60	1.70
15-Sep-08	24.0	53	3529	98.5	53	1000	0	265		49.0	85-84-81	-14.00	-11.0	3145	38.4	103125	2.73	2.02	1.35
21-Sep-08	24.0	51	3627	98.7	50	980	0	260		49.0	85-84-81	-2.00	298.0	2931	38.4	105264	2.51	2.10	1.20
27-Sep-08	24.0	44	3886	98.9	52	1182	0	250		49.0	85-85-82	-7.00	59.0	2748	38.4	104310	2.48	2.43	1.02
2-Oct-08	24.0	50	3926	98.5	56	933	0	255		49.0	85-83-82	16.00	40.0	2778	38.4	105462	2.45	1.78	1.37
3-Oct-08	24.0	58	4074	98.6	64	1103	0	275		49.0	85-84-82	-2.00	148.0	2778	38.4	105713	2.36	1.84	1.28
9-Oct-08	24.0	60	4225	98.6	55	917	0	270		49.0	85-84-83	2.00	151.0	2687	38.4	104296	2.26	1.78	1.28
20-Oct-08	24.0	62	4337	98.6	61	984	0	250		49.0	88-88-81	2.00	112.0	2809	38.4	104150	2.22	1.73	1.29
26-Nov-08	24.0	60	4208	98.6	56	933	0	275		49.0	84-85-82	-2.00	-129.0	2626	38.4	104150	2.29	1.78	1.28
4-Jan-09	24.0	61	4275	98.6	60	984	0	255		49.0	84-85-83	1.0	67.0	2809	38.4	103855	2.25	1.75	1.28
24-Feb-09	24.0	63	3852	98.4	61	968	0	255		49.0	84-85-84	2.0	-423.0	2809	38.4	104116	2.50	1.70	1.47
4-Mar-09	24.0	62	3789	98.4	62	1000	0	255		49.0	84-85-85	-1.0	-83.0	2809	38.4	104180	2.54	1.73	1.47
11-Mar-09	24.0	62	3812	98.4	63	1016	0	255		49.0	84-85-86	0.0	20.0	2809	38.4	104160	2.52	1.73	1.46
20-Mar-09	24.0	64	3918	98.4	64	1000	0	255		49.0	84-85-87	2.0	106.0	2809	38.4	104317	2.46	1.67	1.47
29-Mar-09	24.0	65	3990	98.4	65	1000	0	255		49.0	84-85-88	1.0	72.0	2809	38.4	104722	2.41	1.65	1.47
4-Apr-09	24.0	65	4011	98.4	66	1015	0	255		49.0	84-85-89	0.0	21.0	2809	38.4	104120	2.40	1.65	1.46
14-Apr-09	24.0	64	3945	98.4	67	1047	0	255		49.0	84-85-90	-1.0	-66.0	2809	38.4	104185	2.44	1.67	1.46
20-Apr-09	24.0	64	3906	98.4	61	797	0	250		49.0	84-85-83	0.0	-39.0		38.4	104482	2.46	1.67	1.47

WELL P-3

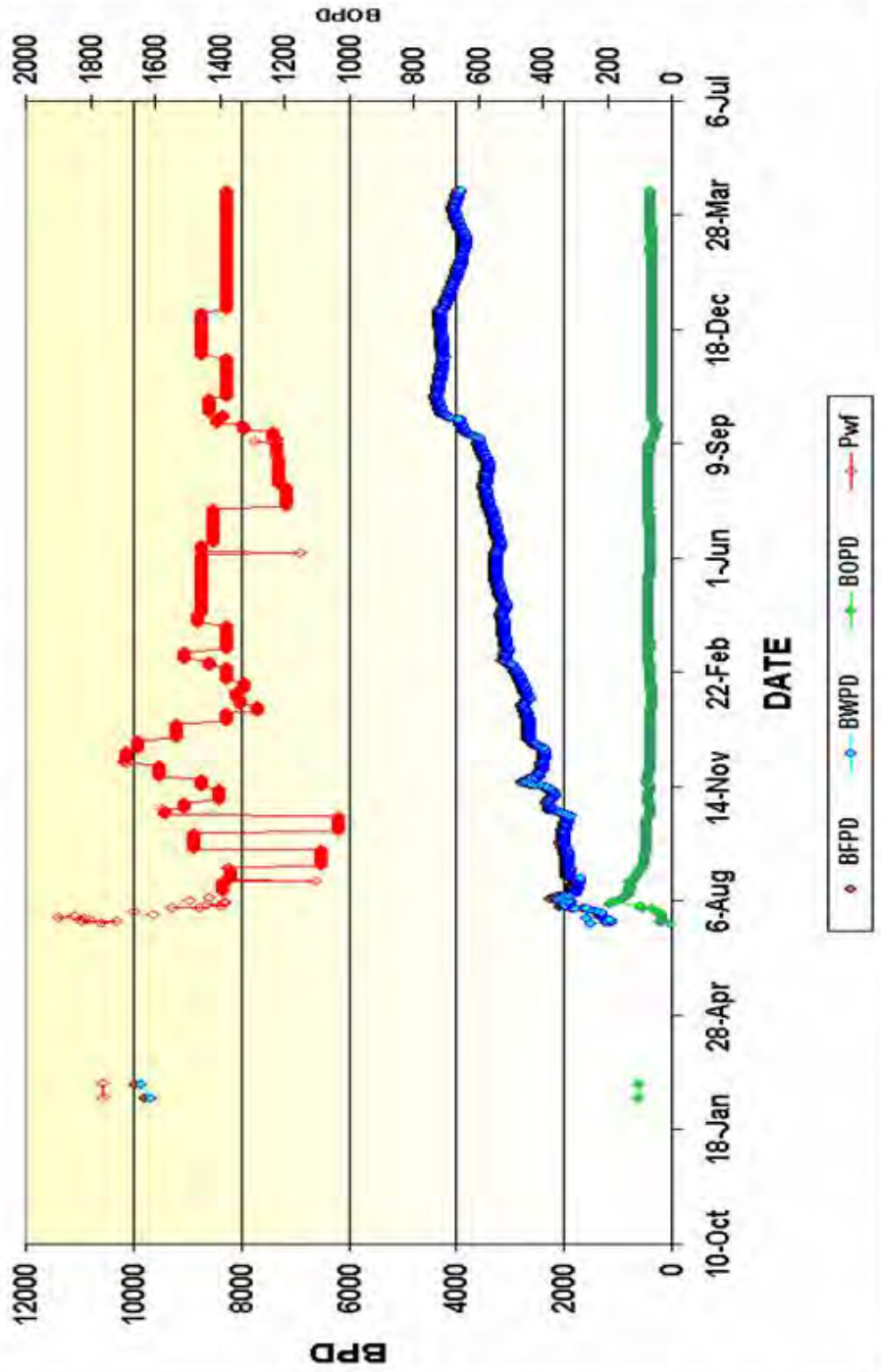
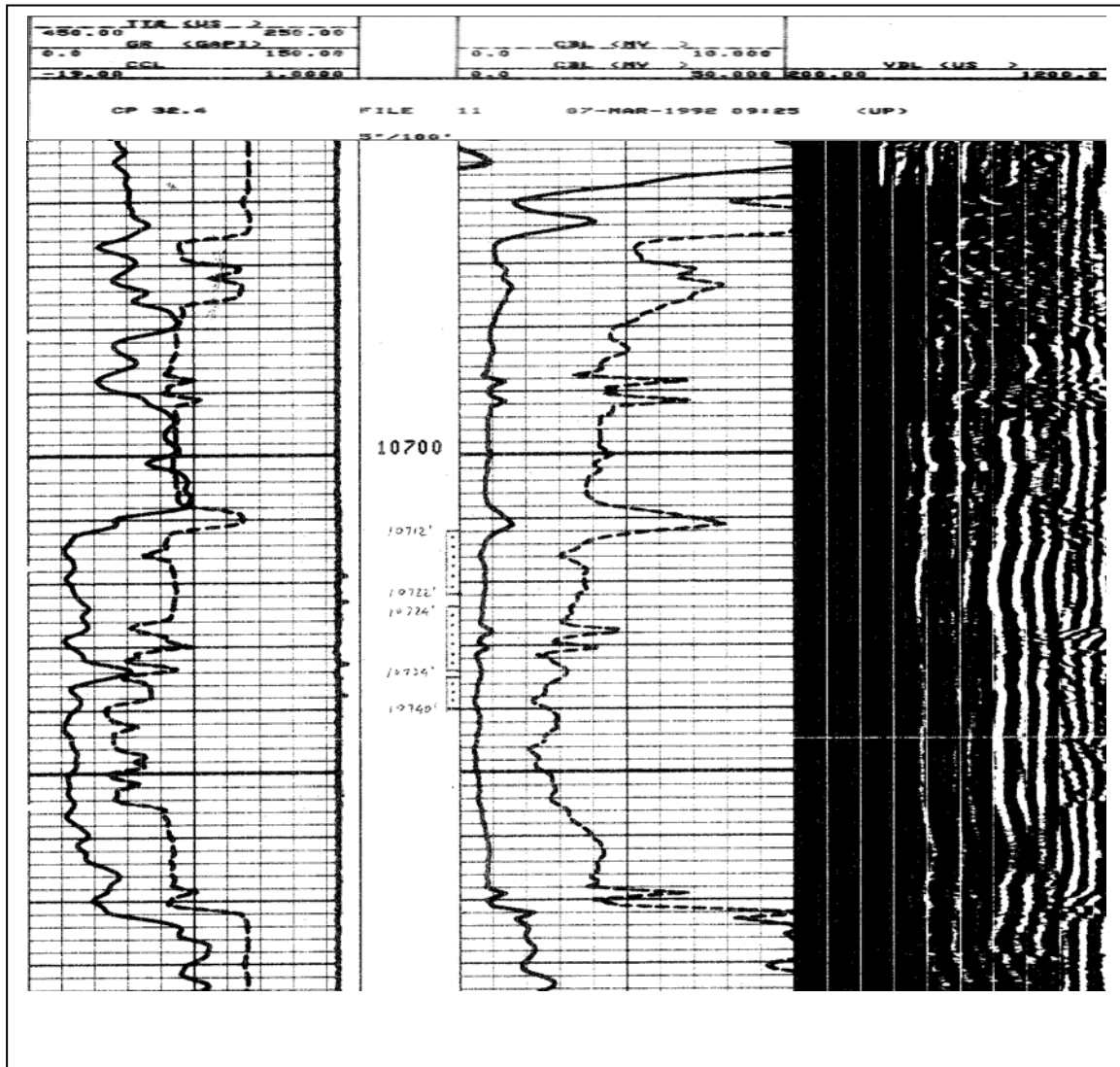
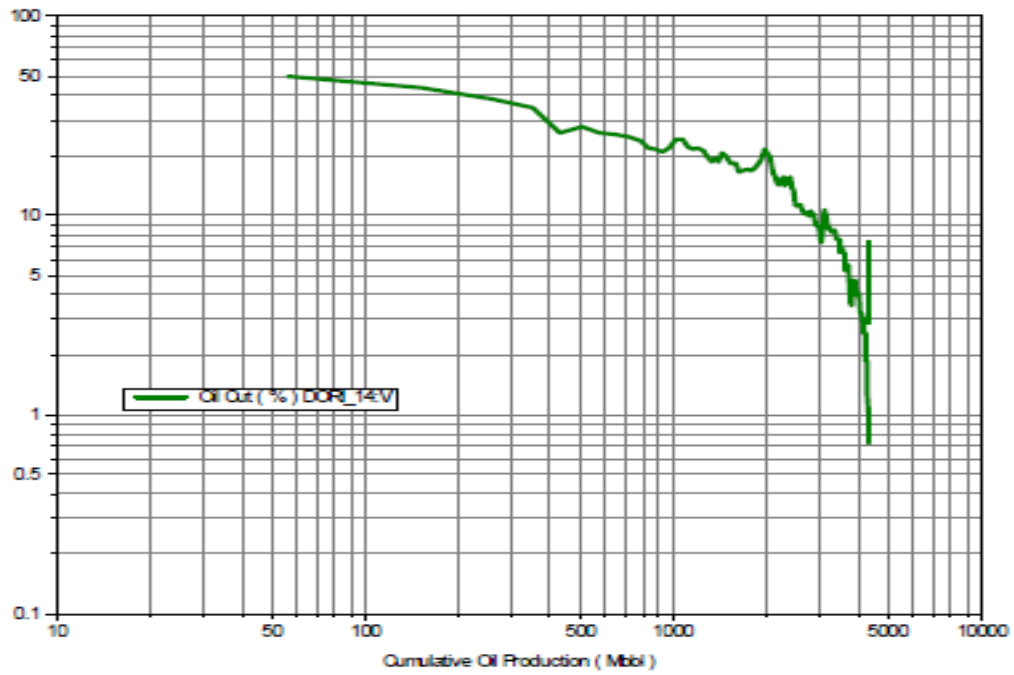


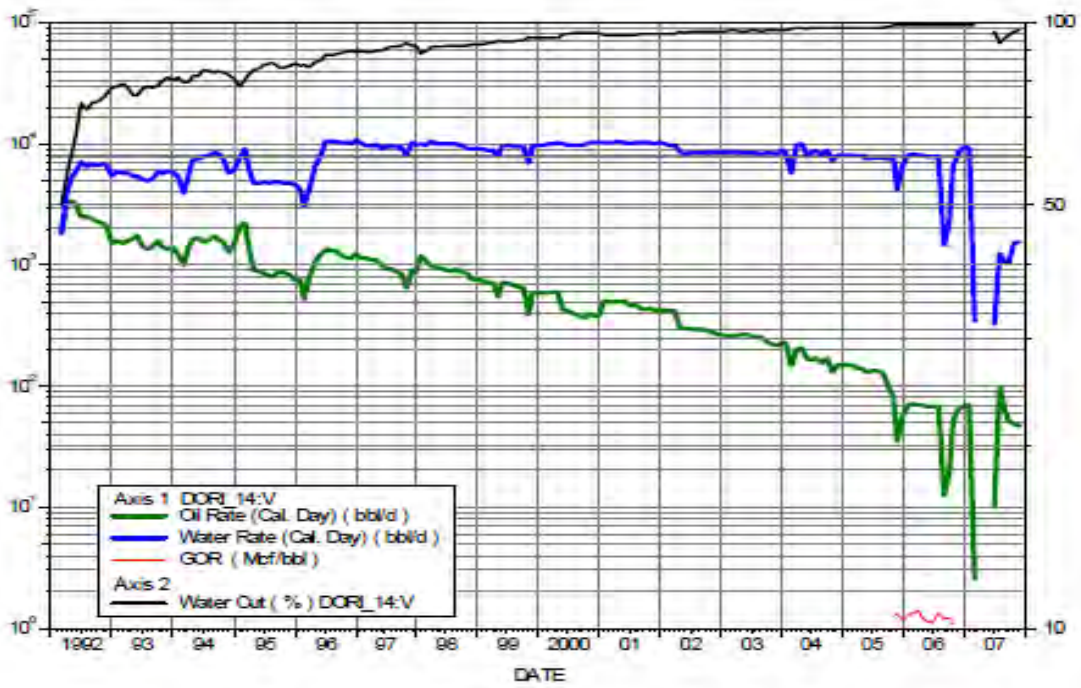
FIGURA 64 : REGISTRO DE CEMENTACION - POZO P-3



Fuente: Registro del Pozo realizado por la Cia SLB.



Fuente: Elaboración Propia



Fuente: Elaboración Propia

WELL P-3
CHAN's Model (Reporte diario)

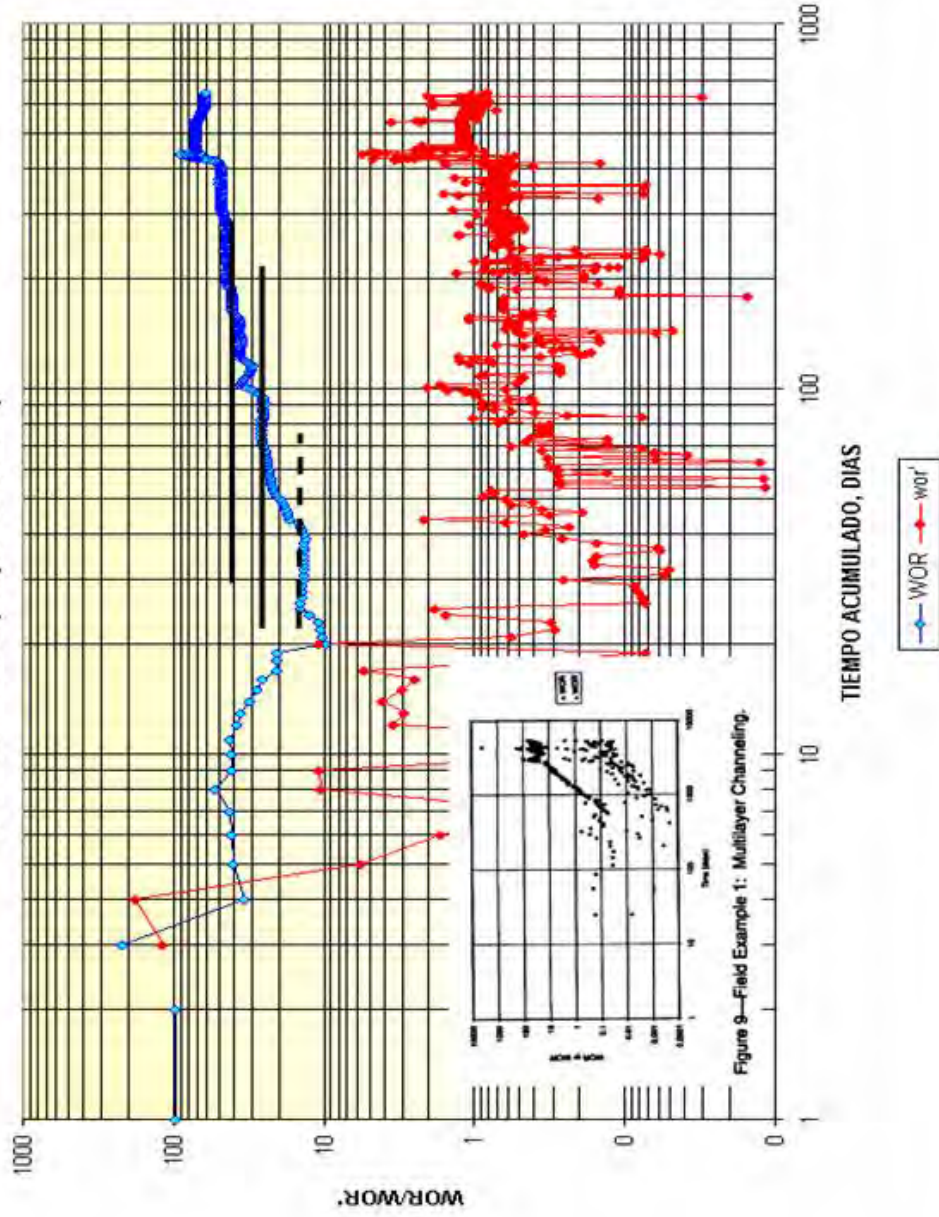


Figure 9—Field Example 1: Multilayer Channeling.

Figura 65 : Grafica Modelo Chans Pozo p-3

5.1.4 Pozo P-4

Reducir el corte de agua del pozo P-4 mediante la inyección a caudal matricial de un Polímero para modificar de la permeabilidad relativa.

A. Datos de la Formación y del Pozo.

Propiedades del reservorio

En este pozo, la formación “Vivian A” va desde los 2757 a 2780 mts

“Vivian A” se muestra bastante permeable con arena ‘Limpia’.

Punzados en Vivian : 2757.2 – 2764.8 mts.

Porosidad promedio : 17.1 %

Temperatura promedio en reservorio : 244 °F

Gravedad API petróleo : 20.2°

Presión de reservorio Vivian Actual : 3400 psi

Gradiente de fractura estimada de la formación : 0.6 psi/ft

Permeabilidad promedio de Vivian A : 600–5000 md

Diámetro del borehole : 12.25”

Características del pozo

Forros de producción: Csg de 9 5/8” – 47 ppf (0 – 3038.9 mts).

Tipo de pozo : vertical.

Tubing a usar : 4 ½”

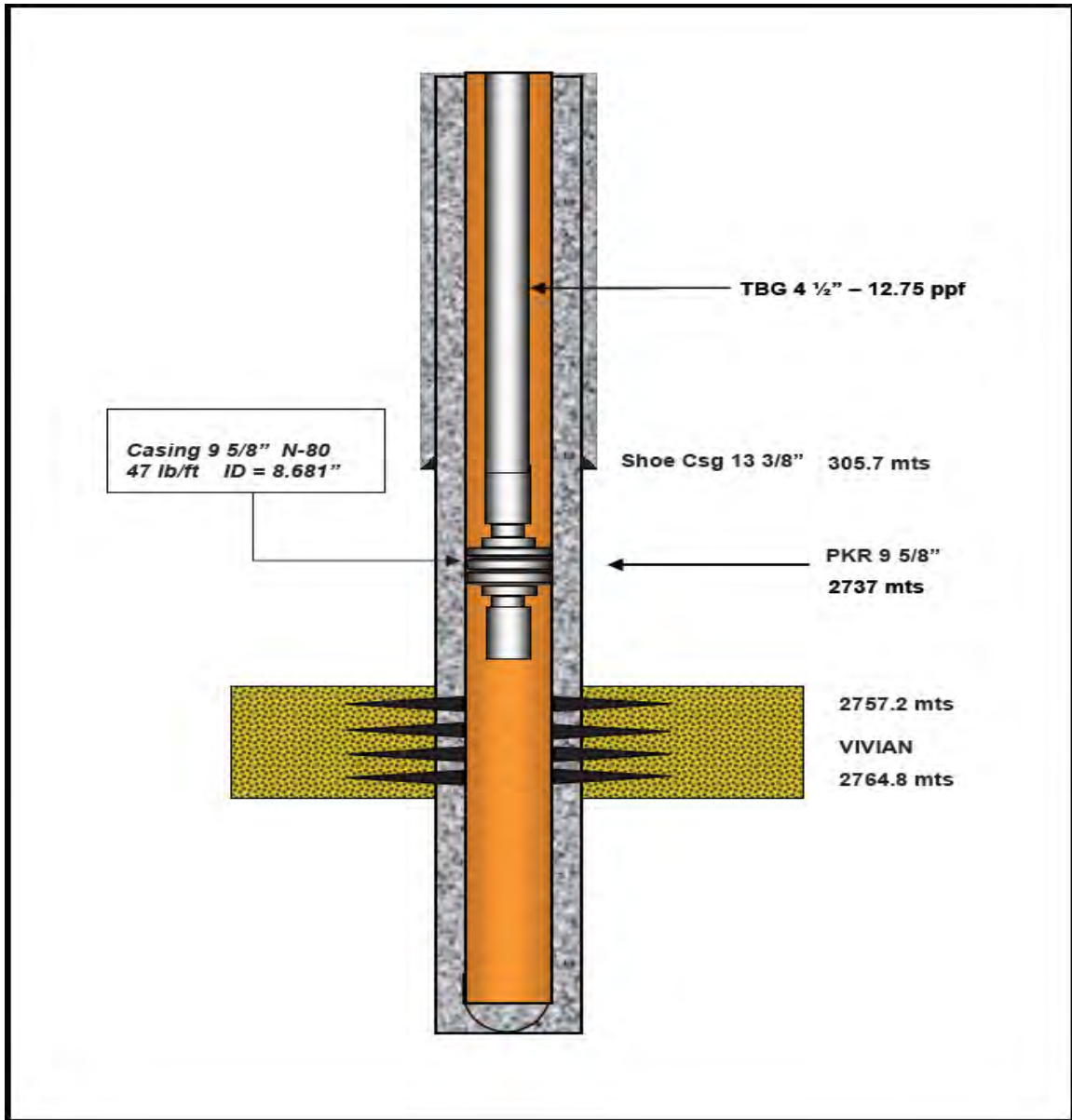
RBP : 3301 m.

Packer : 3253 m.

Último dato de producción: 128 bopd x 10285 bwpd

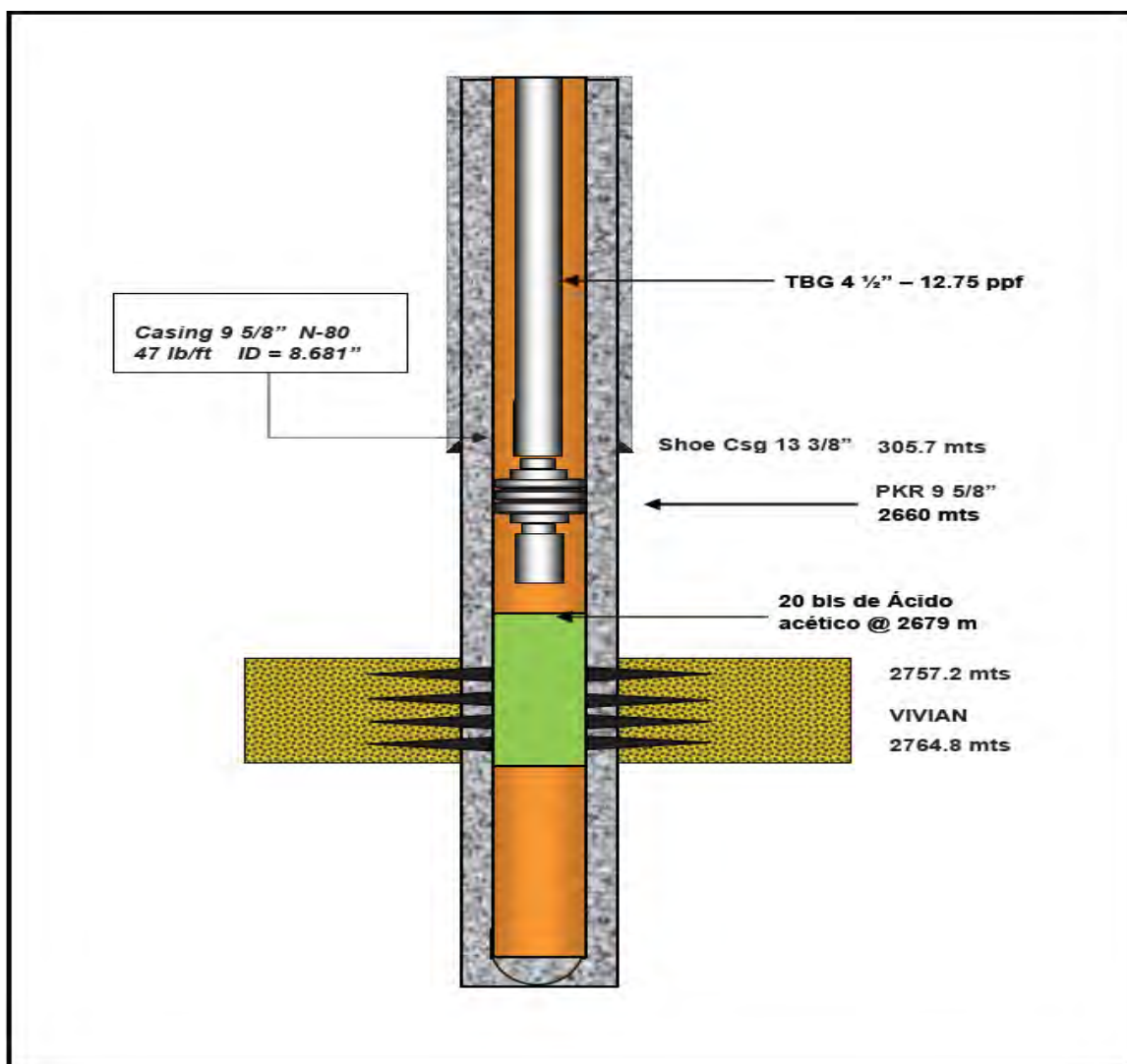
FIGURA 66 : INSTALACION EN EL POZO DURANTE EL TRABAJO

Fuente : Propia de redacción de la Tesis



Fuente : Propia de redacción de la Tesis.

Figura 67 : Instalación en el Pozo durante el trabajo.(Instalación #2:).



Fuente : Propia de redacción de la Tesis.

Esta instalación se dio con la idea de acercar lo más que se pueda el segundo tratamiento con Ácido Acético y los punzados, después se levantó por encima de este tratamiento para inyectarlo a formación.

B. Diseño del Tratamiento en Laboratorio.

Ensayos de Compatibilidad.

Se realizaron las compatibilidades con todos los fluidos a ser enviados al pozo:

FLUIDO 2: ACIDO ACETICO AL 10%

ENSAYO 13	gpt	Tiempo	Vol (cc)	% Ruptura	Comentario	Foto
AGUA		1 min	50	80%	Buena acuohumectación	
CI-11	1	10 min	50	100%	Buena acuohumectación	
Ácido acético	97	20 min	50	100%	Buena acuohumectación	
NE-940	5	30 min	50	100%	Buena acuohumectación	
US-40	30					
Clay Treat 3C	2					
Ferrotrol 300	30 PPT					
Ferrotrol 210	20 PPT					
Acuomectabilidad:	BUENA					

Tabla 13 : Ensayos de Compatibilidad Fluido 2. (ACIDO ACETICO AL 10%)

FLUIDO 3:SSA - HALF (1.5 % de HF FOSFONICO)



ENSAYO 15	gpt	Tiempo	Vol (cc)	% Ruptura	Comentario	Foto
AGUA		1 min	50	100%	muy Oscuro	
CI-11	1	10 min	50	100%	Buena acuohumectación	
NE-940	3	20 min	50	100%	Buena acuohumectación	
US-40	10	30 min	50	100%	Buena acuohumectación	
Ferrotrol 300	30 PPT					
HV acid	30					
ABF	185 PPT					
Ferrotrol 210	20 PPT					
Acuomectabilidad:	BUENA					

Tabla 14 : Ensayos de Compatibilidad Fluido 3 - SSA - HALF (1.5 % de HF FOSFONICO).


FLUIDO 4: SALMUERA INHIBIDA + FSA-1

Tabla 15 : Ensayos de Compatibilidad Fluido 4 :(Salmuera Inhibida)

ENSAYO 17	gpt	Tiempo	Vol (cc)	% Ruptura	Comentario	Foto
AGUA		1 min	49	98%	Buena acuohumectación	
NE-940	3	10 min	50	100%	Buena acuohumectación	
Clay Treat 3C	2	20 min	50	100%	Buena acuohumectación	
FSA-1	3	30 min	50	100%	Buena acuohumectación	
US-40	10					
Acuomectabilidad:	BUENA					

Fuente : Ensayos realizados en campo.

Tabla 16 : Ensayos de Compatibilidad Fluido 4

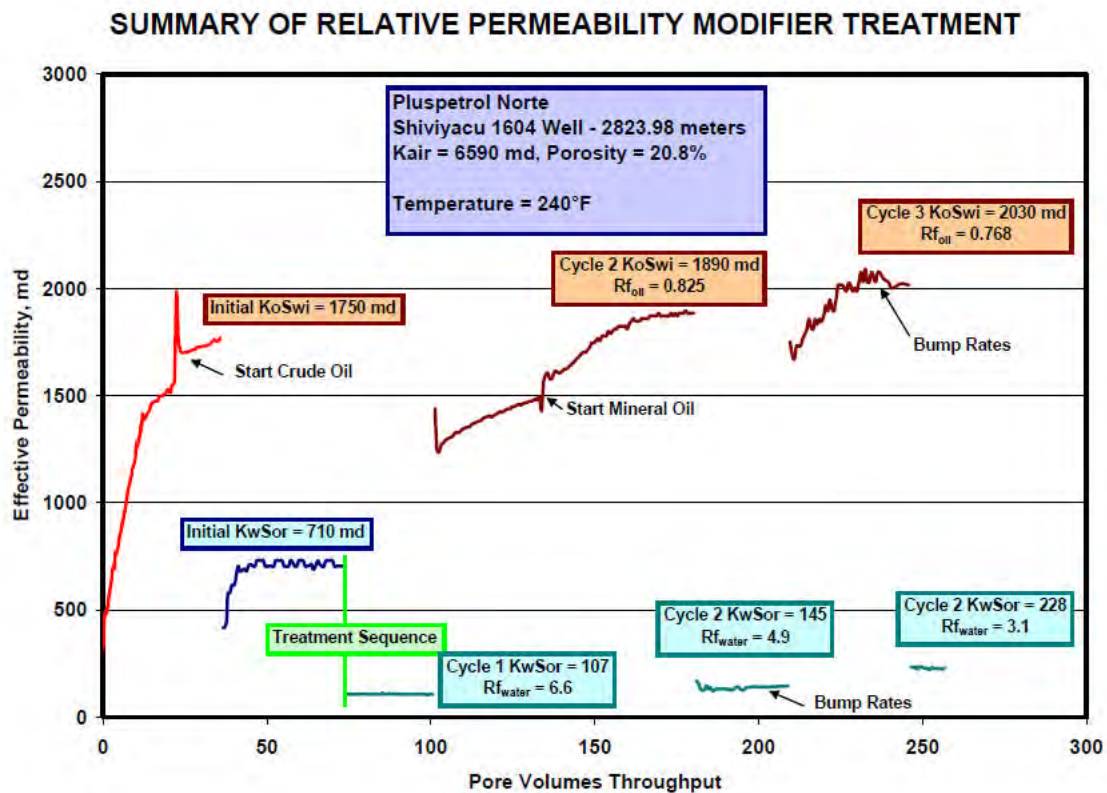
ENSAYO 15	gpt	Tiempo	Vol (cc)	% Ruptura	Comentario	Foto
AGUA		1 min	50	100%	muy Oscuro	
Clay treat 3C	2	10 min	50	100%	Buena acuohumectación	
AquaCon	30	20 min	50	100%	Buena acuohumectación	
NE-940	3	30 min	50	100%	Buena acuohumectación	
FSA-1	2					
Acuomectabilidad:	BUENA					

Fuente: Elaboración Propia

C. Reporte de Core Flow Test.

El ensayo fue realizado con un core del pozo Shiviyaqu 1604, en este test se apreció un considerable aumento de la relación entre la permeabilidad relativa al crudo con respecto a la permeabilidad relativa al agua, mediante el uso del Polímero. Shiviyaqu es un campo vecino a Forestal, y la formación Vivian es muy similar entre ambos. Por lo que se realizaron análisis de los Core en la Formación Vivian y el Uso de los RPM en las Rocas reservorios ver anexo (IV)

Figura 68 : Diagrama del Tratamiento del Modificador de la Permeabilidad Relativa P-4



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 17 FLUIDOS A PREPARAR PARA EL TRATAMIENTO.

DIESEL INHIBIDO			30 bbls
ADITIVOS	CONCENTRACIÓN	UNIDADES	VOL A MEZCLAR
Diesel	745	Gpt	22 bls
Paravan-25	200	Gpt	275 gal
NE-940	5	Gpt	7 gal
US-40	50	Gpt	63 gal

ACIDO ACETICO AL 10%			20 bbls
ADITIVOS	CONCENTRACIÓN	UNIDADES	VOL A MEZCLAR
Agua fresca	865	Gpt	18 bls
Cl-11	1	Gpt	1 gal
Ácido acético	97	Gpt	89 gal
NE-940	5	Gpt	4 gal
US-40	30	Gpt	25 gal
Clay Treat 3C	2	Gpt	2 gal
Ferrotrol 300	30	Ppt	25 lbs
Ferrotrol 210	20	Gpt	17 lbs

PH < 1

SSA ORGÁNICO 1.5% FOSFONICO			30 bbls
ADITIVOS	CONCENTRACIÓN	UNIDADES	VOL A MEZCLAR
Agua fresca	956	Gpt	29 bls
Cl-11	1	Gpt	2 gal
NE-940	3	Gpt	4 gal
US-40	10	Gpt	14 gal
Ferrotrol 300	30	Gpt	40 lbs
HV acid	30	Gpt	38 gal
ABF	185	Ppt	250 lbs
Ferrotrol 210	20	Gpt	25 gal

Fuente: Elaboración Propia

PH: Entre 1 y 2

SALMUERA INHIBIDA CON FSA-1			100 bbls
ADITIVOS	CONCENTRACIÓN	UNIDADES	VOL A MEZCLAR
Agua fresca	982	Gpt	98.2 bls
NE-940	3	Gpt	14 gal
Clay Treat 3C	2	Gpt	9 gal
FSA-1	3	Gpt	14 gal
US-40	10	Gpt	42 gal

SALMUERA INHIBIDA			400 bbls
ADITIVOS	CONCENTRACIÓN	UNIDADES	VOL A MEZCLAR
Agua fresca	982	Gpt	394 bls
NE-940	3	Gpt	50 gal
Clay Treat 3C	2	Gpt	34 gal
US-40	10	Gpt	168 gal

Fuente: Elaboración Propia

PH = 7

AQUACON HP 3.0 %			265 bbls
ADITIVOS	CONCENTRACIÓN	UNIDADES	VOL A MEZCLAR
Agua fresca	965	Gpt	255 bls
Clay Treat 3C	2	Gpt	22 gal
AquaCon	30	Gpt	334 gal
NE-940	3	Gpt	34 gal
FSA-1	2	Gpt	23 gal

Fuente : Propia de desarrollo de la Tesis.

PH = 8

ACIDO ACETICO AL 10%			20 bbls
ADITIVOS	CONCENTRACIÓN	UNIDADES	VOL A MEZCLAR
Agua fresca	865	Gpt	18 bls
CI-11	1	Gpt	1 gal
Ácido acético	97	Gpt	89 gal
NE-940	5	Gpt	4 gal
US-40	30	Gpt	25 gal
Clay Treat 3C	2	Gpt	2 gal
Ferrotrol 300	30	Ppt	25 lbs
Ferrotrol 210	20	Gpt	17 lbs

PH <1

SALMUERA INHIBIDA			150 bbls
ADITIVOS	CONCENTRACIÓN	UNIDADES	VOL A MEZCLAR
Agua fresca	982	Gpt	147 bls
NE-940	3	Gpt	19 gal
Clay Treat 3C	2	Gpt	13 gal
US-40	10	gpt	63 gal

PH = 7

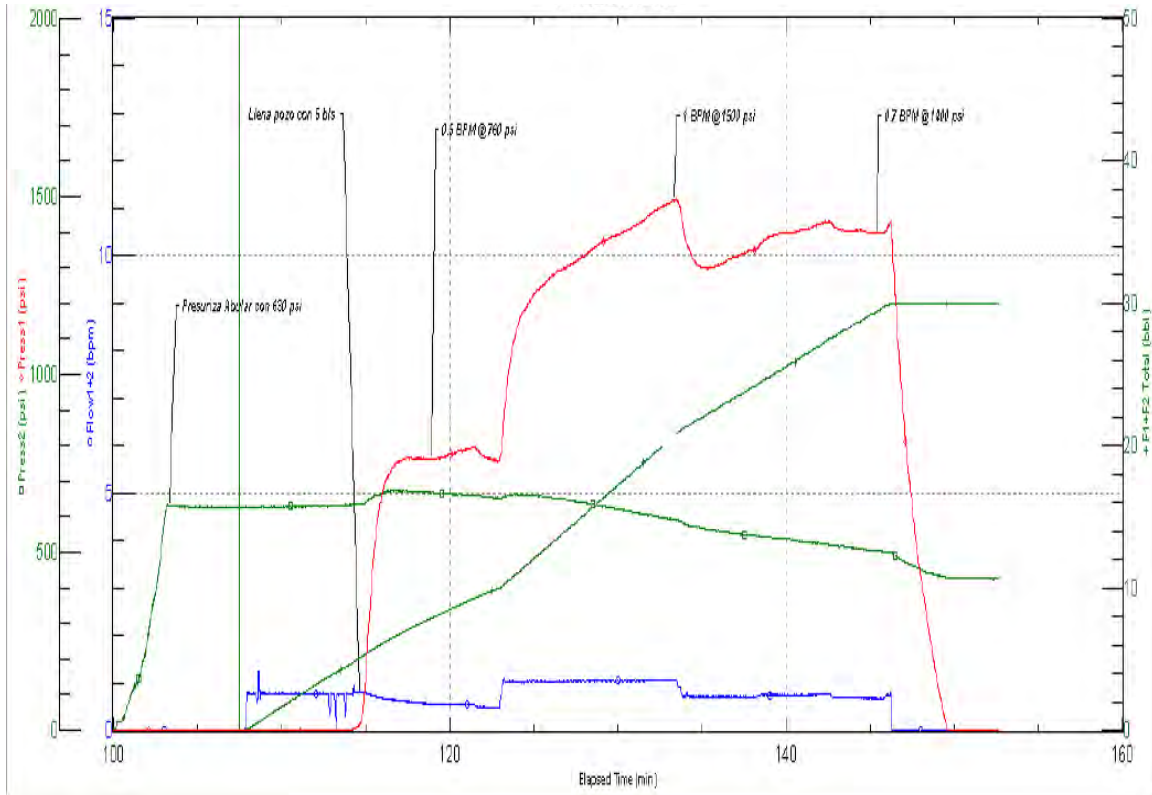
Tabla 18 : PROCEDIMIENTO OPERATIVO REALIZADO

HORA		VOLUMEN	DENSIDAD	PRESIÓN	CAUDAL	DESCRIPCION
Hra	Fecha	Bbls	ppg	psi	Bpm	
03:10 am	21-Sep-12	20	8.4	140	3	Bombee 20 bls de Salmuera Inhibida Procede a sacar tubería para que quede encima del ácido @ 2660
05:44 am	21-Sep-12					Termina de sacar tubería, sienta PKR y presuriza anular con 570 psi
05:57 am	21-Sep-12					Inicia inyección de Ácido acético
		8	8.4	2000	0.5	Mediante hesitaciones logra inyectar 8 bls de ácido acético a la formación
07:15 am	21-Sep-12					Se desfoga la presión para verificar buen funcionamiento del PKR, retorna 0.5 bls; el pozo tomo 7.5 bls
07:25 am	21-Sep-12	15	8.4	1950	0.5	Retoma inyección a caudal constante y logra inyectar un total de 15 bls de ácido, para bombas y deja en reposo media hora
08:05 am	21-Sep-12	20	8.4	1790	0.5	Retoma inyección a caudal constante y logra inyectar un total de 20 bls de ácido
		50	8.4	1700/1910	0.4/1.1	Logra inyectar a formación 30 bls más de Salmuera , desfoga presión
						Reporta resultados a Lima y se decide preparar todo para la inyección de Aquacon
09:52 am	21-Sep-12	20	8.4	1580/1740	0.7/1.1	Inicia el Bombeo de 20 bls de Salmuera inhibida para corroborar inyectividad
		100	8.4	1680/1602	1/1.2	Continua Bombeando Aquacon
		225	8.4	1500/1336	1.4	Culmina bombeo de 225 bls de Aquacon
02:30 pm	21-Sep-12	100	8.4	1180	1.2	Culmina el Bombeo de 100 bls de Salmuera inhibida
						Presión cae a cero psi
						Deja pozo cerrado por 18 horas
09:00 am	22-Sep-12					Desfoga presión de forros (700 psi), y presión por directa (0 psi)
						Desancla PKR y procede a sacar tubería
09:30 am	22-Sep-12					Baker Pumping procede a desarmar Equipos
						Fin de la Operación
07:00 pm	20-Sep-12					Prueba de Líneas con 3100 psi OK
07:56 pm	20-Sep-12	2	8.4	154	3	Inicia Bombeo de la secuencia de fluidos con el Ácido Acético
		22	8.4	150	3	Continua con el Bombeo de Ácido Acético al 10%
		110	8.4	140	3	Continua con el Bombeo de Salmuera Inhibida
						Procede a Sentar PKR y presuriza anular con 550 psi
08:55 pm	20-Sep-12	1.3	8.4	1800	0.5	Muy baja inyectividad
						Realiza hesitaciones hasta 2000 psi sin lograr inyección
						Se consulta con Lima y decide llevar la punta a los perforados, spotear el ácido acético y probar inyectividad.
01:15 am	21-Sep-12					Procede desfogar anular, se baja tubería hasta 2763 m

Fuente : Propia de desarrollo de la Tesis.

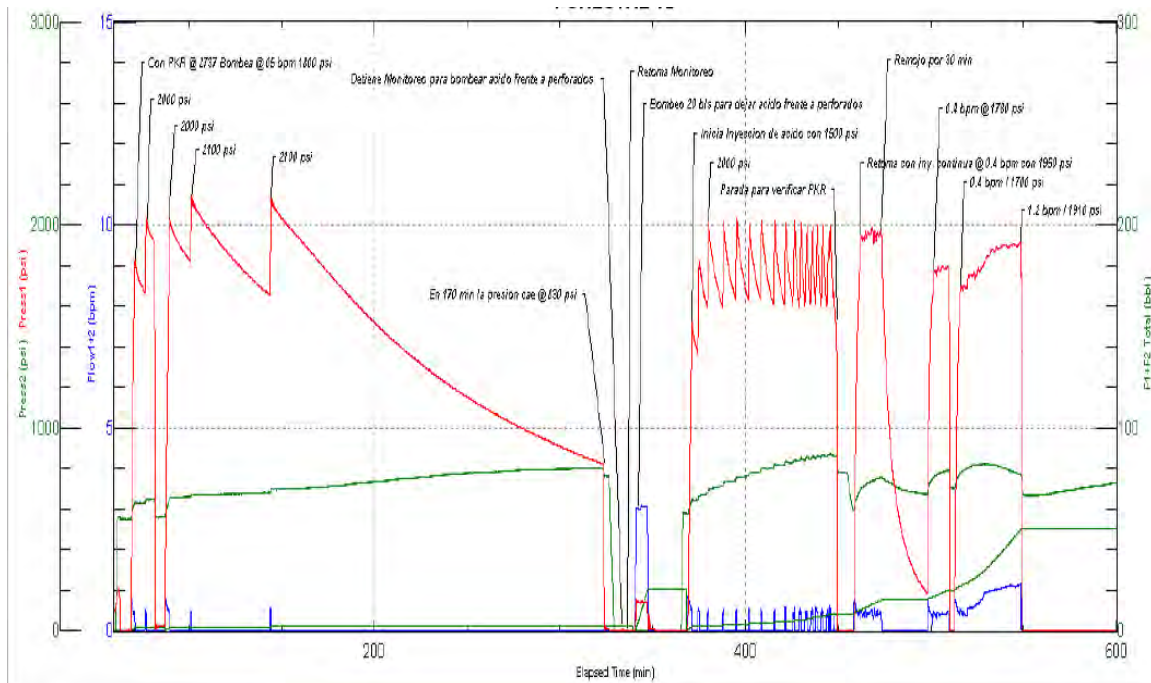
Figura 69 : Prueba de inyectabilidad con Salmura Inhibida.

Pozo P-4



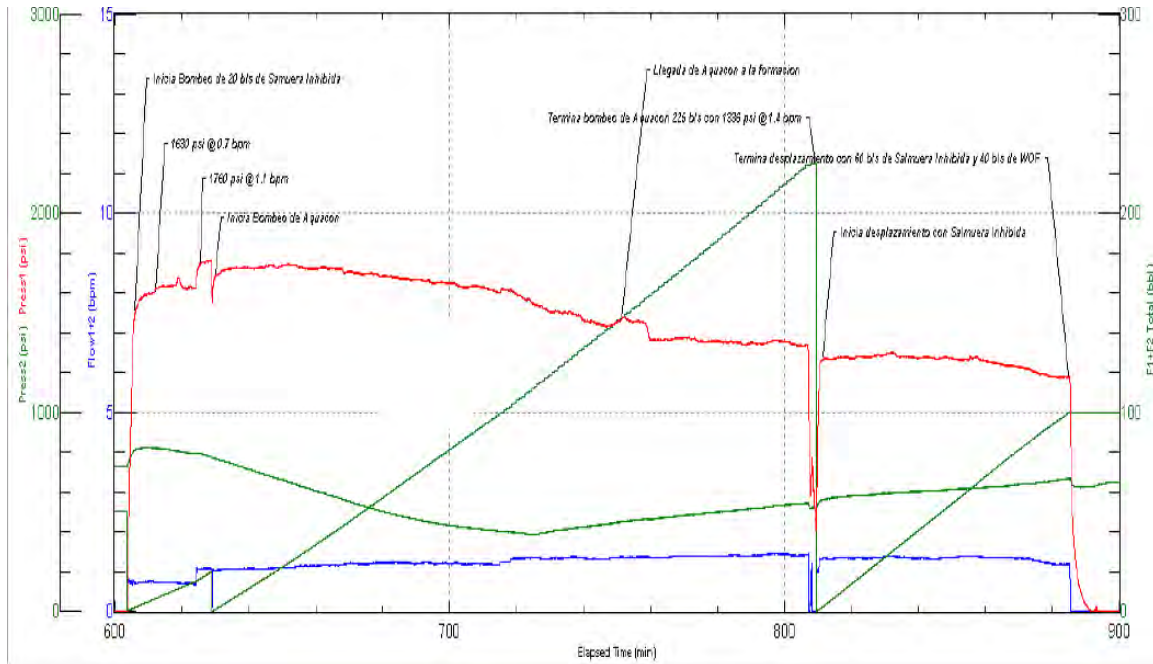
Fuente : Propia de desarrollo de la Tesis.

**Figura 70 : BOMBEO DE ACIDO ACETICO PARA RECUPERAR
INYECTIVIDAD: Pozo P-4**



Fuente : Propia de desarrollo de la Tesis

Figura 71 : BOMBEO DEL GEL POLIMERICO A FORMACION Y DESPLAZAMIENTO Pozo P-4



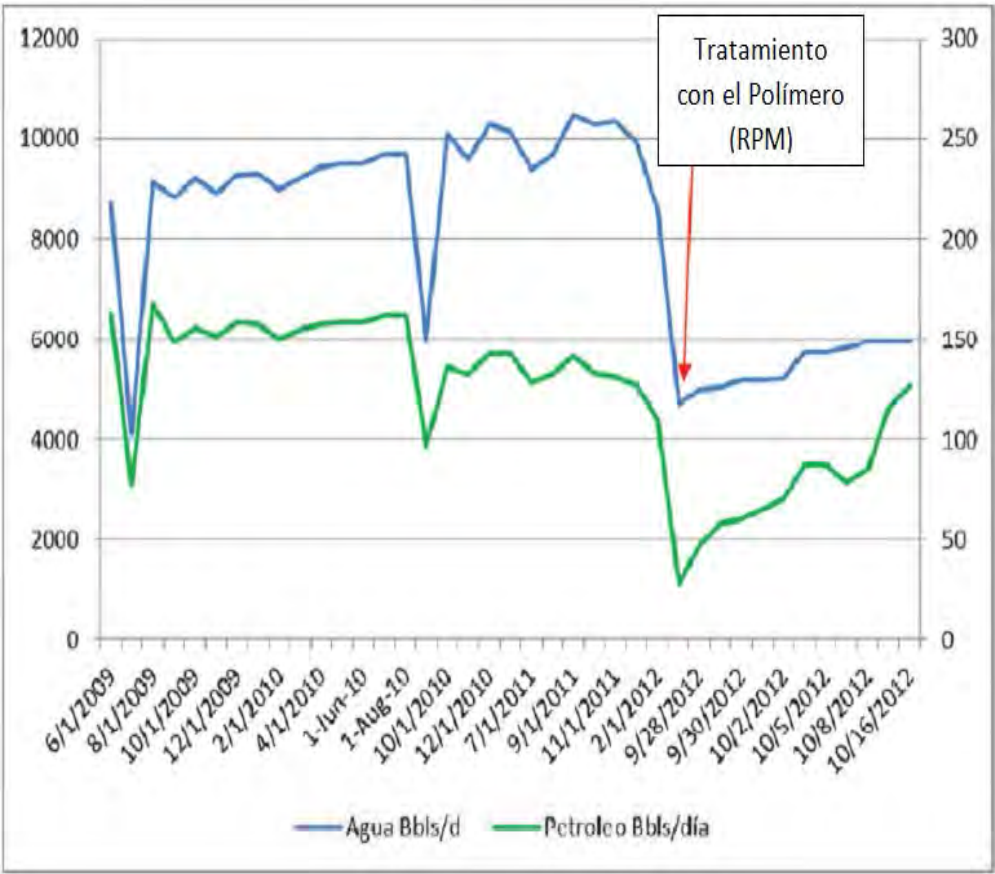
Fuente : Propia de desarrollo de la Tesis

Tabla 19 : Seguimiento Productivo al Pozo P-4

Fecha	Fm	Bopd	Bwpd	Flujo	Hrs	WC	Hz	Gor	API	Nivel
14-ene-11	V	142	10155	10297	24	98.6	60	1077	20.2	2,558
31-ene-11	V	141	10051	10192	24	98.6	60	1064	20.2	2,496
06-feb-11	V	137	9685	9822	24	98.6	60	1095	20.2	2,964
26-mar-11	V	96	10503	10599	24	99.1	60	2729	20.2	2,494
27-mar-11	V	128	10369	10497	24	98.8	60	1453	20.2	2,431
29-mar-11	V	139	10414	10553	24	98.7	60	1108	20.2	2,400
05-abr-11	V	140	10559	10699	24	98.7	60	957	20.2	2,431
12-jun-11	V	140	10458	10598	24	98.7	60	964	20.2	2,525
14-jul-11	V	139	10384	10523	24	98.7	60	986	20.2	2,431
11-ago-11	V	140	10453	10593	24	98.7	60	979	20.2	2,462
23-ago-11	V	141	10551	10692	24	98.7	60	993	20.2	2,462
06-sep-11	V	140	10492	10632	24	98.7	60	1007	20.2	2,494
11-sep-11	V	140	10472	10612	24	98.7	60	993	20.2	2,494
27-sep-11	V	134	10380	10514	24	98.7	60	993	20.2	2,494
18-oct-11	V	129	10355	10484	24	98.8	60	0	20.2	2,587
06-nov-11	V	128	10287	10415	24	98.8	60	0	20.2	2,462
14-nov-11	V	130	10385	10515	24	98.8	60	0	20.2	2,494
21-nov-11	V	129	10304	10433	24	98.8	60	0	20.2	2,431
20-jul-12	V	127	10196	10323	24	98.8	60	0	20.2	2,400
31-jul-12	V	128	10225	10353	24	98.8	60	0	20.2	2,494
05-ago-12	V	129	10304	10433	24	98.8	60	0	20.2	2,431
14-ago-12	V	127	10204	10331	24	98.8	60	0	20.2	2,482
23-ago-12	V	128	10285	10413	24	98.8	60	0	20.2	2,494
17-sep-12	V									
11-sep-12	V									
24-oct-12	V	141	6056	6197	24	97.7	44	440	20.2	2,868
04-nov-12	V	140	5971	6111	24	97.7	44	436	20.2	2,836
16-nov-12	V	134	6009	6143	24	97.8	44	470	20.2	2,805
26-nov-12	V	135	6064	6199	24	97.8	44	467	20.2	2,836
06-dic-12	V	129	6052	6181	24	97.9	44	442	20.2	2,774

Fuente : Propia de desarrollo de la Tesis.

Figura 72 : SEGUIMIENTO PRODUCTIVO AL POZO TRATADO



Fuente: Propia de desarrollo de la Tesis.

Tabla 20 : Posibles candidatos para Tratamiento con el Polímero GEL

CAMPO	POZO	PRODUCCION ACTUAL			OBSERVACIONES
		PETROLEO	AGUA	CORTE DE AGUA	
San Jacinto	SJ-05	219	9,715	97.8%	Tiene buena cementacion
San Jacinto	SJ-10	336	7,854	95.9%	Tiene regular cementacion
San Jacinto	SJ-12	241	8,080	97.1%	Tiene regular cementacion
San Jacinto	SJ-13	208	9,245	97.8%	Tiene buena cementacion
San Jacinto	SJ-24	280	7,710	96.5%	Tiene regular cementacion
Shiviyacu	Shiv-13	282	8,526	96.8%	Tiene buena cementacion
Shiviyacu	Shiv-22	168	11,012	98.5%	Tiene buena cementacion
Shiviyacu	Shiv-23	169	7,511	97.8%	Tiene buena cementacion
Dorissa	DO-05	149	5,006	97.1%	Tiene buena cementacion
Dorissa	DO-17	118	7,747	98.5%	Tiene buena cementacion
Jibarito	Jbto-05	263	6,840	96.3%	Tiene buena cementacion
Jibaro	Jbro-01	472	7,535	94.1%	Tiene buena cementacion
Jibaro	Jbro-03	312	7,293	95.9%	Tiene buena cementacion
		3,217	104,074		
Total Reduccion de agua esperada= 30,000 BPD					

Fuente : Fuente: Elaboración Propia.

5.2 Tratamiento y selección de Pozos para Geles sellantes.

Para aislar zonas productoras de agua se uso el un polímero utilizado es un sintético reticulado de alta resistencia y bajo peso molecular que esta principalmente diseñado para sellar zonas de agua que se inyecta directamente en el área a cerrar. La baja viscosidad pre-gel de este sistema permite la penetración en las gargantas porales ubicadas dentro de la roca matriz, reduciendo así la permeabilidad. El resultado obtenido es el bloqueo total del fluido.

El tiempo de reticulación puede ser controlado desde tan corto como 0,3 horas a 24 horas, pero puede ser retrasado por hasta unas pocas semanas si es necesario. Tiene una excelente estabilidad a largo plazo, ya que los resultados de campo han demostrado que el gel dura más de 5 años.

La versión de baja temperatura puede ser utilizado en pozos con temperaturas de hasta 230°F, y la versión de alta temperatura puede ser utilizado hasta 300°F en salmueras con sólidos de hasta 20% y un pH de 3,5 a 12,5; no se ve afectada por H₂S o CO₂.

La resistencia de gel pueden ser formuladas para ser muy fuerte, un gel gomoso o un gel débil variando el peso molecular. La concentración de polímero típico es del 4% al 8%. El tratamiento del Polimero para áreas cercanas al pozo se utiliza en formaciones donde el cierre total de fluidos es el objetivo.

Viscosidad del polímero no reticulado durante intervalos de inyección varía entre el 20 y 100 cp.

A diferencia del cemento, no se requiere realizar molienda con el tratamiento del Polimero. Simplemente lave cualquier material restante en la tubería para una fácil limpieza. Es comúnmente utilizado en lugar del cemento Portland para aplicaciones de cierre; a diferencia del cemento, que tapa las perforaciones, el sistema Polimero penetra en el área, reduciendo la permeabilidad. Sin embargo

puede ser utilizado conjuntamente con las cementaciones forzadas para aumentar las posibilidades del bloqueo total del área.

5.2.1 Ensayos de Laboratorio con la Roca Reservorio.

CORE SAMPLE GEL TEST: Junio 2010.

Descripción del Core de VIVIAN entregado por PPN:

Longitud del Core plug : 0.151 ft
Diámetro del Core plug : 0.125 ft
Apariencia del Core plug : Oscura, de grano fino. Apariencia y olor de Hidrocarburo

Procedimiento del ensayo:

1. El Plug fue colocado en una manga de elastómero con tapas al final en un core holder.
2. Una presión de confinamiento de 1500 psi fue aplicada.
3. Una salmuera de KCL al 3% fue fluida a una presión y caudal estable a 130°F
4. La permeabilidad a la salmuera fue determinada
5. El Core fue limpiado fluyendo tolueno hasta que se estabilizo la presión y el rate de flujo.
6. La permeabilidad de la salmuera fue re-determinada
7. Se inundó el core con una solución de 6% Polimero pre-gel hasta que el efluente parecía ser solo solución pre-gel (~2.5 volúmenes porales)
8. Las líneas de entrada y salida se limpiaron de la solución pre-gel.
9. La temperatura se elevó a 130°F y el core plug con la solución pre-gel fueron confinados por 48 horas
10. Una salmuera de 3% KCl fue usado para llenar las líneas de entrada a 130°F

11. La presión de inyección se incrementara de manera escalonada y manual.
12. La presión se incrementó hasta que el flujo comience (Hasta que el gel falle).
13. La permeabilidad a la salmuera se determinó posterior al fallo del gel.

Resultados

Antes de que el core fuera limpiado, la permeabilidad a la salmuera vario con el incremento del caudal, indicando remoción, con dificultad, de los restos de crudo, como se puede ver en la tabla 11.

Tabla 21: Permeabilidad a la salmuera de 3% KCl a 130°F antes de la limpieza del Core

Permeabilidad a la salmuera de 3% KCl a 130°F antes de la limpieza del Core					
Presión de Entrada (Psi)	Presión de Salida (Psi)	Caudal de Flujo (ML/min)	ΔP (Psi)	Caudal de Flujo (ML/min)	Permeabilidad
138	2	2	136	0.018	1.64
223	2	3.67	221	0.033	1.85
312	2	7.6	310	0.069	2.73
393	3	15	390	0.136	4.29
446	3	25.6	443	0.232	6.44

Se fluyo Tolueno a través del núcleo hasta que el rate de flujo y la presión se estabilizaran. La permeabilidad a la salmuera fue re-determinada. Los resultados se muestran en la Tabla 11.

Tabla 22: Permeabilidad a la salmuera de 3% KCl a 130°F después de la limpieza del Core

Permeabilidad a la salmuera de 3% KCl a 130°F después de la limpieza del Core					
Presión de Entrada (Psi)	Presión de Salida (Psi)	Caudal de Flujo (ML/min)	ΔP (Psi)	Caudal de Flujo (ML/min)	Permeabilidad
338	98	16	240	0.145	7.43
443	264	10.2	179	0.092	6.35
546	445	4.5	101	0.041	4.97
635	324	27.3	311	0.247	9.78
434	179	18.1	255	0.164	7.91

El núcleo fue después tratado con el polímero activado al 6%. Después de esperar por 48 horas a 130°F, una salmuera de 3% KCl fue otra vez usada para determinar la permeabilidad del mismo. Los resultados se muestran en la Tabla 3. Note que previo a la falla del gel, la presión de inyección se mantuvo constante a los valores dados en la tabla por al menos tres horas.

Tabla 23 : Permeabilidad a la salmuera de 3% KCl a 130°F después del tratamiento con al 6%

Permeabilidad a la salmuera de 3% KCl a 130°F después del tratamiento con al 6%					
Presión de Entrada (Psi)	Presión de Salida (Psi)	Caudal de Flujo (ML/min)	ΔP (Psi)	Caudal de Flujo (ML/min)	Permeabilidad
339	3	0	336	0	0.00
390	3	0	387	0	0.00
411	3		408		Gel Breakdown
411	3	6.3	408	0.057	1.72
441	3	10.5	438	0.095	2.67

5.2.2 Conclusiones del ensayo de Laboratorio.

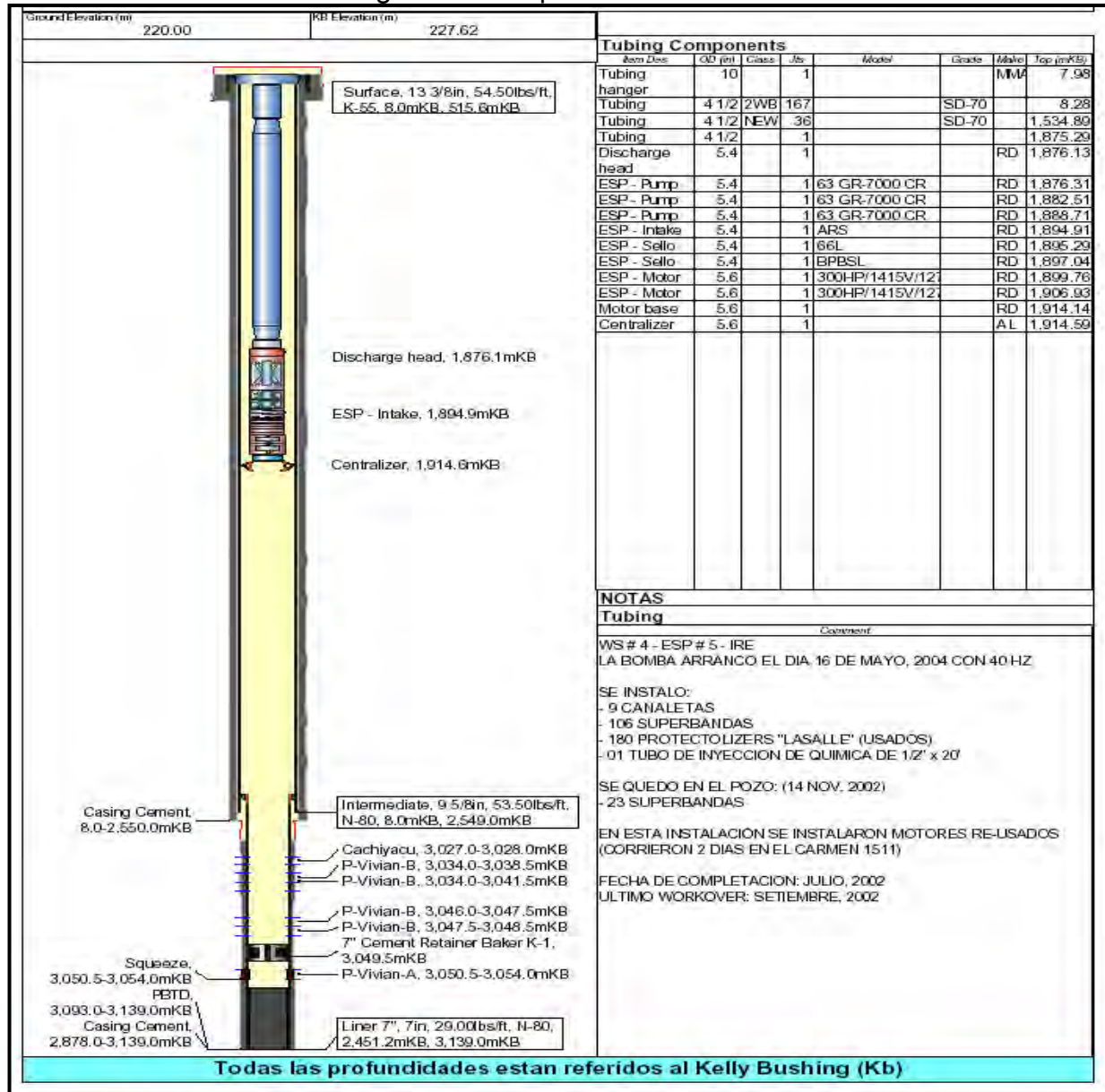
- La permeabilidad del core a una salmuera de 3% KCl es <10 mD antes y después de la limpieza con Tolueno.
- Dependiendo de la historia del core, podría haber petróleo degradado residual que no haya sido removido por el flujo de tolueno. Así, es posible que la verdadera permeabilidad de la formación a la salmuera sea mayor que la observada en estos ensayos.
- Basado en el breakdown del gel a la presión de ~400 psi a través de un core plug de 0.151 ft, para la colocación del gel con 1 ft de penetración se debería esperar que soporte un drawdown de presión de 2500 psi at 130°F; a la penetración usual de 3 ft, el gel se debería soportar una diferencial de presión de ~7500 psi a 130°F.
- Después del breakdown del gel, la permeabilidad de la salmuera fue significativamente menor que antes del tratamiento con el gel, sugiriendo que el mecanismo del breakdown del gel fue por la creación de un canal de flujo a través del core plug, con una importante cantidad del gel remanente intacto.
- Mientras que la resistencia del gel disminuirá modestamente a temperaturas más altas, se espera que en este reservorio a 250°F, el mismo gel colocado a 3 ft dentro de la formación debería de resistir un drawdown de presión de al menos 3750 psi.

5.2.3 Recomendación para la Inyección del Polímero Sellante.

5.2.3.1 Pozo P5:

5.2.3.1.1 Esquema de Pozo

Figura 73 : Esquema del Pozo P4



5.2.3.1.2 Datos del pozo.

Formación: Vivian Rsv.
Intervalo a aislar: 3046 – 3048.5 m
Temperatura estimada: 251 °F
Porosidad: 16%
Permeabilidad: 1000 – 2000 md

5.2.3.1.3 Volúmenes de tratamiento.

Volumen recomendado Para Water Shut off: 2 bbl/ft
Altura Neta: 8.2 ft
Penetración: 4.5 ft
ETAPA 1: SOLVENTE ENVIROSOL
Penetración: 4.5 ft.

Tabla 24 : Volúmenes de aditivos para el Solvente Envirosol.

SOLVENTE ENVIROSOL		
Volumen a preparar:	17	bbbl
Producto	Concentración	Cantidad a usar
Agua	892 gpt	15 Bbls
Paravan-25	100 gpt	71 gal
NE-32	3 gpt	2 gal
US-40	10 gpt	7 gal

Penetración: 4.5 ft

Composición del sistema:

GW-90Z Polímero

XLW-91 Crosslinker Orgánico

GS-90 Estabilizador.

Tabla 25 : Volúmenes del Polímero Maraseal.

MARASEAL HT		
Volumen a preparar:	17	 bbl
Producto	Concentración	Cantidad a usar
Agua	1000 gpt	17 Bbls
GW-90Z	7 %	417 lb
XLW-91	0.4 %	24 lb
GS-90	0.4 %	24 lb
Magnacide 575	0.0025 gpb	0.04 gal

5.2.3.1.4 Procedimiento Operativo.

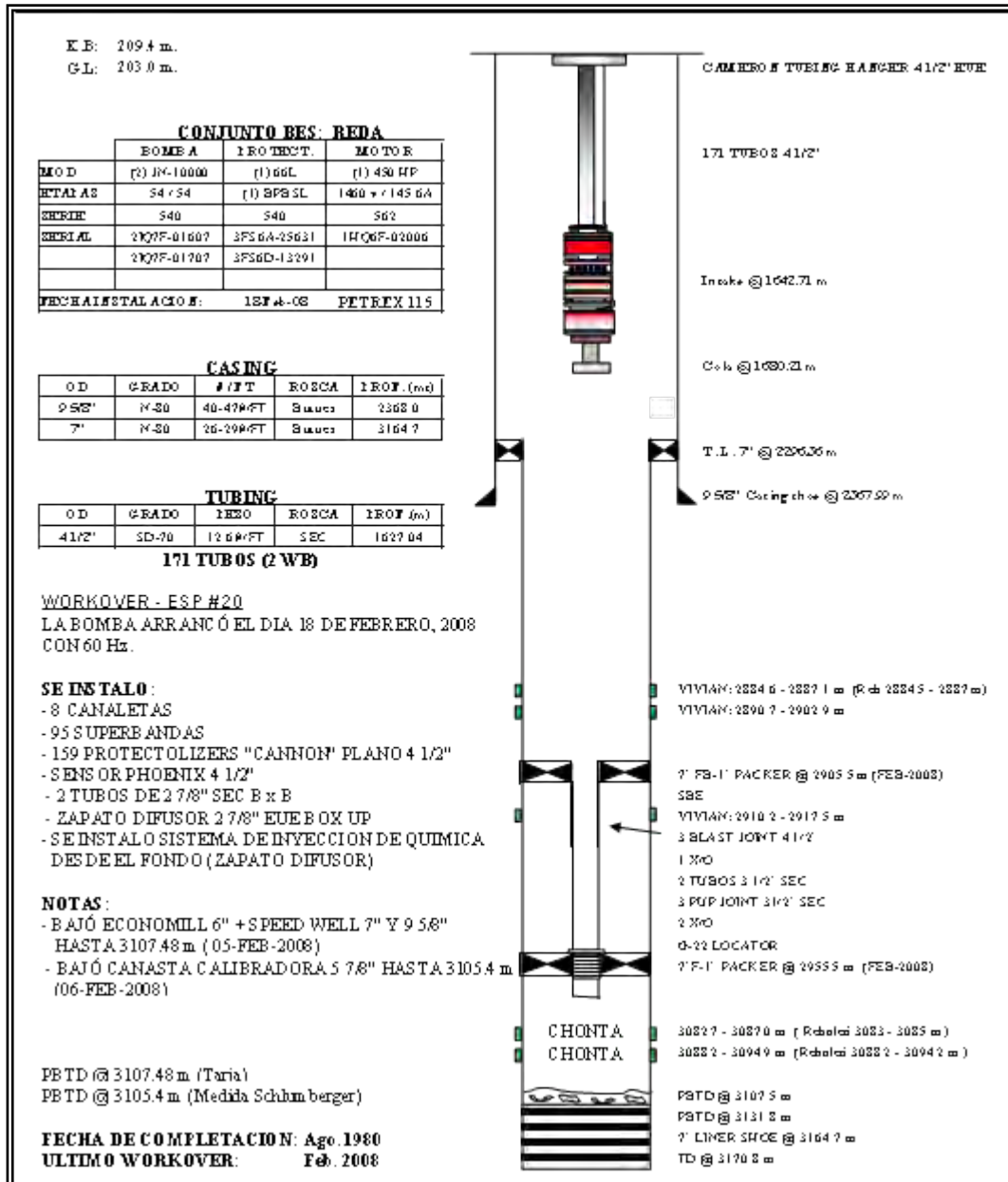
1. Sacar Conjunto de bomba electro sumergible. (BES).
2. Bajar tubería con herramientas de limpieza de Casing (Wellbore Cleaning tools) y limpiar perforados hasta la profundidad de 3049.5 m
3. Sacar sarta y bajar tubería con Packer 7" a la profundidad de 3043 m.
4. Bombear 8 bbl de Solvente Envirosol y desplazar con 78 bbl de WOF
5. Sentar packer @+/- 3043 m
6. Realizar prueba de admisión a 0.5, 1, 1.5, 2 bpm
*.Evaluar bombear tratamiento de ácido si es necesario.
7. Desanclar packer. Preparar 17 bbl del Polímero

8. Bombear 10 bbl de Agua Fresca + 17 bbl de Polimero + 64 bbl WOF
9. Sentar packer @+/- 3043 m
10. Bombear 17 bbl WOF para forzar Inyección de Mara Seal.
(Presión máxima: 1500 psi - *. Por definir)
11. Dejar pozo cerrado 48 hrs.
12. Desanclar packer.
13. Limpiar circulando hasta 3049.5 m, hasta obtener retorno limpio de gel.
14. Levantar sarta y sentar packer @+/- 3043 m
15. Probar inyektividad. Evaluar repetir tratamiento si es necesario.

5.2.3.2 Pozo P-6.

5.2.3.2.1 Esquema de Pozo.

Figura 74 : Esquema del Pozo P-6



5.2.3.2.2 Datos del pozo.

Formación: Vivian.
Intervalo a aislar: 2910.2 – 2917.5 m
Temperatura estimada: 244 °F
Porosidad: 17%
Permeabilidad: 600 – 5000 md

5.2.3.2.3 Volúmenes de tratamiento

Volumen recomendado para Water Shut off: 2 bbl/ft

Altura Neta: 24 ft

Penetración: 4.2 ft

ETAPA 1: SOLVENTE ENVIROSOL

Penetración: 4.5 ft

SOLVENTE ENVIROSOL		
Volumen a preparar:	48	bbl
Producto	Concentración	Cantidad a usar
Agua	892 gpt	43 Bbls
Paravan-25	100 gpt	202 gal
NE-32	3 gpt	6 gal
US-40	10 gpt	20 gal

Fuente: Elaboración Propia

Penetración: 4.5 ft

Composición del sistema:

GW-90Z Polímero

XLW-91 Crosslinker Orgánico

GS-90 Estabilizador

MARASEAL HT		
Volumen a preparar:	48	bbl
Producto	Concentración	Cantidad a usar
Agua	1000 gpt	48 Bbls
GW-90Z	7 %	1177 lb
XLW-91	0.4 %	67 lb
GS-90	0.4 %	67 lb
Magnacide	0.0025 gpb	0.12 gal

5.2.3.2.3 Procedimiento Operativo:

1. Sacar Conjunto de bomba electro sumergible. (BES).
2. Bajar BHA de molienda y recuperar el scab liner a superficie.
3. Bajar y limpiar con wellbore Cleaning tools. Limpiar perforados hasta la profundidad de 2910.2 - 2917.5
4. Sacar sarta y bajar tubería con RBP y Packer 7" en tándem a la profundidad de 2920 m.
5. Sentar RBP a la profundidad de 2920 m. Colocar packer a la profundidad de 2905 m
6. Bombear 25 bbl de Solvente Envirosol y desplazar con 58 bbl de WOF
7. Sentar packer @+/- 2905 m
8. Realizar prueba de admisión a 0.5, 1, 1.5, 2 bpm
*.Evaluar bombear tratamiento de ácido si es necesario.
9. Desanclar packer. Preparar 48 bbl de Polímero.
10. Bombear 10 bbl de Agua Fresca + 48 bbl de Polímero + 30 bbl WOF
11. Sentar packer @+/- 2905 m

12. Bombear 48 bbl WOF para forzar Inyección de Polímero I.
(Presión máxima: 1500 psi - *. Por definir)
13. Dejar pozo cerrado 48 hrs.
14. Desanclar packer.
15. Limpiar circulando hasta 2920 m, hasta obtener retorno limpio de gel.
16. Levantar sarta y sentar packer @+/- 2905 m
17. Probar inyectividad. Evaluar repetir tratamiento si es necesario.
18. Sacar sarta a superficie.

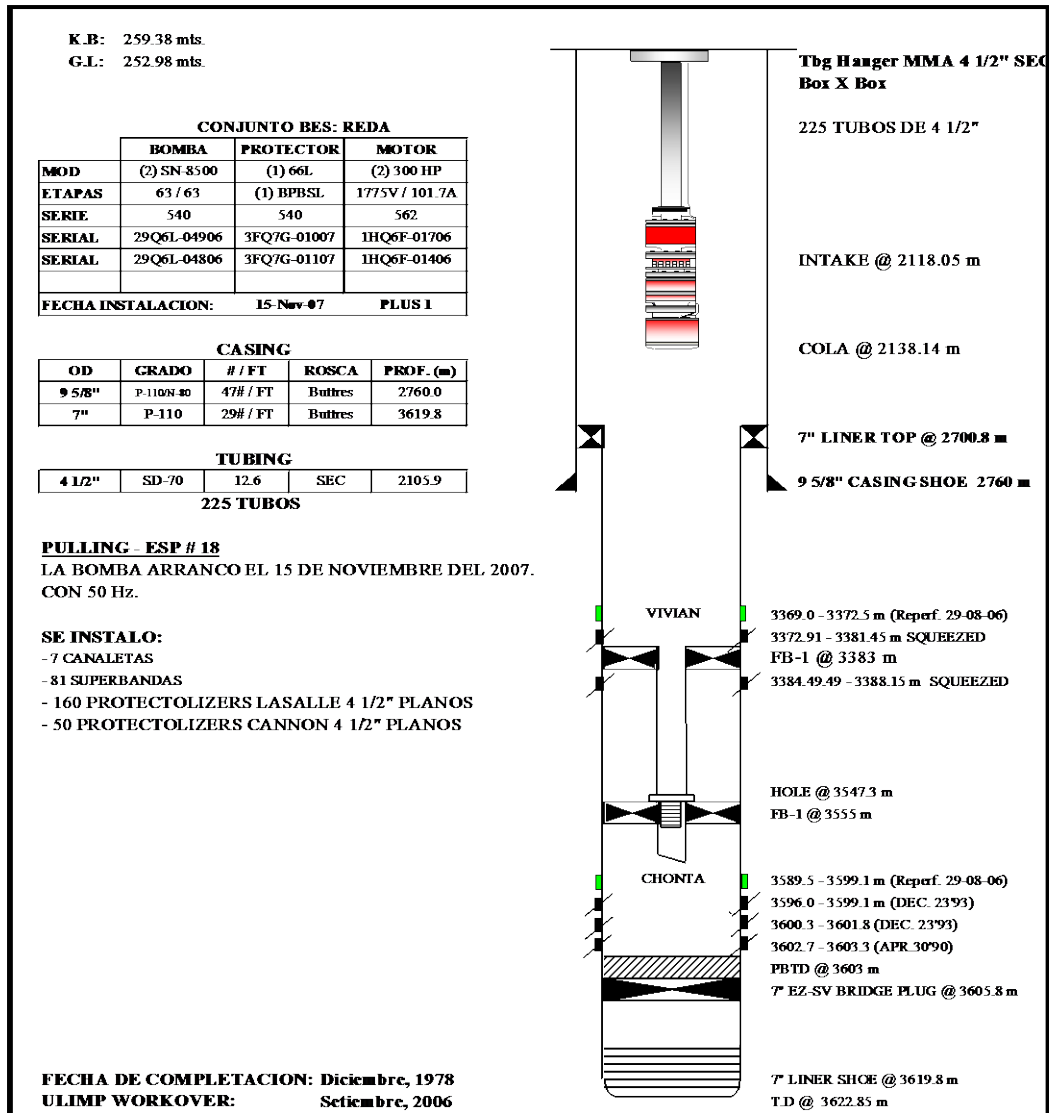
Tabla 26 : COSTOS PARA EL SERVICIO DE BOMBEO.

SERVICIOS DE BOMBEO					
		CANTIDAD	UNIDAD	P.UNIT.	IMPORTE
3.1	Cargo Basico por Trabajo de Bombeo	1	Cargo	14,000.00	14,000.00
SUB 'TOTAL, US \$					14,000.00
PERSONAL					
		CANTIDAD	UNIDAD	P.UNIT.	IMPORTE
1.17 I	Cargo por Transporte	2	Dia	1,125.00	2,250.00
1.17 H	Cargo por Cuadrilla de Cementacion	2	Dia	1,500.00	3,000.00
SUB 'TOTAL, US \$					5,250.00
ADITIVOS					
		CANTIDAD	UNIDAD	P.UNIT.	IMPORTE
5.20A	Paravan 25	202	gal	34.8	7,029.60
5.13C	NE-32	6	gal	56.98	341.88
5.15A	US-40	20	lbs	26.53	530.60
SUB 'TOTAL, US \$					7,902.08
ADITIVOS MARASEAL					
		CANTIDAD	UNIDAD	P.UNIT.	IMPORTE
	GW-90Z	1177	lbs	50.79	59,779.83
	XLW-91	67	lbs	39.27	2,631.09
	GS-90	67	lbs	106.17	7,113.39
5.26C	Magnacide 575	0.1	gal	275	33.00
SUB 'TOTAL, US \$					69,557.31
TOTAL, US \$					88,807.31

5.2.3.3 Pozo P-7

5.2.3.3.1 Esquema de Pozo.

Figura 75 : Esquema del Pozo P-7



5.2.3.3.2 Datos del pozo

Formación:

Vivian.

Intervalo a aislar:

2910.2 – 2917.5 m

Temperatura estimada: 262 °F

Porosidad: 16%

Permeabilidad: 600 – 5000 md

5.2.3.3.3 Volúmenes de tratamiento

Volúmen recomendado para Water Shut off: 2 bbl/ft

Altura Neta: 13 ft

Penetración: 4.3 ft

ETAPA 1: SOLVENTE ENVIROSOL

Penetración: 4.3 ft

SOLVENTE ENVIROSOL		
Volumen a preparar:	25	bbl
Producto	Concentración	Cantidad a usar
Agua	892 gpt	22 Bbls
Paravan-25	100 gpt	105 gal
NE-32	3 gpt	3 gal
US-40	10 gpt	11 gal

Penetración: 4.3 ft

Composición del sistema:

GW-90Z Polímero

XLW-91 Crosslinker Orgánico

GS-90 Estabilizador

MARA SEAL HT		
Volumen a preparar:	25	bbl
Producto	Concentración	Cantidad a usar
Agua	1000 gpt	25 Bbls
GW-90Z	7 %	613 lb
XLW-91	0.4 %	35 lb
GS-90	0.4 %	35 lb
Magnacide	0.0025 gpb	0.06 gal

5.2.3.3.4 Procedimiento Operativo:

1. Sacar BES
2. Bajar BHA de molienda y recuperar el scab liner a superficie.
3. Bajar y limpiar con wellbore Cleaning tools. Limpiar hueco a 3547.3 m
4. Sacar sarta y bajar tubería con RBP y Packer 7" a la profundidad de 3550 m.
5. Sentar RBP a la profundidad de 3550 m. Levantar sarta con packer a 3542 m.
6. Bombear 13 bbl de Solvente Envirosol y desplazar con 88 bbl de WOF
7. Sentar packer @+/- 3542 m
8. Realizar prueba de admisión a 0.5, 1, 1.5, 2 bpm
*.Evaluar bombear tratamiento de ácido si es necesario.
9. Desanclar packer. Preparar 25 bbl de Polimero
10. Bombear 10 bbl de Agua Fresca + 25 bbl de Mara Seal + 71 bbl WOF
11. Sentar packer @+/- 3542 m
12. Bombear 25 bbl WOF para forzar Inyección de Polimero.
(Presión máxima: 1500 psi - *. Por definir)
13. Dejar pozo cerrado 48 hrs.
14. Desanclar packer.

15. Limpiar circulando hasta 3550 m, hasta obtener retorno limpio de gel.
16. Levantar sarta y sentar packer @+/- 3542 m
17. Probar inyektividad. Evaluar repetir tratamiento si es necesario.
18. Sacar sarta a superficie.

5.2.4 Otros Pozo candidatos.

- CORRIENTES 137 – Cementación de Liner de 5”.
- CORRIENTES 10X – Rotura de Casing.
- CORRIENTES 11X – Squeeze, eliminación de los Scab Liner.

CAPITULO VI

Evaluación Economía

La intervención de los pozos candidatos, para realizar solo el trabajo de Control de Agua, no son económicos, básicamente por lo que significa la logística de mover un Equipo de Servicio de Pozos en los campos de la Selva. Como consecuencia de lo anterior tenemos que esperar que un pozo que está en cartera, tenga la necesidad de un cambio de Bomba Electro sumergible, y de esta manera aprovechar el Servicio, para realizar el bombeo del polímero. Teniendo en cuenta el cargo por productos químicos, el cargo por Servicio de la Cia. que ejecuta el bombeo, así como el de la Cia. que provee el tapón(donde fuere necesario) y PKR, y por último los días de Alquiler del Equipo, el gasto que hemos tenido como promedio es de 536 M US\$ por pozo (Ver tabla 27).

Tabla 27 : Costo de equipo Electro sumergible (Conjunto BES)

Equipo BES				
Item	Qty	Descripcion	Precio unidad	Precio total
1		1 HEAD: BOLT ON DISCHARGE PMP, 540, RLOY, 3.50 OD 8RD EUE	\$724	\$724
2		2 PUMP: S8000N CR-CT 68 STG 538/540 RLOY BTHD, 1.00 INC 718, M-TRM, AFL, ARZ-SS	\$22,243	\$44,485
3		1 INTAKE: BOI, 540/540 RLOY 1.18 INC, M-TRM,AFL, ARZ-SS	\$3,374	\$3,374
4		1 PROTECTOR: 66L, 540/540, KTB/HL, 1.18 INC, RLOY, AFL	\$9,790	\$9,790
5		2 PROTECTOR: BPBSL, 540/540, KTB/HL, 1.18 INC, RLOY, AFL	\$10,649	\$21,297
6		0 MOTOR: 562, 10, F101 DOMINATOR RA-CT, RLOY XD, AS, 300HP/1733V/104A	\$43,500	\$39,139
7		1 MOTOR: 562, 10, F101 DOMINATOR RA-CT, RLOY XD, AS, 300HP/1733V/104A	\$43,500	\$40,717
8		6300 CABLE:REDALEAD 1, 5KV (1/7 C/S ELBE G5R) - FLAT	\$57,120	\$57,120
Accesorios				
Item	Qty	Descripcion	Precio unidad	Precio total
1		1 KIT FOR ESP ASSEMBLY	\$7,686	\$7,686
2		2 KIT FOR SPLICING ESP CABLE	\$525	\$1,050
3		1 KIT FOR EPOXY	\$231	\$231
4		1 PICV2 - PHOENIX INTERFACE CARD VERSION 2	\$1,456	
5		1 UNICONN COMMUNICATIONS CARD RS232/485 ISOLATED (Piece Part)	\$478	
6		1 CABLE PACKAGE FOR UNICONN PHOENIX INTERFACE CARD (PIC) AND PHOENIX CHOKE	\$887	
7		1 UNICONN MEMORY MODULE 64MB ROHS (Piece Part)	\$230	
8		1 MULTISENSOR CHOKE PLATE WITH ENCLOSURE, 3 PHASE (Piece Part)	\$5,214	
9		1 SENSOR: SELECT REMOTE, REDA 538/540 SERIES, AFLAS, 17-4PH SS	\$16,000	\$17,000
10		1 SENSOR CABLE, ESP REMOTE 1/4 OD, 200 CENTIGRADE, 160 FT, INCOLOY, PHOENIX SELECT	\$2,613	
11		700 SUPERBANDAS - 1 1/4"SS - LONG 28" (antes P/N: CL00003)	\$3	\$2,331
12		700 SADDLES SS 1 1/4" - CABLE ROUND (antes P/N: CL00005)	\$2	\$1,617
13			TOTAL BES	\$246,562

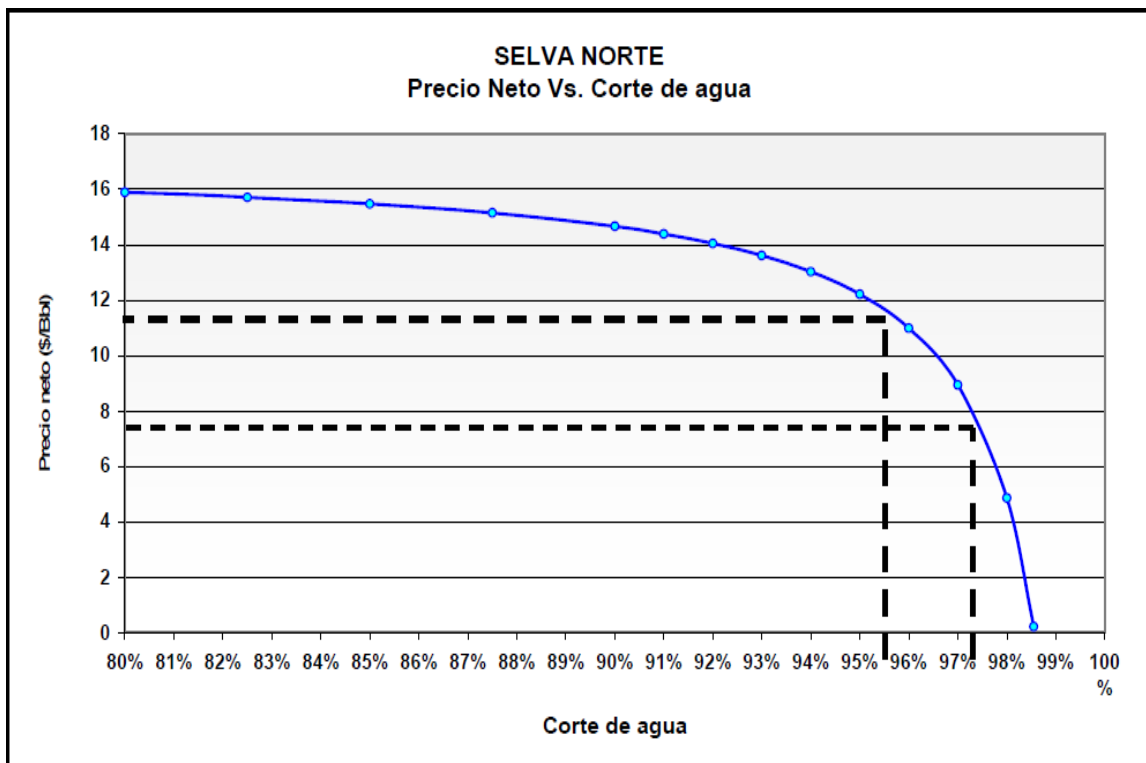
Tabla 28 : Costo de trabajo de servicio del Pozo.

WORKOVER COSTS - RIG 1					\$535,877
	ITEM	D ó U	US\$/DAY	TOTAL	TOTAL NET
RIG	MVNT	3	7,688	33,063	
	LABOR	7	8,542	59,794	
	TOTAL DAYS	10			
	RIG (DMA)				
	RIG DISTANCE exceso 0-10 km	0		0	
	CATERING AND OTHERS	10	1,000	10,000	
	FUEL	10	300	3,000	
	TUBULAR INSPECTION	3	1,500	4,500	
					110,357
SERVICES	MISCELLANEOUS SERVICES (BAKER FLUIDS ENG.)	30	750	22,500	
	ENVIRONMENATL CONTROL EQUIPMENT / SERVICE (NO	1	2,000		
	UNIT EQUIP/ PUMPING SERVICES	2	14,000	28,000	
	WOF, CHEMICALS PRODUCT	1	69,557	69,557	
	BAKER COMPLETION FLUIDS RENTAL	1	5,400	5,400	
	SAFETY SUPERVISOR CONTRACTOR	10	250	2,500	
					127,957
MATERIALS					
	Aditivos	1	8,000	8,000	
	ESP SUB-SURFACE EQUIP + ACC + ESP CABLE	1	246,562	246,562	
					254,562
SUPERVISION	SUPERVISION COMPANY	10	450	4,500	
					4,500
LOGISTIC	Aviation Freight	1	7,000	7,000	
	Aviation Transportation	1	5,000	5,000	
	Marine Transportation	1	6,500	6,500	
	Trucking	1	10,000	10,000	
					28,500
LOCATIONS	LOCATION / REPAIR	1	10,000	10,000	
					10,000
TOTAL	(No incluye contingencias)				\$ 535,877

Fuente: Elaboración Propia.

Considerando en la presente tesis el tratamiento con Polímeros en estos cuatro pozos, podemos indicar que hemos reducido el corte de agua, en promedio, de 97.3 a 95.5%, lo cual nos ha significado un ganancial de 3.8 \$/Bl de crudo producido (Anexo II), lo que implica un beneficio de 574MUS\$, en un tiempo de 11 meses, debido a la menor producción de agua.

Figura 76 : Precio vs Corte de agua.



Fuente : Fuente: Elaboración Propia

CAPITULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones.

El trabajo de RPM fue exitoso basado en los resultados productivos, 127 BOPD y 5963 BWPD, se consiguió una reducción del 41% del agua producida previo al tratamiento, el petróleo prácticamente no se ha visto afectado.

El valor del NFRR es de 1.72, lo que indicaría que la resistencia al paso del agua (Rfw) es 1.72 veces mayor que la resistencia al paso del crudo (Rfo); para el caso de evaluación de RPM es un buen valor.

Durante el trabajo, se llevó un control constante del PH y de la limpieza de los tanques donde se preparó la química, de esto depende mucho el éxito del trabajo, el Polimero siempre tuvo un PH de 8.

De las gráficas se puede sacar las siguientes conclusiones:

La prueba de inyectividad se dio a 0.7 bpm con 1400 psi.

Durante el bombeo se observa un evento de taponamiento durante la llegada del Diesel a la formación, levantado la presión hasta 2000 psi.

Este evento disminuyó a la llegada del Ácido acético y se volvió a presentar con el ingreso del SSA.

De estos eventos se puede concluir que el taponamiento fue debido a un material soluble en ácido acético como Carbonato, lo cual es improbable ya que el Solvente base diesel no precipita carbonatos.

Es posible que el taponamiento se diera por óxidos provenientes de los tanques o de la tubería de trabajo; sin embargo, los tanques usados para el trabajo

fueron limpiados por el personal quienes lavan los tanques e inspecciona su buen estado para la realización del trabajo.

Es más probable que el óxido haya venido de la tubería de trabajo a la que solo se le realizó Ratling mecánico; es importante considerar para próximos trabajos realizar un Pickling con RustBuster para evitar este tipo de eventos.

La presión máxima estuvo establecida en un inicio en 2000 psi, debido a los eventos de taponamiento este valor se superó.

Se recomienda también que para próximos trabajos se preparen todos los sistemas ácidos en tanques de fibra de vidrio.

Se recomienda que para próximos trabajos además del Ratling en la tubería de trabajo se realice un Pickling con RUST BUSTER.

Recomendaciones de campo para la preparación previa a los trabajos con RPM

- Verificar volúmenes de tanques en el pozo necesarios para el trabajo.
- Verificar que todos los tanques estén perfectamente limpios previos a la preparación de cada uno de los sistemas, controlando niveles de PH.
- Hacer un programa de mezcla de químicos de modo tal que se asegure que no se contaminen los diferentes sistemas. Ejemplo el tratamiento de control de agua no se debe contaminar con ácido.
- Usar en la preparación de los sistemas agua filtrada. Verificar el buen funcionamiento de los filtros y que estos sean nuevos.
- En la preparación de los sistemas respetar los órdenes de mezclado de los aditivos químicos.
- Asegurar una buena homogenización de cada uno de los sistemas.
- Se recomienda por seguridad y practicidad utilizar para la mezcla de químicos bomba neumática.

- Una vez preparado cada uno de los sistemas, tomar muestras de cada uno de ellos.
- El PH del tratamiento de control de agua debe estar entre 6-8.
- Debido a que los tiempos de bombeo son largos, puede haber decantación y para evitar la misma se debe agitar periódicamente cada uno de los fluidos, principalmente previo al bombeo.
- La preparación de los fluidos se debe realizar posterior a la prueba de inyektividad.
- Realizar pickling de limpieza a la sarta de trabajo. Esta operación es conveniente llevarla a cabo, aún en el caso de que se haya realizado una limpieza mecánica del tubing, puesto que no se asegura que se halla eliminado todo el polvillo de óxido el cual puede ser perjudicial para la formación (presencia de iones Fe^{2+} y Fe^{3+}).
- El pickling es una operación rápida que consiste en bombear por directa (por tubos) un fluido de limpieza hasta el extremo de la sarta e inmediatamente después reversar el fluido "sucio". Antes del pickling se puede bombear un bache gelificado (píldora viscosa) que facilite la extracción (por reversa) de las partículas de suciedad que estaban en la sarta.
- Previo al trabajo de bombeo del tratamiento de control de agua se debe verificar el correcto fijado del packer , para lo cual se recomienda llenar el anular y hermetizar el mismo con una presión de referencia (en nuestro caso se aplica de 500 a 800 psi).
- Durante el trabajo de bombeo se debe monitorear la presión del anular y en el caso de comunicación de la presión por directa con el anular se debe detener el bombeo y evaluar pasos a seguir.

- Al finalizar el trabajo también es importante continuar el monitoreo de las presiones (anular y directa) para evaluar el comportamiento de estas durante el tiempo que el pozo quede cerrado.

En el caso de que se aíse una zona inferior con un RBP, es conveniente verificar correcta posición del mismo. Una alternativa sería sentar el packer unos pies por encima del tapón y probar su hermeticidad, luego desanclar el packer y proceder a levantarlo hasta la profundidad en la cual trabajará.

Previo al trabajo debe quedar claramente especificado las máximas presiones de bombeo a fin de no sobrepasar las presiones de fractura.

El costo de recuperación económica de los Pozos con el tratamiento fue de 11 meses con el tratamiento de RPM.

El tratamiento de la reducción de la permeabilidad relativa, ha tenido éxito en los pozos aplicados según las condiciones de los pozos evaluados, reduciendo la producción de agua de hasta en 30% lo que los costo de recuperación económica es de 11 meses, a futuro en los lotes marginales de la selva del Peru, en donde la producción de Petróleo esta disminuyendo por el tiempo, este tratamiento es una alternativa eficiente para disminuir la producción de agua y a largar la vida útil del Pozo.

6.2 Recomendaciones.

El uso del sistema RPM es una buena alternativa para controlar la producción de agua, en pozos con altos cortes de agua.

La aplicación de los RPM's tiene que ser en pozos no dañados, es decir con Skin = 0.

El éxito de los tratamientos con RPM depende de la selección de los candidatos, la preparación del sistema en locación, y la limpieza de la tubería y equipos de superficie a ser usados.

Los tratamientos con los Modificadores de Permeabilidad Relativa no son permanentes sino mas bien temporales. Estadísticamente tienen una durabilidad entre 6 y 24 meses, y una reducción en la producción de agua, en promedio, de más ó menos 30-50%.

En pozos con crudo liviano, la concentración del polímero tiende a ser menor, para tener una mayor penetración.

En ninguno de los casos, cualquier fluido a ser inyectado luego de haber bombeado el RPM, debe tener un pH menor a 3, ya que el polímero tendería a debilitarse, y por consiguiente la durabilidad del tratamiento sería mucho menor.

CAPITULO VIII

Referencias Bibliográficas.

1. A.Zaitoun, N.Kohler, D.Bossie and K.Denys: "Water Shutoff by Relative Permeability Modifiers.
2. CAICEDO, S.; DEL CONTE B.; PRADO, M. Gel-Volume Optimization in Water Conformance Applying Risk and Uncertainty. SPE 94515. Presented at the 2005 SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 20-30 June.
3. DI LILLO, G.; RAE, P. New Insight into Water Control - A review. SPE 77963 presented at SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia. 8-10 October, 2002.
4. Ekeigwe Augustine, SPE; Laoye Abiodun, SPE; Madu John, SPE; Onwuzurike Chiji, SPE and Williams Olatunji, Shell Petroleum Development Company of Nigeria Limited; Poitrenaud Hugues, Schlumberger.
5. E.D.Dalrymple,P.Creel,C.Rohwer: "Results of Using a Relative-Permeability Modifier with a Fracture- Stimulation Treatment", paper SPE 49043 presented at the 1988 SPE Technical Conference and Exhibition in New Orleans,Sept.27-30
6. ESCOBAR V., SANCHEZ O. "Nueva Metodología para la Evaluación de La Efectividad de los Tratamientos RPM en Medios Porosos". Trabajo final de Seminario de la línea de profundización en Petrofísica y Daño de Formación. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Enero 2004.
7. J.A.C.M.dos Santos,R.C.B. de Melo and G.Di Lullo: "Case History Evaluation of RPM son Conform Fracturing Applications", paper SPE

94352 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 20-23 June 2005.

8. M.J.Faber, G.J.P.Joosten, K.A.Hashmi and M.Gruenenfelder: "Water shut-off field experience with a relative permeability modification system in the Marmul field(Oman)", paper SPE 39633 presented at the 1988 SPE/DOE Improve
9. Lessons from Several Field Applications", paper SPE 56740 presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas 3-6 October 1999.
10. Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 19-22 April 1998.
11. R.Seright and B. Sydansk: "Polymer & Polymer-Gel Water –Shutoff Treatments: What it takes to be successful & Illustrative Field Applications", paper presented at the PTTC Water Shutoff Workshop, Houston, Aug. 2004.
12. SERIGHT, R.S. AND LIANG, J. A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff. SPE 26991 presented at the 1994 SPE III Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, April 27-29.
13. S.G.Nelson, L.Kalfayan and W. Rittenberry: "The Application of a New and Unique Relative Permeability Modifier in Selectively Reducing Water Production", paper SPE 84511 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, U.S.A., 5-8 October 2003.
14. SERIGHT, R.; LANE, R.; SYDANSK, R. A Strategy for Attacking Excess Water Production. SPE Production and Facilities. August, 2003. 158-169 pp
15. SPE 88925 Water Shut-off using Rigid Polymer : The Etelebou Experience

16. RESTREPO D., GONZALES S. "Informes Grupo de Investigación HALLIBURTON-UNALMED". Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas. Medellín-Colombia. Junio 2003, Agosto 2002, Mayo 2002, Abril 2002. CONFIDENCIALES.

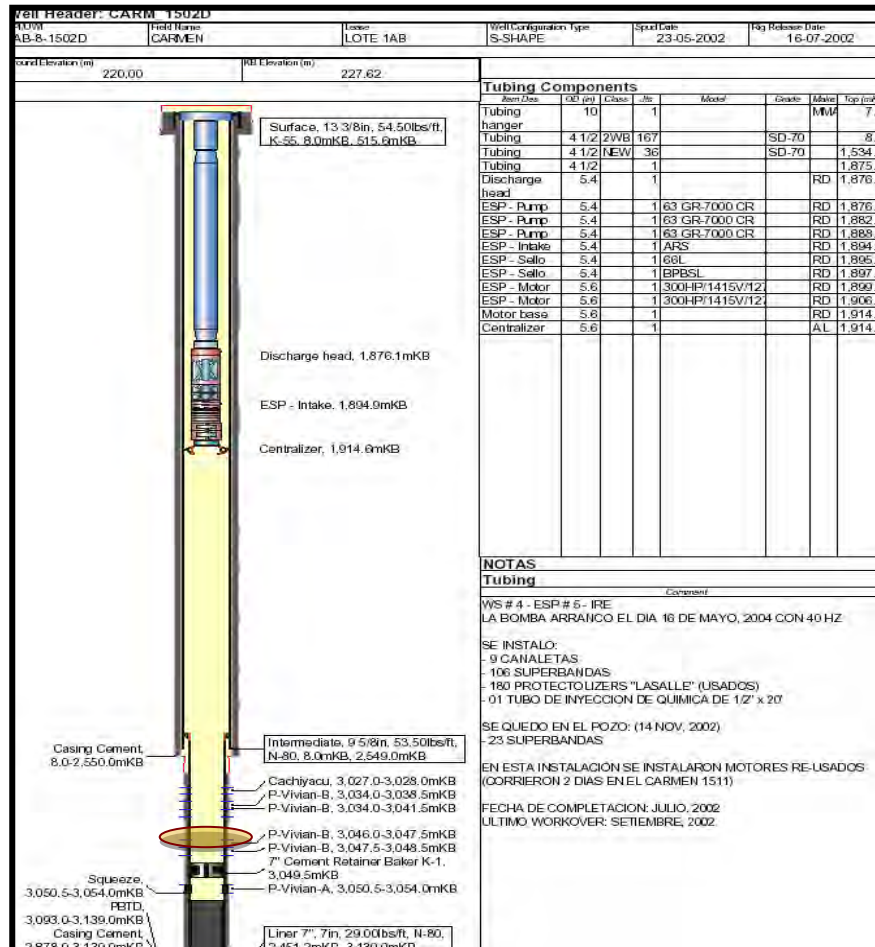
Capitulo VIII

Anexos

Anexo I

Pozos Candidatos

CARMEN 1502



192

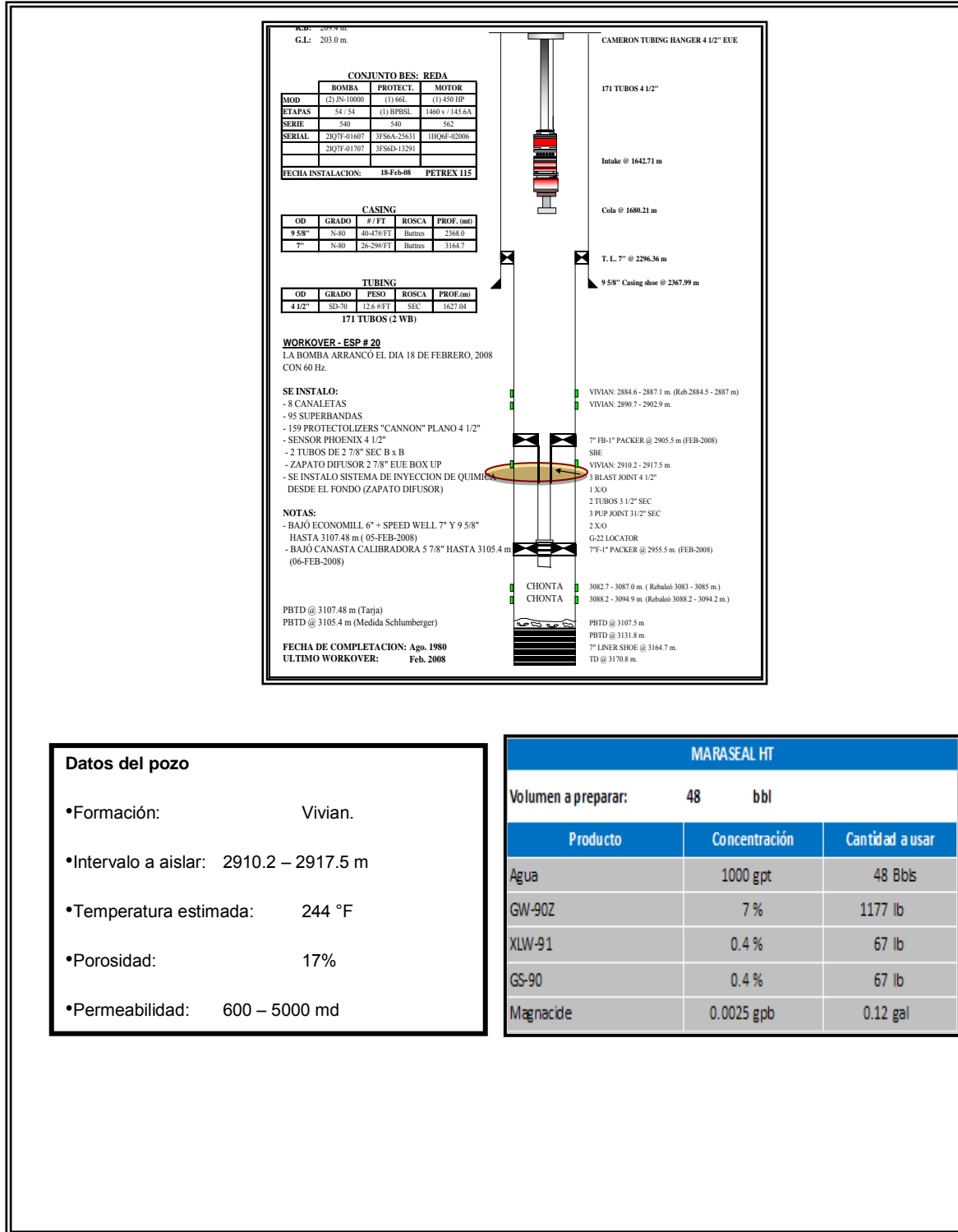
Datos del pozo

- Formación: Vivian Rsv.
- Intervalo a aislar: 3046 – 3048.5 m
- Temperatura estimada: 251 °F
- Porosidad: 16%
- Permeabilidad: 1000 – 2000 md

Volúmenes de tratamiento

MARASEAL HT		
Producto	Concentración	Cantidad a usar
Agua	1000 gpt	17 Bbls
GW-902	7 %	417 lb
XLW-91	0.4 %	24 lb
GS-90	0.4 %	24 lb
Magnacide 575	0.0025 gpb	0.04 gal

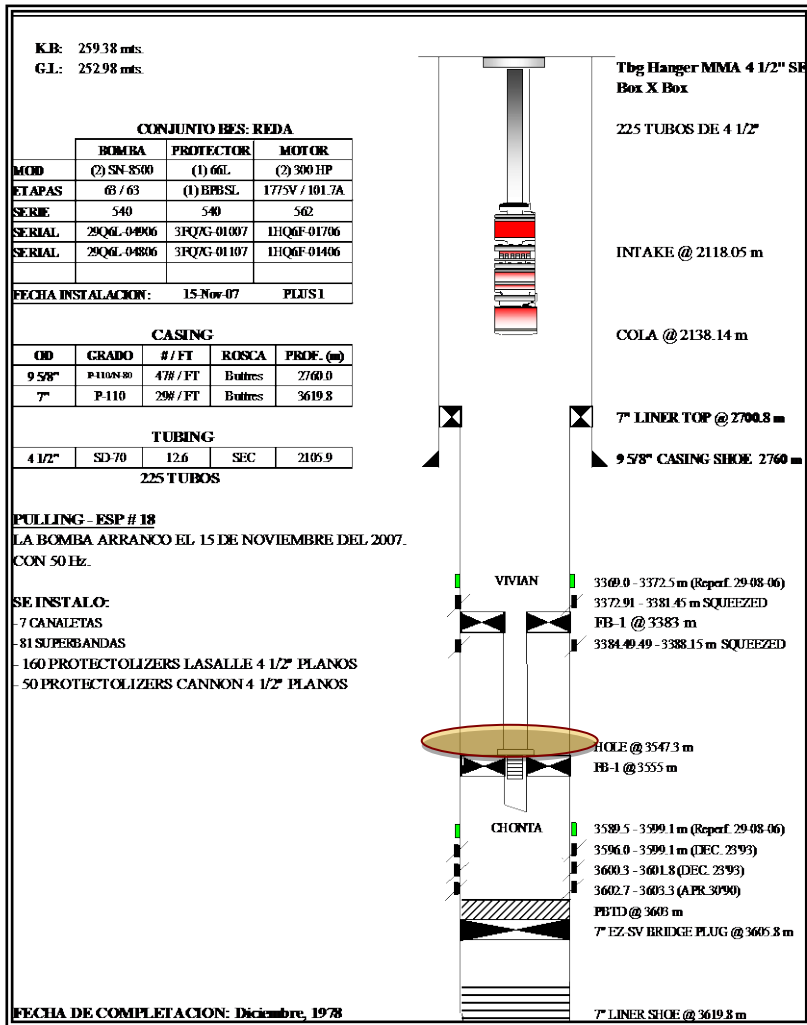
FORESTAL 10



Datos del pozo	
• Formación:	Vivian.
• Intervalo a aislar:	2910.2 – 2917.5 m
• Temperatura estimada:	244 °F
• Porosidad:	17%
• Permeabilidad:	600 – 5000 md

MARASEAL HT		
Volumen a preparar:	48	bbl
Producto	Concentración	Cantidad a usar
Agua	1000 gpt	48 Bbls
GW-90Z	7 %	1177 lb
XLW-91	0.4 %	67 lb
GS-90	0.4 %	67 lb
Magnacide	0.0025 gpb	0.12 gal

DORISA 02



Datos del pozo

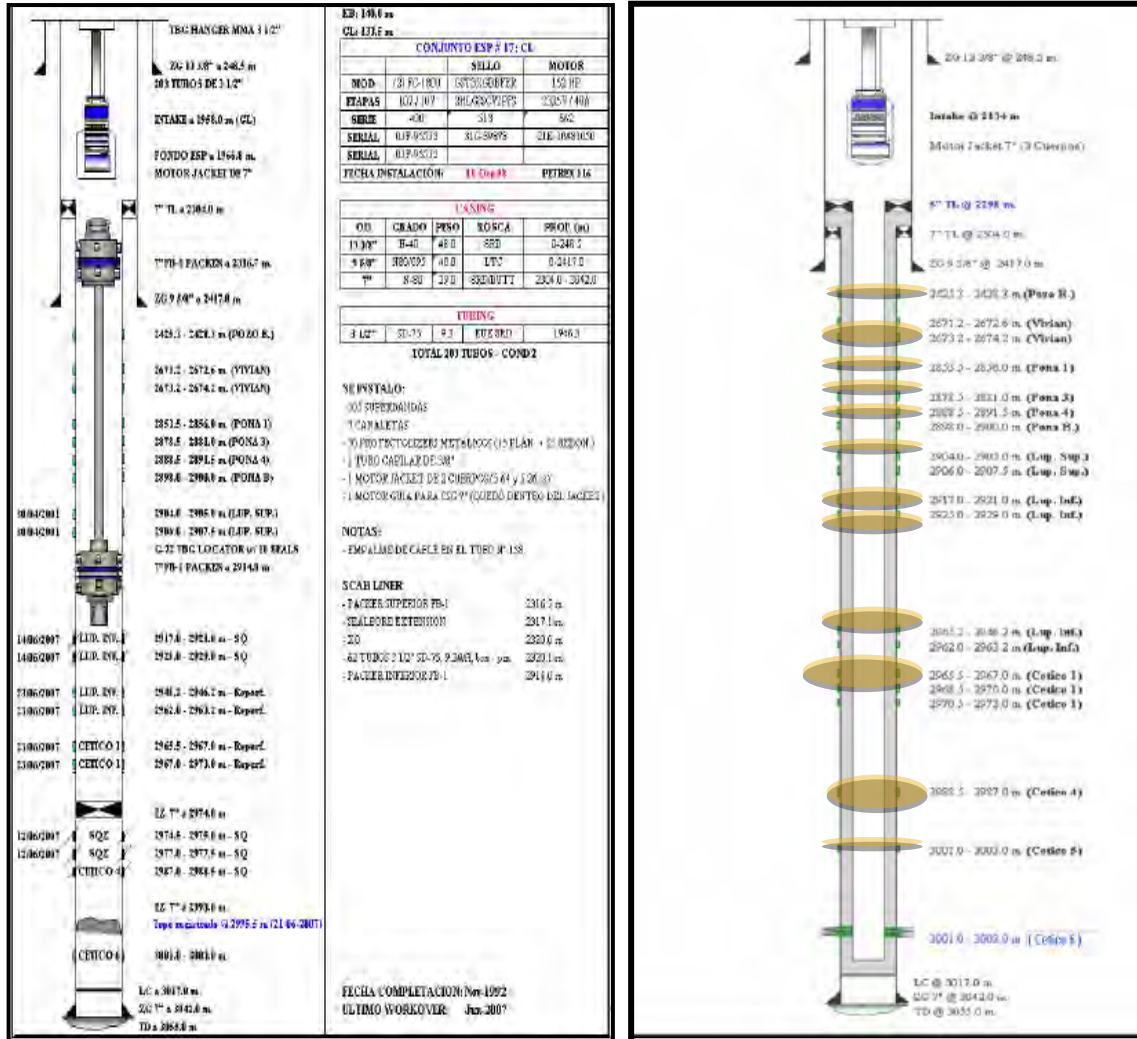
- Formación: Vivian.
- Intervalo a aislar: 3547 m
- Temperatura estimada: 262 °F
- Porosidad: 16%
- Permeabilidad: 500 – 1500 md

Volúmenes de tratamiento

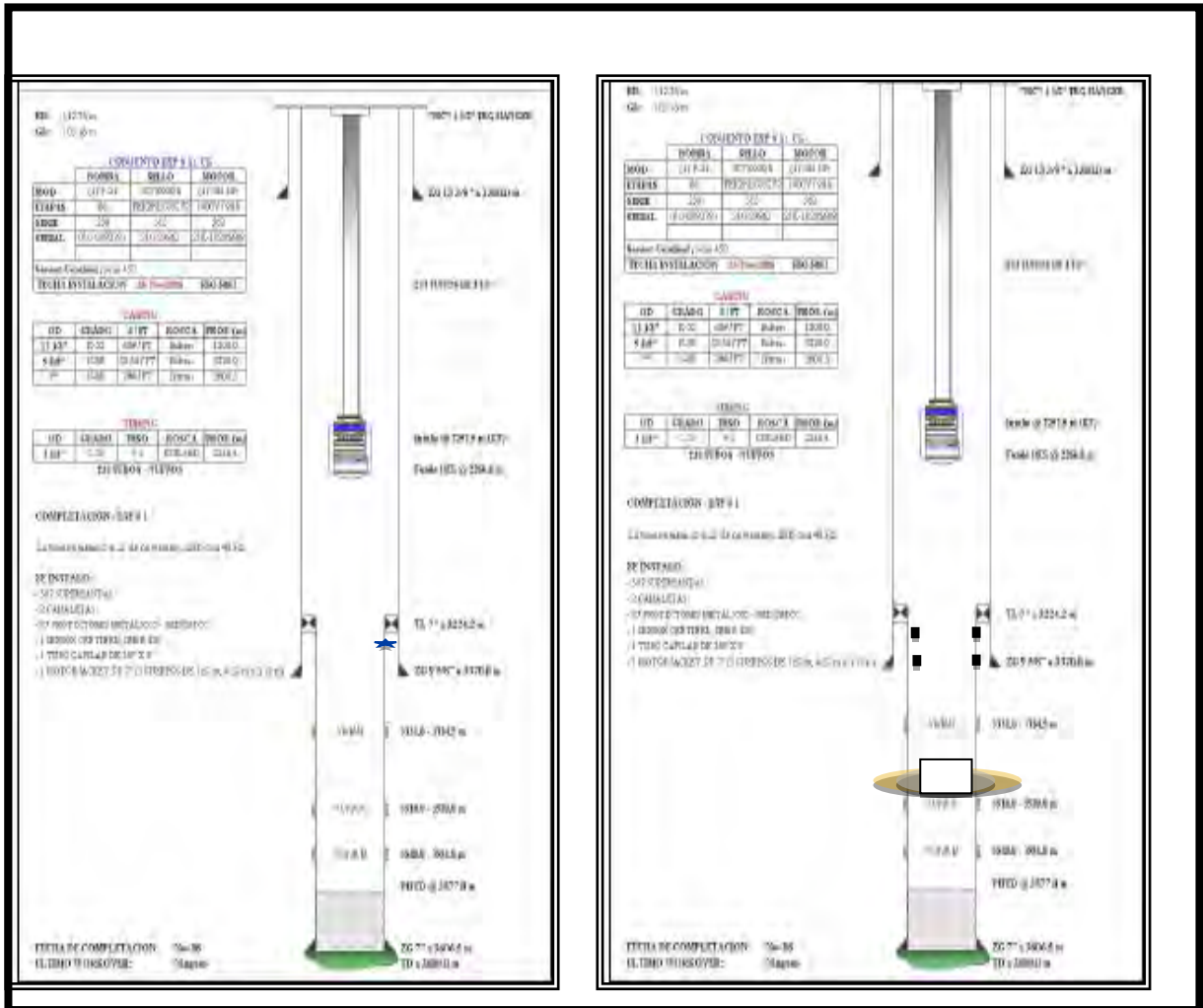
- Vol. recomendado para Water Shut off: 2 bbl/ft
- Altura Neta: 13 ft
- Penetración: 4.3 ft

MARASEAL HT		
Volumen a preparar:	25	bbl
Producto	Concentración	Cantidad a usar
Agua	1000 gpt	25 Bbls
GW-90Z	7 %	613 lb
XLW-91	0.4 %	35 lb
GS-90	0.4 %	35 lb
Magnacide	0.0025 gpb	0.06 gal

CORRIENTES 137- LINER DE 5

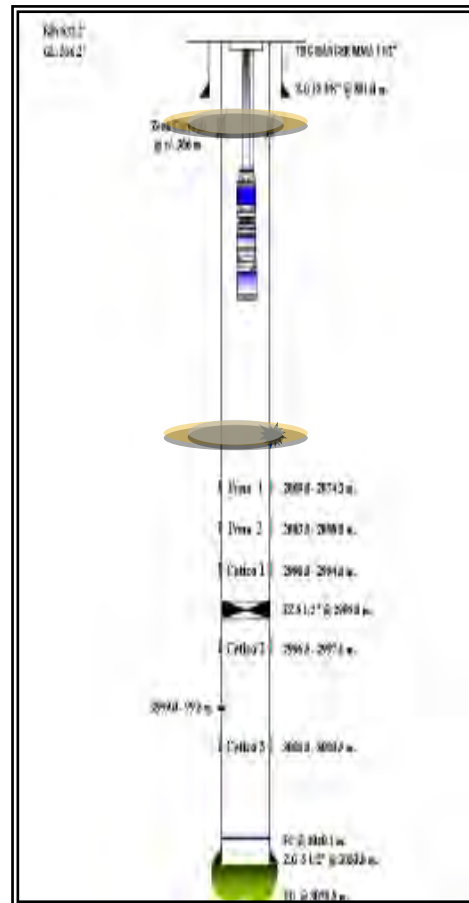
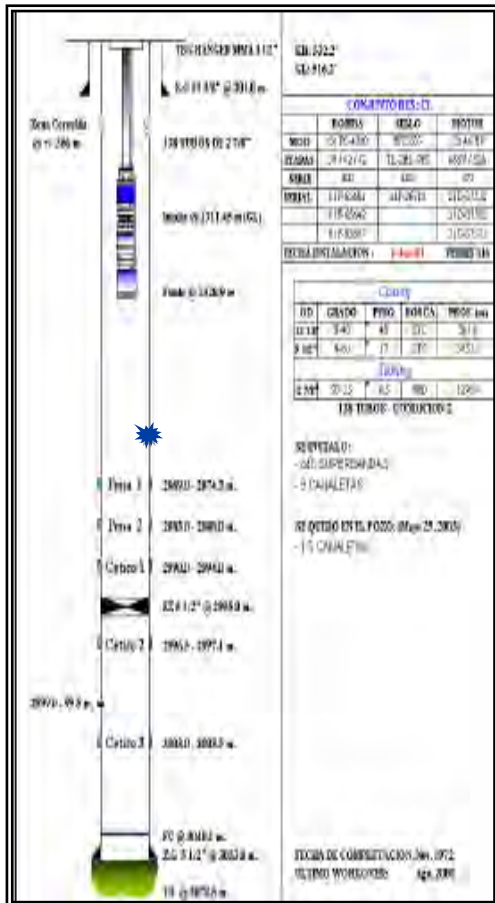


CORRIENTES 11X-SQZE Y REBALEO

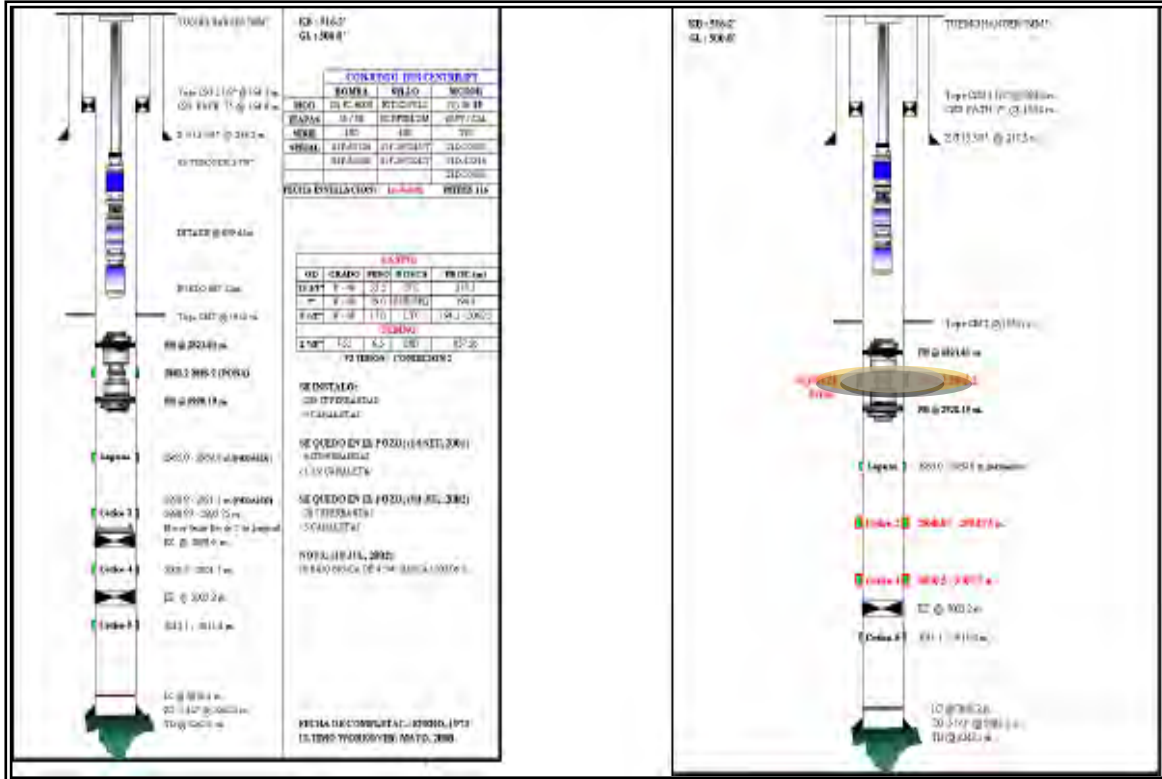


CORRIENTES 10X- CSG ROTO

DIAGRAMA DEL POZO



YANAYACU 1201- CANALIZACION DE CEMENTO



ANEXO II

COSTO DE INYECCION DE

AGUA A LOS POZOS.

ANEXO III

RESULTADOS DE

LABORATORIOS

HALLIBURTON

DUNCAN TECHNOLOGY CENTER - DUNCAN, OKLAHOMA
**PRODUCTION ENHANCEMENT
APPLIED SCIENCES
PROJECT REPORT**

This report is the property of Halliburton and neither it nor any part thereof nor a copy thereof is to be published or disclosed without first securing the express written approval of laboratory management; it may however, be used in the course of regular business operation by any person or concern and employees thereof receiving such report from Halliburton.

TO: Marissa Cirilo

PROJECT #: HTWT100179023-

12

TITLE: Pluspetrol Norte; CP-1008D;
WaterWeb® Treatment Service testing; Peru

DATE: June 27, 2012

PREPARED BY: Brady Crane

Pluspetrol Norte

Customer Copy

WELL DATA

Wells:	CO-1008D
Formation Name:	Cetico-2
Depths:	3092'
Location:	Peru
Field:	Lote 8
BHST:	244°F
Date Received:	2/22/12

PURPOSE

The purpose of this project was to perform XRD on the submitted cores. The submitted cores were additionally supposed to be tested for a WaterWeb® Treatment Service using a linear flow apparatus.

RESULTS

XRD: The core samples were composed of primarily quartz (94% and 96%), with a very small amount of microcline (potassium feldspar) and calcite.

WaterWeb® Treatment Service regain to water: The core from 3092.53' was selected for the regained permeability to water. The initial permeability to brine of the core was determined to be 1170 mD. After the treatment, the perm to brine was 18 mD. The regained permeability for this core was 1.54%. Another way to look at this number is that WaterWeb® Treatment Service effectively shut off the flow of 98.46% of brine in this core.

WaterWeb® Treatment Service regain to kerosene: The core from 3092.44' was selected for the regained permeability to water. The initial permeability to kerosene of the core was determined to be 1650 mD. After the treatment, the perm to kerosene was 1530 mD. This would be a regained percentage of 92.73%.

RECOMMENDATIONS

Based on this testing, WaterWeb® Treatment Service would be recommended for use in this field, if the desired result is to shut off a water producing zone. The regained permeability tests showed it to be an effective method for shutting off the flow to brine while still allowing hydrocarbon to flow. The regain to kerosene indicates that WaterWeb® Treatment Service will not stop the flow of hydrocarbon based fluids.

EXPERIMENTAL

X-ray Diffraction Analysis of Mineral Solids (XRD Spectroscopy): Crystalline solids have an organized arrangement of atoms in three dimensions. X-rays have wavelengths in the same range as the spacing of atoms in these crystalline solids. Unlike visible light, when an x-ray beam is projected onto a crystalline solid, the x-rays will diffract or reflect only at certain angles. These angles must obey Bragg's Law:

Equation #1: $n\lambda\theta = \sin 2$

That is, for x-rays of a single wavelength, there is only one angle for a particular spacing between atoms where they will reflect. Since in each mineral there are atoms of different elements in numerous spacing arrangements that each produce a reflection, we use a diffract meter, an instrument where we can vary the angle of the x-ray beam and measure at which angles the beam is reflected for that sample. The resulting XRD pattern is then compared to the patterns of known minerals to determine the mineral composition. Quantitative measurements can be made based on the relative intensity or strength of the reflections for each mineral present.

EXPERIMENTAL (Continued)

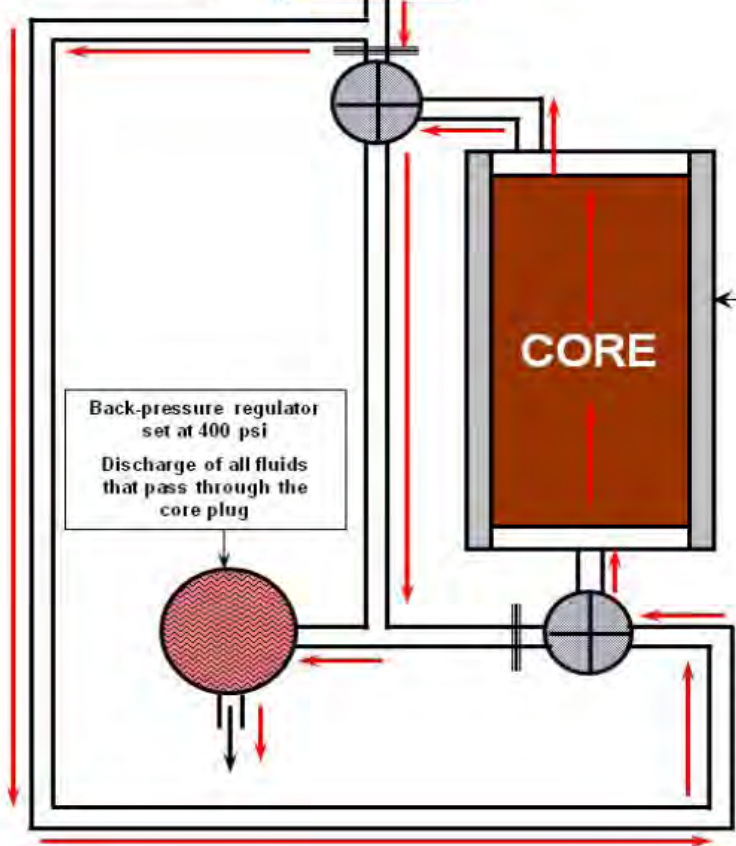
Core Plug Linear Flow Testing – Regained Permeability Test: A plug from the formation, approximately 1 inches in diameter by 2-3 inches in length, was used for the test. The plug number and depth were recorded. The porosity of the formation plug was input, with this value used in calculating the number of pore volumes flowed for each fluid. The plug was mounted in a Hassler sleeve to ensure linear flow through the plug. An overburden backpressure of 1500 psi was maintained on the Hassler sleeve throughout the test. A backpressure regulator set at 500 psi was placed on the discharge side of the formation plug. This maintained an actual 1000 psi overburden pressure on the formation plug throughout the test. The formation plug was maintained at the test temperature of 240°F throughout the test by the use of a heating jacket. See Figure #1 and Figure #2 for schematics of the linear flow apparatus.

Once the formation plug was heated to 240°F, API brine was passed through the plug in the production direction at a rate of 10 mL/min. Flow of the brine was continued until the pressure drop across the plug remained constant. Then kerosene was flowed through the core until the pressure drop across the plug remained constant. It was switched back and forth between kerosene and brine until the last 2 brine perms and the last 2 kerosene perms were approximately the same. The final perm before the treatment is called the initial perm.

Next 10 pore volumes WaterWeb® Treatment Service was injected at 10 mL/min in the injection direction, then the appropriate fluid, whether testing for regain to brine or regain to kerosene, was flowed in the production direction and compared with the original perm. The regained perm divided by the original perm, multiplied by 100 gives the regain percentage.

Pump used for all fluids introduced into system

PUMP



Overburden pressure of 1000 psi

Back-pressure regulator set at 400 psi
Discharge of all fluids that pass through the core plug

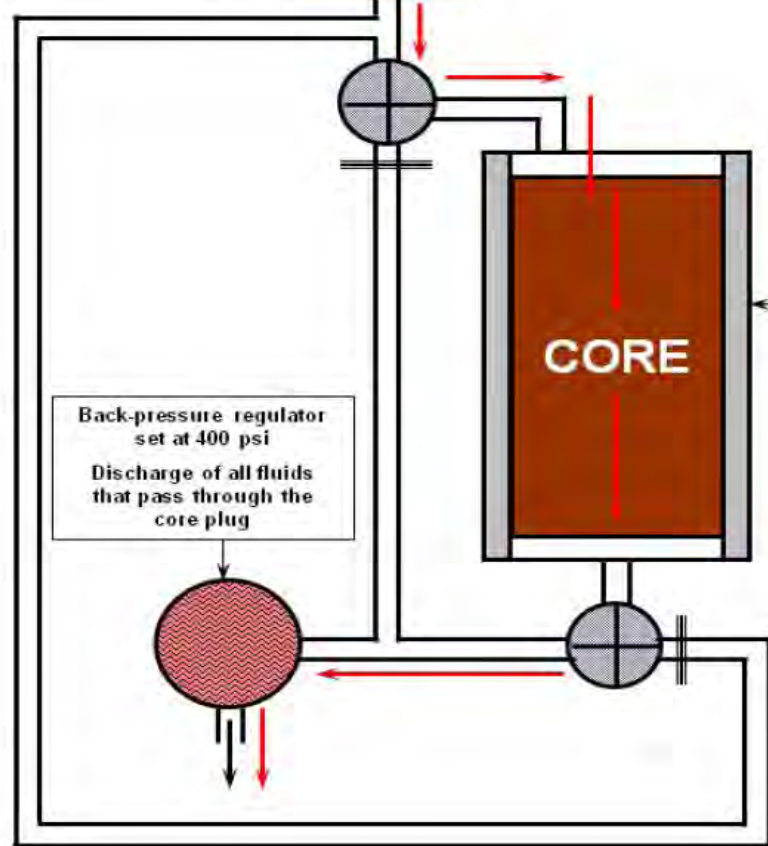
==== Signifies that 3-way valve is set to prevent flow in this direction

← Signifies direction fluid can flow through the core test apparatus

In the production stage(s) of the test, the fluid being pumped enters the test cell and exits the end of the core that simulates the wellbore. The fluid must flow through the core plug and exit through the back-pressure regulator set at 400 psi.

Pump used for all fluids introduced into system

PUMP



Overburden pressure of 1000 psi

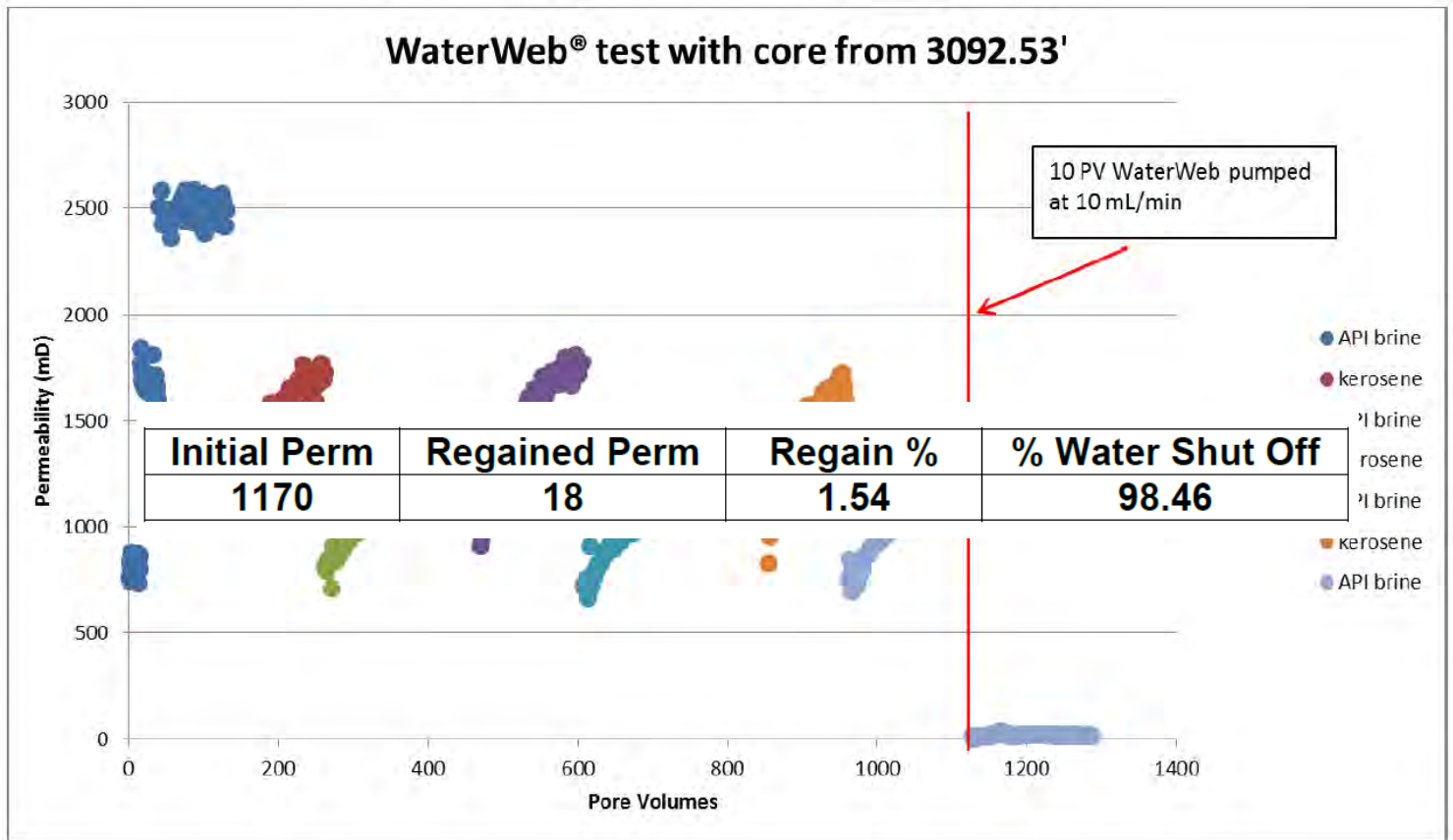
Back-pressure regulator set at 400 psi
Discharge of all fluids that pass through the core plug

==== Signifies that 3-way valve is set to prevent flow in this direction

← Signifies direction fluid can flow through the core test apparatus

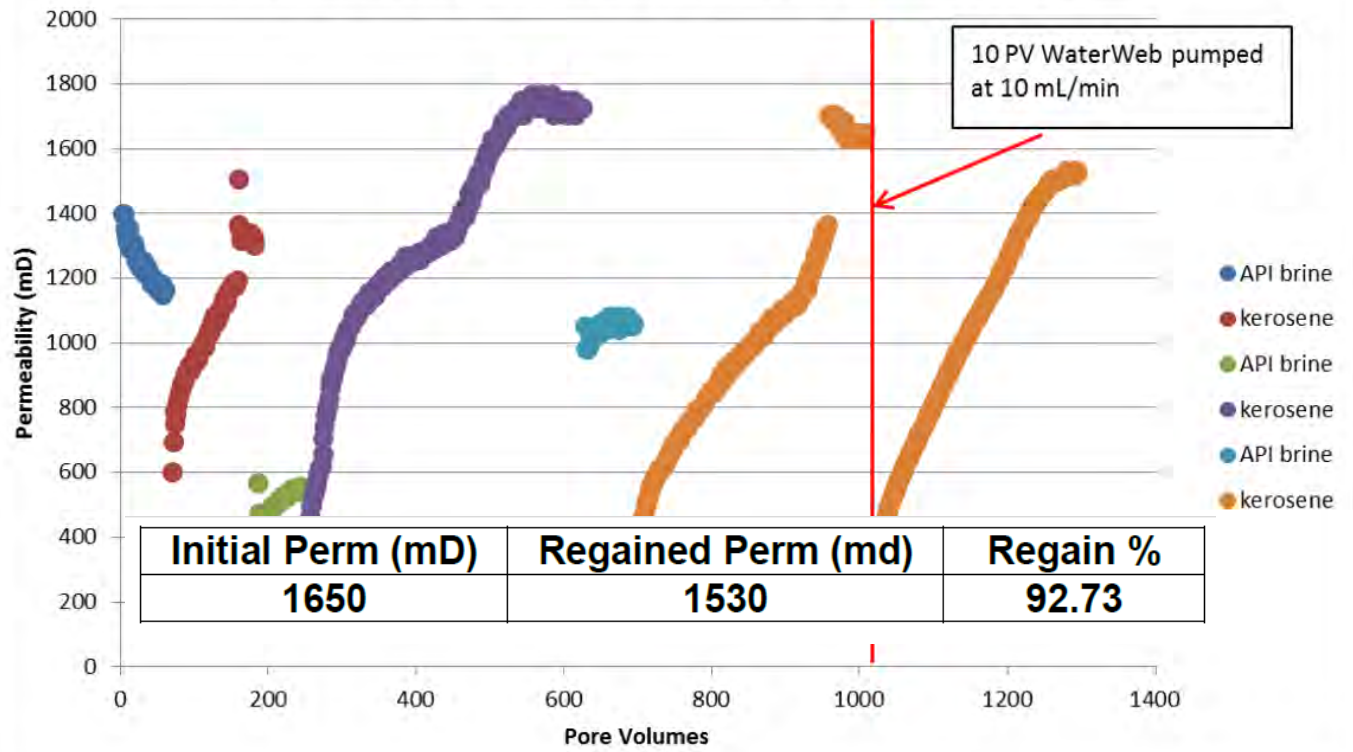
In the treatment fluid stage(s) of the test, the fluid being pumped enters the test cell and contacts the end of the core that simulates the wellbore. The fluid flows through the core plug and exits through the back-pressure regulator set at 400 psi. The maximum pressure differential across the core plug is 600 psi. If this maximum differential pressure is obtained, the pump rate is slowed to maintain a maximum of 600 differential pressure.

Mineral Identified	Mineral Composition	Percent of Mineral Present	
		3092.44'	3092.53'
Quartz	SiO ₂	94 %	96 %
K-Feldspar (microcline)	KAlSi ₃ O ₈	5 %	3 %
Calcite	CaCO ₃	1 %	1 %



DATA BOOK REFERENCE

WaterWeb® treatment with core from 3092.44'



ANEXO 4
CARACTERIZACION
DE LAS ROCAS



Threshold Pressure Analysis - UNOCEL

Pressure Pumping Technology Center, Tomball



PLUSPETROL NORTE
SHIVIYACU 1604-D BLOCK 1AB
VIVIAN SAND A & B
LIMA, PERU

Análisis de Presión Umbral – UNOGEL

OBJETIVOS

Disminuir la producción de agua dentro de la formaciones Vivian por el uso de Unogel para proporcionar de cierre de agua a una presión diferencial específica. Este análisis consistirá en dos cargas de Unogel a la temperatura de depósito requerido.

RESULTADOS Y PROCEDIMIENTOS

Core Selección de la muestra:

Tapones Six previamente perforados, diámetro del núcleo 1.0 "del de las formaciones Vivan y basal proporcionados para su uso en este estudio. Sin embargo, 4 de las 6 muestras fueron su dimensionado y inadecuado para pruebas de flujo. Hidrocarburos residuales y las sales se eliminaron en una extracción con disolvente reciclado hasta que el disolvente permanece visiblemente clara.

Las muestras se ventilaron y se secaron en una temperatura baja (150 ° F) con un horno de convección se obtuvo mínimo de 15 horas y un peso seco estable. Propiedades básicas de la permeabilidad y se determinaron el volumen de grano. Permeabilidad limpio y seco para secar el gas nitrógeno fue determinado bajo un estrés mínimo de confinamiento (250 psi). Volumen de grano se determinó a presión ambiente. Con dimensiones de la muestra y el volumen de grano medido, la porosidad, se calcula el volumen de poro, densidad y grano. Estos resultados se dan en la Tabla 1 a continuación.

Tabla 1: Resumen de las propiedades básicas

Muestra ID	Muestra Profundidad (mts)	Formación	Permeabilidad en Nitrógeno (Md)	Porosidad (Porcentaje)	Volumen de Poro (cc)	Densidad del Grano
1	2820.04	Vivian B	3047	22.2	5.85	2.644
2	2838.95	Vivian A	2115	23.8	6.30	2.639

Preparación del fluido:

Un tratamiento Unogel de bajo peso molecular se deseaba desde el diseño de la aplicación. A medida que el BHST fue de 250 ° F, una formulación MaraSeal 5% fue preparado a las tres reticulante diferente concentraciones, 0,1%, 0,2% y 0,4%. Los preparados líquidos se transfirieron al horno en conjunto 250 ° C en tubos de presión. La viscosidad de los fluidos fueron controlados en condiciones estáticas cada 1h y se les asignará un código de gel cualitativa (basada en códigos de gel Sydansk). Como puede verse a partir Tabla 3 a continuación, el fluido de 0,1% no mantiene la viscosidad a temperaturas elevadas (de líquidos livianos en 96h). Los 0,2% y 0,4% de reticulante fluidos concentración eran a la vez robusto en este temperatura, y sólo había variación de los tiempos de gel y de la bomba. A partir de la prueba de núcleo como el 0,4% fluido formulación exhibió la resistencia del gel necesario para soportar una presión diferencial de alta; que era el fluido recomendado adecuado para la aplicación. Este líquido tiene un tiempo de bomba de 4-5h y un tiempo de gelificación de 6h, que coincide con el tiempo de bombeo mínimo de 2-3h para este sistema de fluido. Tabla 2 a continuación se detallan los datos de tiempo de gel a cabo.

Table 2 Gel Time vs Concentration

**5%MaraSeal (GW-90Z) +
Unogel at 250°F**

<u>XLW-91/GS-90</u>	<u>0.10%</u>	<u>0.20%</u>	<u>0.40%</u>
time (h), Gel Code	0h(A)	0h(A)	0h(A)
	1h(A)	1h(A)	1h(A)
	2h(A)	2h(A)	2h(A)
	96h(B)	3h(A)	3h(A)
		5h(A)	4h(A)
		6(A)	5h(G)
		21h(I)	6h(I)
		48h(I)	15h(I)
		96h(I)	24h(I)
			96h(I)
Pump time (h)	NM	6<t<21h	4h
Gel time (h)	NM	21h	6h

NM = no se puede medir

Prueba Reología:

El GS-90 formulado líquido Unogel 0,4% XLW-91 y el 0,4% se ha probado para la reología en una Chandler 5,550 instrumento. Una secuencia de prueba se estableció donde estaba la reología inicial de fluido medido a temperatura ambiente (70 ° F) (a velocidades de cizallamiento de 60, 30, 10 y 6 s-1). El fluido fue y, posteriormente, se calienta a la temperatura de ensayo (250 ° F) en 10 minutos. Una velocidad de cizallamiento constante de 30 s-1 (35 rpm) se aplicó sobre el fluido para toda la secuencia de prueba y de la rampa de cizallamiento era aplicado cada 30 min a las velocidades de cizallamiento antes mencionados. Una parcela de viscosidad (a 30 años-1) frente a tiempo se muestra en la Figura 1, página 3 muestra el desarrollo de la viscosidad del fluido.

Figura 1: Los datos de viscosidad de 0,4% de fluido Unogel a 250 ° F y en 30s-1 (35 RPM)

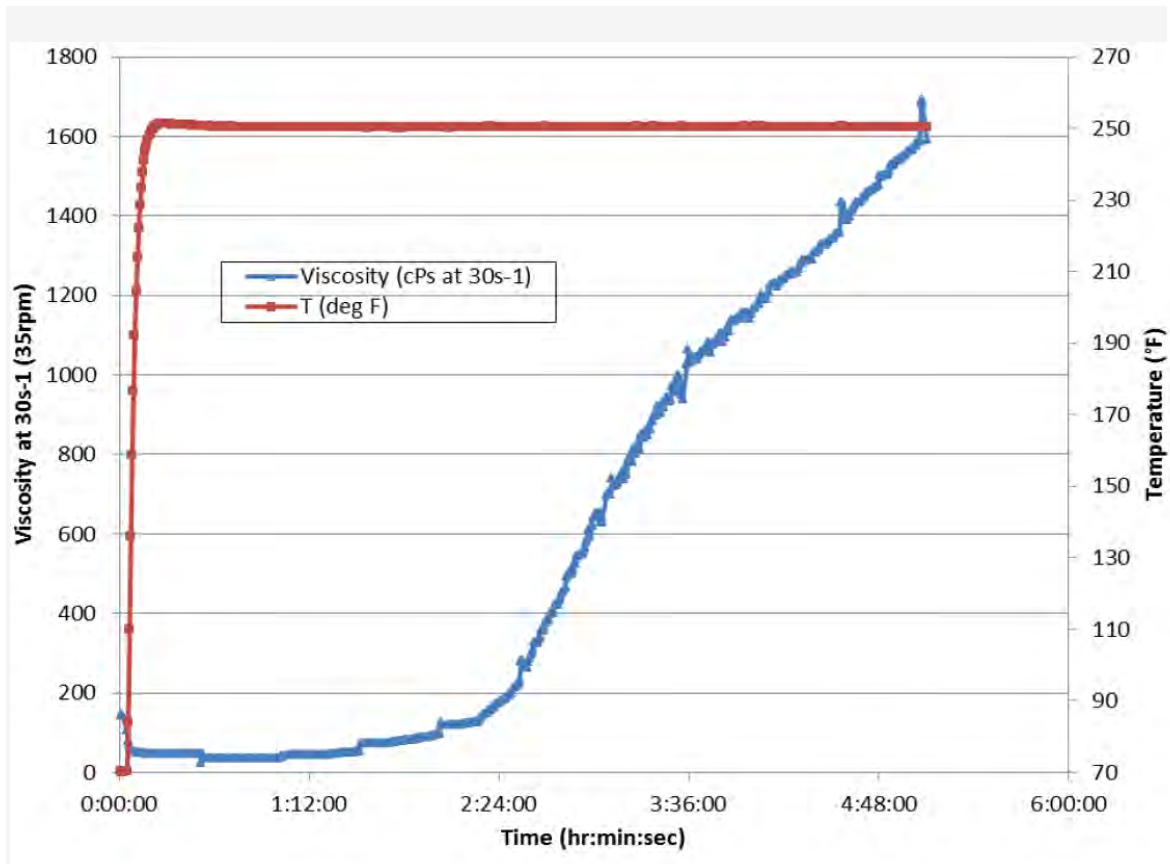


TABLA 3: RESUMEN DE LOS DATOS DE VISCOSIDAD 0,4% UNOGEL

Shear Rates	60s-1	30s-1	10s-1	6s-1
Fluid Viscosity (@ 70°F; RT)	132cP	142cP	146cP	222cP
After 2h @ 250°F	104cP	120cP	139cP	220cP
After 2.5h @ 250°F	213cP	230cP	380cP	476cP
After 3h @ 250°F	515cP	630cP	976cP	1322cP

El perfil de viscosidad en la Tabla 3, revela que el fluido de muestra aumento mínimo en la viscosidad hasta 2,5 h en la prueba (a 250 ° F), y ya que toma ~ 30 minutos para el fluido a calentar hasta la BHST (prueba tomó 10 minutos), se puede esperar que el fluido sería mostrar una viscosidad de ~ 200cP (a 30 años-1) después de 3 horas, una condición que se puede afirmar que sigue siendo bombeable. A partir de la reología para ello, se llegó a la conclusión de que el tiempo de bomba para este fluido sería 3h, y es más bajo que lo que es observado en las pruebas de botella (4h). Hasta el momento en la bomba de la viscosidad del fluido y es ~ 200cPs se considera que es lo suficientemente bajo como para ser todavía bombeable. La razón de la diferencia en la bomba veces entre las pruebas de reología y las pruebas de botella es que el primero se realiza bajo condiciones de cizallamiento dinámico, mientras que las botellas de prueba se llevaron a cabo en condiciones estáticas. Tabla 4 a continuación muestra las botellas de prueba estática frente a los resultados de reología dinámica.

Tabla 4: Resumen de las botellas de prueba estática y mediciones reológicas dinámicas

	Botella de prueba estática	Reologia Dinámica
Pump time (h)	4 h	3 h

Procedimiento de análisis Umbral de presión:

Cada muestra se evacuó brevemente por debajo del 3% KCl antes de ser cargado en un horno precalentado (250 ° F) coreholder hidrostática en vacío. Se aplica aproximadamente 2.500 psi esfuerzo de confinamiento neta y mantenido. Todos los líquidos se inyectan frente a 500 psi de contrapresión. Formación de pozo se establece como dirección de flujo hacia arriba y se utiliza para simular todos los pasos de dirección de producción, mientras pozo a la dirección de formación se define como el flujo hacia abajo y se utiliza para simular todo pasos de dirección de inyección. Salmuera se inyecta en la formación de pozo dirección a una velocidad constante para establecer la plena salmuera saturación de la muestra de ensayo. La presión diferencial y la velocidad de inyección se controlan / registrados y se calcula la permeabilidad efectiva de salmuera (K_w específico). Unogel se inyecta a una velocidad adecuada para un determinado número de volúmenes de poro en el pozo de dirección de la formación, mientras que la presión diferencial y la velocidad de inyección se controla / registrado. Mientras sin pasar por la muestra, el sistema de flujo se purga cuidadosamente de Unogel por el que fluye a 3% de KCl prevenir gel de enchufar dentro de las líneas de

flujo. La muestra es luego "cerrar-in" para un mínimo de 12 horas para permitir que el gel se cuaje. Después de que el "cierre en" el período, el flujo se establece en la formación de pozo dirección para simular invasión de agua del embalse. Una serie de presiones aguas arriba se mantiene a una presión constante, mientras que el volumen de inyección de la bomba y el tiempo son monitoreados. Cada presión es celebrada durante un período designado de tiempo antes de proceder a la siguiente a no más de 2 cc / min.

Este proceso se repite hasta que se produce ya sea por agua avance o la secuencia de las presiones es completado. Salmuera se inyecta en la formación de pozo dirección a una velocidad constante para medir el recuperar permeabilidad a salmuera después de avance. La presión diferencial y la velocidad de inyección son supervisado / grabado y recuperar la permeabilidad al salmuera se calcula. Si la saturación no se a continuación, se produce una permeabilidad salmuera recuperar puede no ser posible.

Resultados

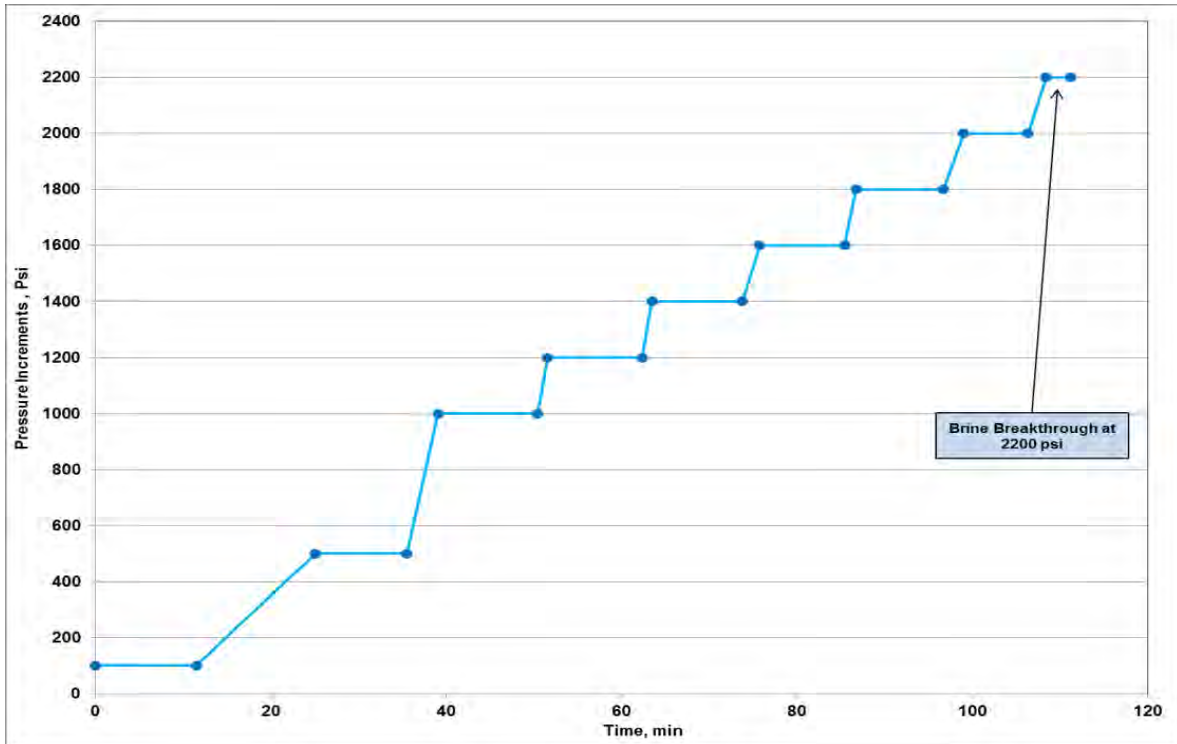
Muestra 1-2-3, 2.920,40 metros de profundidad, se puso a prueba para la presión umbral a partir del tratamiento con un 0,2% Unogel (5% MaraSeal (GW-90Z) + 0,2% XLW-91 + 0.2% GS-90) de carga. A llegar a 2200 psi, se observó un aumento de la tasa de flujo repentino y el flujo empezó a ocurrir a través la muestra. Una medición de recuperar la permeabilidad salmuera se hizo obteniéndose un porcentaje de recuperar 82,7%. Los datos de presión de umbral se dan en la Figura 2, página 3 y la salmuera recuperar gráfico de la permeabilidad se da en la Figura 3, página 3.

Muestra 2-2-4, 2.838,95 metros de profundidad, se puso a prueba para la presión umbral a partir del uso de un 0,4% Unogel (5% MaraSeal (GW-90Z) + 0,4% XLW-91 + 0.4% GS-90) de carga. El Unogel producto mantiene la presión de todo el camino hasta 3.500 psi, que bien superó el 2.500 psi criterios. Sin salmuera fue capaz de fluir a través de la muestra por lo tanto, sin recuperar la permeabilidad salmuera medición fue posible. Los datos de presión de umbral se indican en la figura 4, página 4 y el recuperar el gráfico de la permeabilidad salmuera se da en la Figura 5, página 4. El recuperar la permeabilidad al agua resultados se dan en la Tabla 5 a continuación

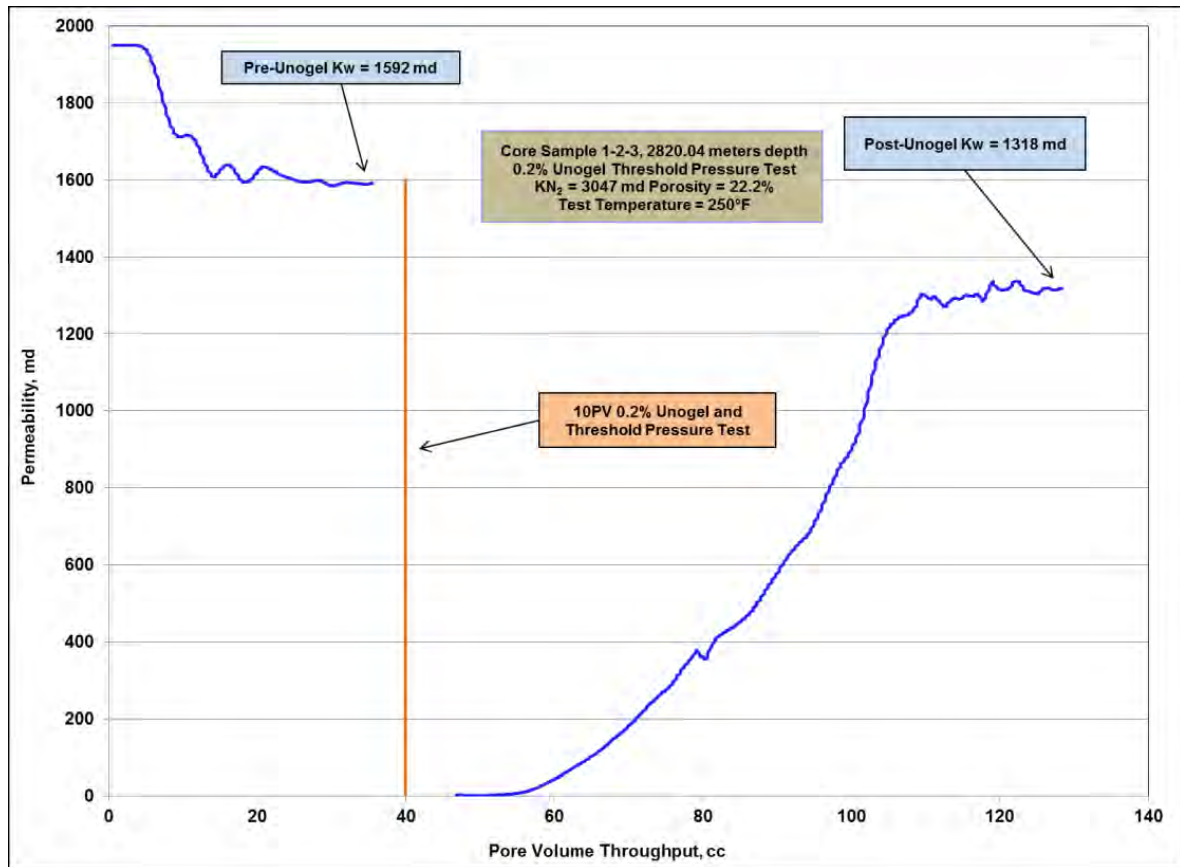
Tabla 5: RESUMEN DE RECUPERAR LA PERMEABILIDAD AL AGUA

Sample ID	Depth, meters	Permeability, md			Regain, percent	Comments
		to N ₂	Brine			
			Pre-gel	Post-gel		
1-2-3	2820.04	3047	1592	1318	82.7	0.2% Unogel Breakthrough at 2200 psi
2-2-4	2838.95	2115	1371	NA	NA	0.4% Unogel No breakthrough at 3500 psi

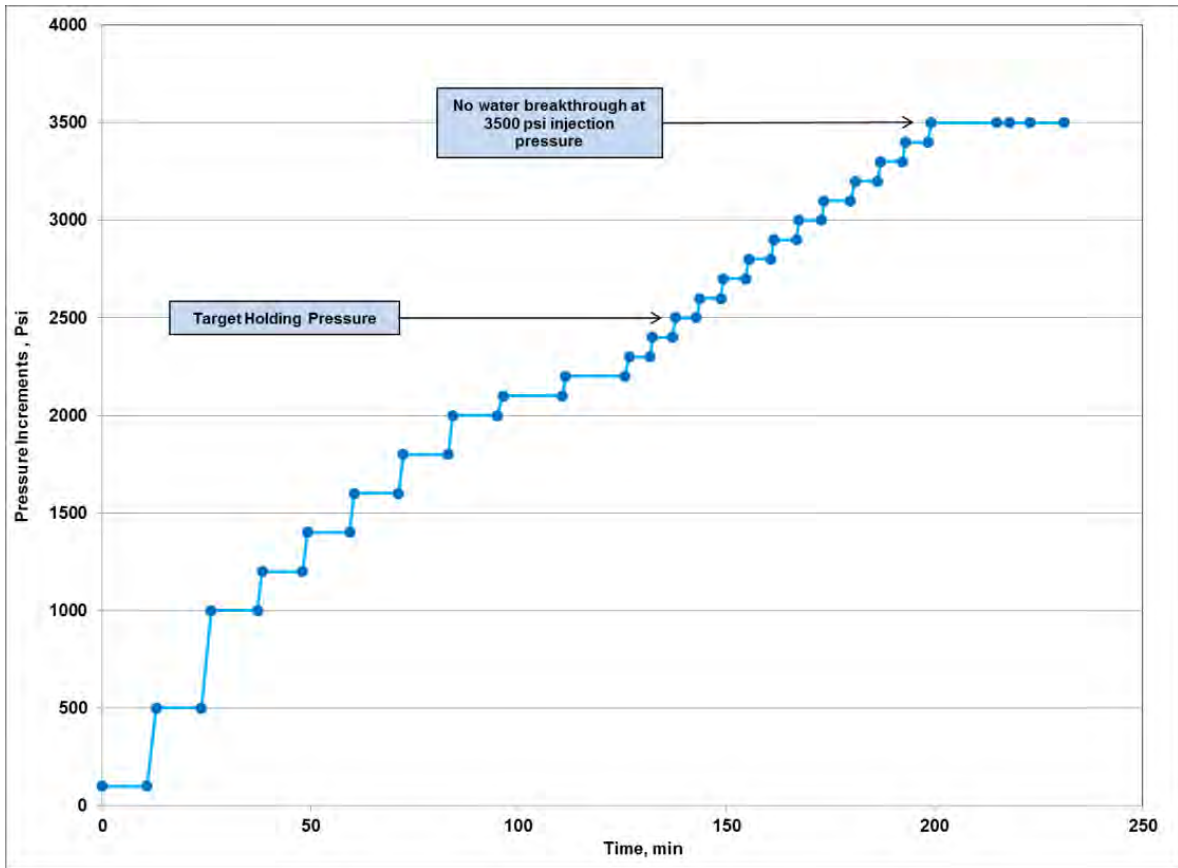
La figura 2, muestra 1-2-3, profundidad 2.820,04 metros - Presión Umbral



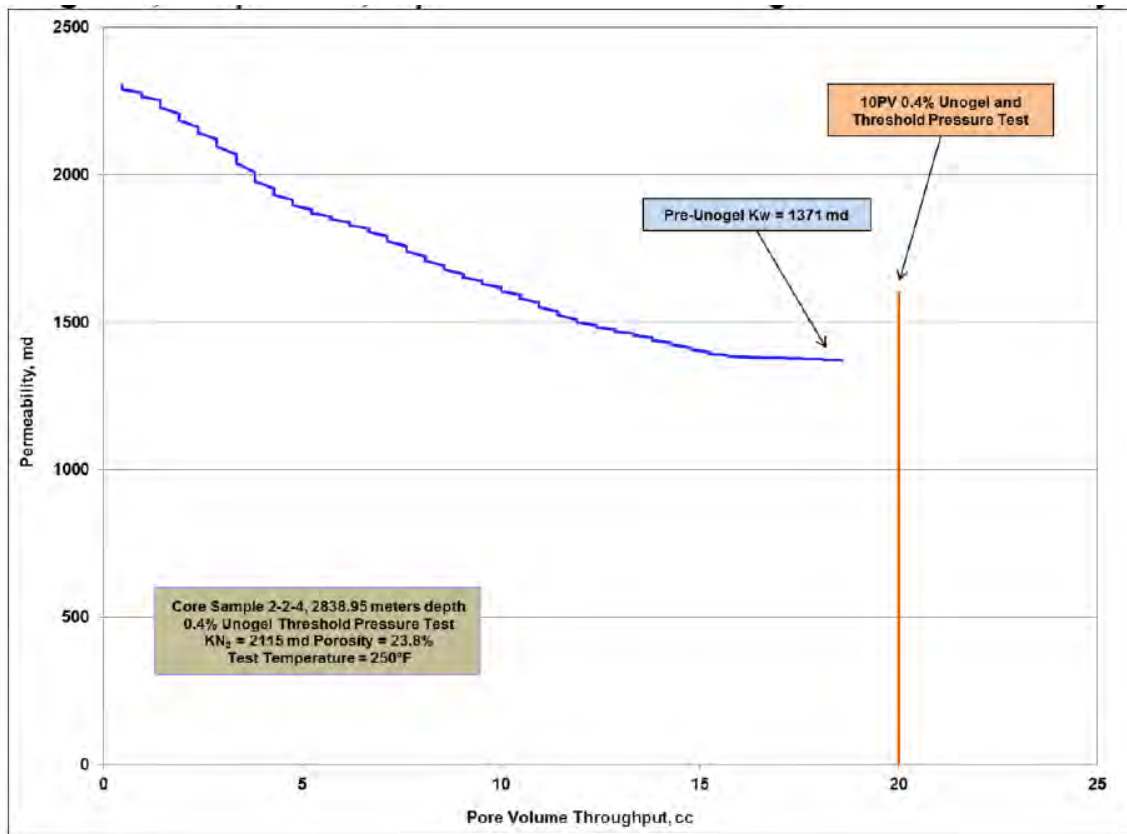
La figura 3, muestra 1-2-3, profundidad 2.820,04 metros - Recuperar Permeabilidad Salmuera



La figura 4, muestra 2-2-4, 2.838,95 metros de profundidad - Presión Umbral

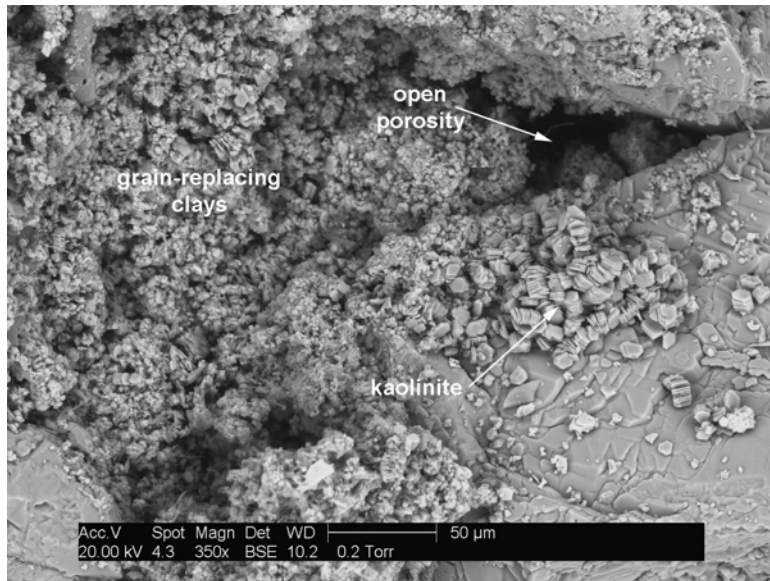


La figura 5, muestra 2-2-4, 2.838,95 metros de profundidad - Recuperar Permeabilidad Salmuera



Recomendaciones.

Basándose en los resultados observados de estas pruebas de presión de umbral, una carga de 0,4% Unogel debe proporcionar más de 2.500 psi "cierre" para el Vivian A y B formaciones, y podría así superior a la presión, manteniendo el agua cierre completo.



**TOMBALL
TECHNOLOGY CENTER**
*RELATIVE PERMEABILITY
MODIFIER STUDY and
ROCK
CHARACTERIZATION*

**BLOCK 1AB –
NORTHERN PERUVIAN
JUNGLE**

TECHNOLOGY CENTER

REPORT 09-06-0628SCA-PET



Objective – SUMMARY

The objective of this project was to determine the effectiveness of BJ Services' RPM (relative permeability modifier), AquaCon HP, in reducing water production for wells in the Shiviyaçu field. Core samples representing 5 wells was previously received for potential use in this study. A single sample was selected for regain permeability testing after AquaCon treatment. Flow testing was conducted at 240°F under 1500 psi net confining stress and against 200 psi backpressure.

Petrological analyses, including XRD to qualify/quantify clays and SEM, and basic property measurements were conducted on formation material from all 5 wells and is presented beginning on page 3.

Results – Relative Permeability Modifier

Testing to provide permeability data subsequent to a conform acid (AquaCon HP) treatment was conducted on **Shiviyaçu 1604 Well sample 2823.98 meters**. Specific sequential fluids were injected prior to the AquaCon HP to clean and etch the coarse quartz surfaces for better attachment of the AquaCon HP.

The oil to water permeability ratio prior to treatment was approximately 2 to 1 in favor of oil. The post-treatment ratio is far improved to 13 to 1 in favor of oil. AquaCon HP reduced water permeability by 85% originally, however, the effect diminishes as the oil/water cycles are repeated. (Cycle 2 reduction = 80%, Cycle 3 reduction = 68%). The oil permeability was improved to better than the original and remained improved with additional water cycles.

Tabular and graphical representation of results follow. Detailed laboratory procedures are on pages 7 and 8.

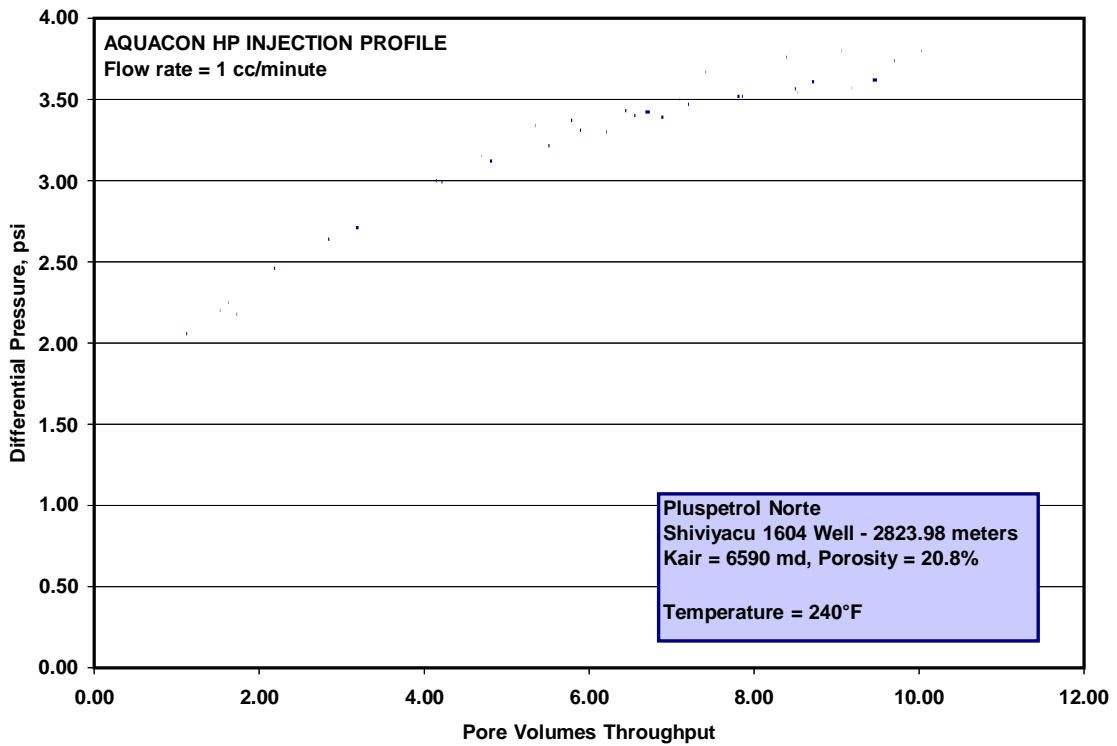
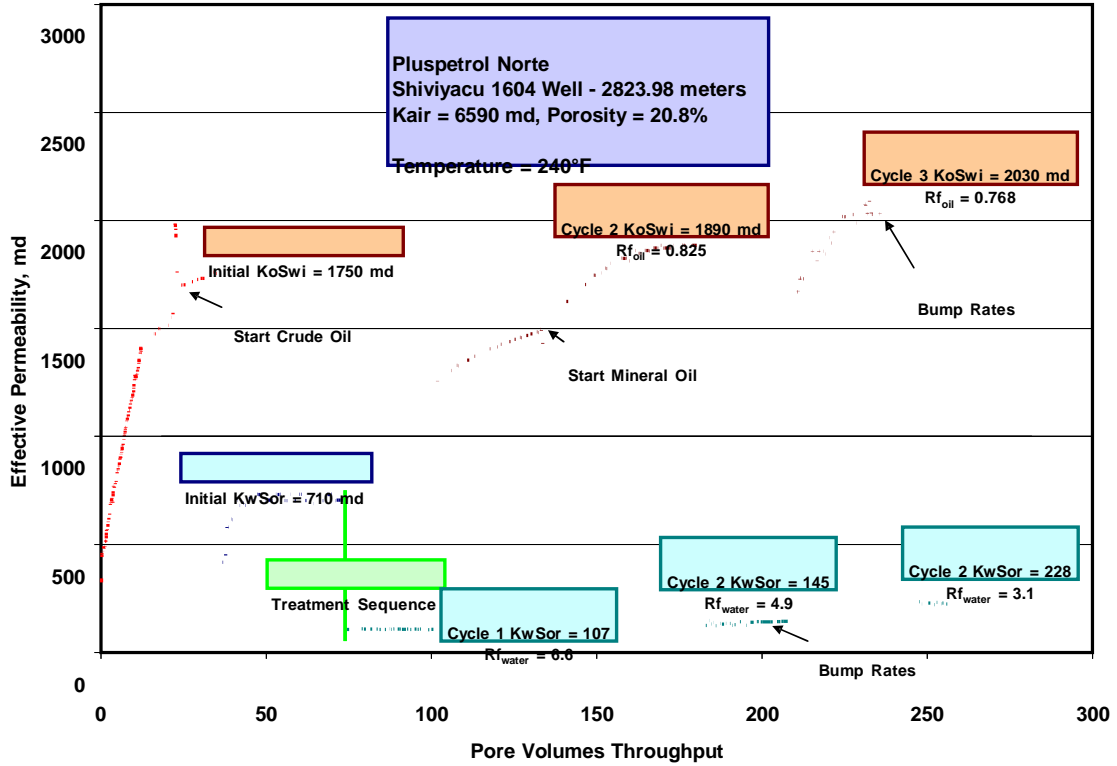
SUMMARY OF RELATIVE PERMEABILITY MODIFIER RESULTS Shiviyaçu 1604 Well, 2823.98 meters

Permeability, md							
to N2	Ko at Swi Initial	Kw at Sor Initial	Kw at Sor Cycle 1	Ko at Swi Cycle 1	Kw at Sor Cycle 2	Ko at Swi Cycle 2	Kw at Sor Cycle 3
6590.	1750	710	107	1890	145	2030	228

Resistance Factor, R _f					AQ HP treatment	
Kw at Sor Cycle 1	Ko at Swi Cycle 1	Kw at Sor Cycle 2	Ko at Swi Cycle 2	Kw at Sor Cycle 3	Max psi at 8 PV	PV
6.64	0.93	4.90	0.86	3.11	110.0	8

Regain Percent					Oil - Water Ratio	
Kw at Sor Cycle 1	Ko at Swi Cycle 1	Kw at Sor Cycle 2	Ko at Swi Cycle 1	Kw at Sor Cycle 2		
15.1	108	20.4	116	32.1	2.20	13.03

SUMMARY OF RELATIVE PERMEABILITY MODIFIER TREATMENT



Results - Rock Characterization

Basic Properties -

Seven 1.5" diameter cylindrical core plugs were received for use in this study. All samples were cleaned of hydrocarbons and residual salts by solvent vapor extraction. After sufficient drying, the basic properties were determined: permeability to dry nitrogen gas (1500 psi confining stress) and helium porosity (ambient conditions).

Stereomicroscopy-

Stereomicroscopy is a reflected light microscopy technique performed at relatively low magnifications, commonly 20X and 63X. This technique is used to assess rock textural parameters and to subsample large sample sets for other analyses such as scanning electron microscopy, thin section petrology, and X-ray diffraction.

SUMMARY OF STEREO-MICROSCOPIC DESCRIPTIONS and BASIC PROPERTIES

Well Name	Depth, meters	Permeability to N ₂ , md	Porosity, percent	Grain Density, gm/cc	Lithological Description
Corrientes 44XC	2872.0 0	22.3	20.5	2.64	Sandstone, tan, fine-grained, well-sorted, slightly-indurated, quartz-rich
Corrientes 1008-D	3094.3 4	5380.	23.1	2.64	Sandstone, light-tan, fine- to coarse-grained, poorly- to moderately-sorted, slightly-indurated, quartz-rich
Huayuri Norte 1402	3100.2 2	not suitable	35.5	2.64	Sandstone, light-tan, fine- to coarse-grained, poorly- to moderately-sorted, moderately-indurated, quartz-rich
	3112.7 3	5310.	19.2	2.64	
Pavayacu 1103-D	2866.4 9	5770.	23.0	2.65	Sandstone, tan, fine- to medium-grained, moderately- to well-sorted, slightly-to moderately-indurated, quartz-rich, glauconitic
Shiviyacu 1604	2823.9 8	6590.	20.8	2.64	Sandstone, light-tan, fine- to coarse-grained, poorly- to moderately-sorted, slightly- to moderately-indurated, quartz-rich, dark-gray clay lamination
	2832.1 6	8780.	21.9	2.64	Sandstone, whitish-tan, fine- to coarse-grained, poorly- to moderately-sorted, slightly- to moderately-indurated, quartz-rich

Xray Diffraction (XRD)-

X-ray techniques are used to determine the inorganic crystalline material content of samples. Interpreted minerals and their relative percentages are below.

SUMMARY OF X-RAY DIFFRACTION RESULTS (Weight Percents)

Mineral Phases	Corrientes		Huayuri Norte 1402	Pavayacu 1103-D	Shiviyacu 1604	
	44XC 2872.00 meters	1008-D 3094.34 meters	3112.73 meters	2866.49 meters	2823.98 meters	2832.16 meters
Quartz (SiO ₂)	92	95	97	95	99	99
Plagioclase Feldspar	nd	nd	<i>trace</i>	nd	nd	nd
Potassium Feldspar	2	4	nd	2	nd	nd
Calcite (CaCO ₃)	nd	<i>trace</i>	nd	nd	nd	nd
Pyrite (FeS ₂)	nd	nd	<i>trace</i>	nd	nd	nd
Kaolinite	1	<i>trace</i>	2	<i>trace</i>	<i>trace</i>	<i>trace</i>
Chlorite	<i>trace</i>	nd	nd	nd	nd	nd
Mixed-Layer Illite ₉₀ /Smectite ₁₀	4	nd	nd	nd	nd	nd
Glauconite	nd	nd	nd	2	nd	nd
TOTALS	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Review of the air-dried and glycol-solvated clay slides indicates that these mixed-layer illite/smectite clays are composed of **10% expandable smectite layers**.

nd - if present, the amount was below the detectable capabilities of x-ray diffraction analysis.

Scanning Electron Microscopy (SEM)-

Formation chips from samples 3094.34m, 3112.73m, 2866.49m, 2823.98m, and 2832.16m were cleaned with hydrocarbon solvents and dried in a convection oven. Fresh surfaces were obtained by cracking the chips open; these pieces were subsequently mounted on aluminum sample holders for SEM/EDS analysis. The attached SEM photoplates document the rock/pore network seen in these samples, and illustrate specific examples of common features at varying magnifications.

The majority of the framework detrital grains of these quartzose sandstones are composed of quartz, with minor amounts of potassium feldspar (samples from 3094.34m and 3112.73m) and plagioclase feldspar (sample from 3112.73m). The sample from 2866.79m also contains detrital glauconite grains. All of these samples include patches of authigenic kaolinite booklets and silica cementation. Calcite was detected in the sample from 3094.34m, and a trace amount of pyrite was observed in a few of the samples during SEM analysis. One occurrence of authigenic apatite [Ca₅(PO₄)₃F] was observed in the sample from 2866.49m. This mineral was not detected during XRD analysis due to the small amount present in the sample. These samples are slightly- to moderately-indurated by quartz overgrowth, clay cements and overburden compaction. These components have only slightly reduced open intergranular porosity in the samples. Microporosity associated with kaolinite and degraded feldspar grains was also observed in the samples.

SEM photomicrographs are presented on pages 9 -13, following the RPM procedures.

Potential Completion Issues-

Listed in the table below are the potential completion problems noted in these samples. Discussion of these completion problems follows the table, **in order of importance**.

Well Name/ Depth, meters	Matrix Reservoir Quality	Fines Migration	Swelling Clay Sensitivity	Acid Sensitivity
Corrientes 44XC	Very Good	Slight	No expandable clays were detected in these samples.	Possibly, in regards to the production of formation sand. The sample from 2866.49m may be HCl acid sensitive due to its glauconite content.
3094.34				
3112.73				
2866.49				
2823.98				
2832.16				

f **Acid Sensitivity**

Treatment of poorly-cemented reservoir material with strong acid blends may cause disaggregation of some of the sandstone and the resultant production of formation framework grains and fines, and the loss of compressive strength in the near-wellbore area. In addition, high porosity/permeability reservoirs will probably have high production rates, with associated sand and fines production.

f **Fines Migration**

Exposure of delicate authigenic clays to turbulent fluid flow during drilling, completion, or production may cause clay particles to become detached and to migrate through the pore network, bridging at narrow pore throats and reducing permeability. In addition to the clay amount and location, mobile fines generation is a function of the production flowrates, differential pressure, and the molecule size of the fluids moving through the rock/pore network. Also, to some extent, permeability (which is a function of the rock/pore network) has a significant impact on the amount of fines that can be generated. In high perm rocks, the large pore throats provide a relatively open channel for clays to migrate through. As permeability decreases, the formation becomes a more and more efficient filter, and at some point, the clays probably do not move through more than a couple of pore throats, since their size is equal to or larger than the formation's pore throats.

f **HCl Acid Sensitivity**

Iron control is a well known, important aspect of matrix acidizing, since many acidizing failures have been linked to insufficient iron control resulting in the precipitation of ferric hydroxide gels. However, the industry has probably over-emphasized iron control in terms of the minerals within the formations that are treated. Rarely do sandstone or carbonate zones contain significant amounts of ferric (+3) iron; the source of ferric iron is usually from either the wellbore tubulars or surface equipment (tanks, coiled tubing, treating iron). Exceptions are glauconitic sandstones and iron-stained eolian sandstones, where ferric iron is abundant, but those two types of reservoirs are much less common than normal marine or fluvial sandstones.

f HCl-treatment of **glauconite-rich formations** puts ferric iron (Fe^{+3}) into solution, which precipitates at about pH of 1 to 2. Spent acids typically reach pH up to 2.5 - 3. A gelatinous form of colloidal ferric hydroxide may form and precipitate in the rock/pore network, potentially plugging reservoir permeability and lowering deliverability.

Fluids-

f **Synthetic Formation Brine**

The brine used in this study was composed of deionized water and reagent grade salts. Each was filtered to 0.45 microns and evacuated prior to use. The synthetic formation brine was based on a provided chemical analysis of Vivian B brine.

Synthetic Formation Brine Composition

Component		Vivian B
		g/liter
Sodium Chloride	NaCl	41.02
Calcium Chloride	$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	8.37
Magnesium Chloride	$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	1.52
Sodium Sulfate	Na_2SO_4	0.148
Sodium Bicarbonate	NaHCO_3	0.542

f **Oils**

Approximately 1 liter of Shiviyaqu 22 dead crude oil was provided for this study. As this volume was insufficient for the entire test, a heavy mineral oil was used for the majority of oil flow. The crude oil was reserved for injection prior to and after the AquaCon treatment. Capillary viscosity at two temperatures was measured for the crude oil and extrapolated to 240°F, yielding 8 cp. At reservoir temperature, the heavy mineral oil viscosity was 4.16 cp.

f **AquaCon HP Relative Permeability Modifier (RPM)**

AquaCon contains the AquaCon RPM polymer. AquaCon is a moderate molecular weight hydrophilic ter-polymer based on polyacrylamide. The polymer is also composed of sulfonated moieties that enable the polymer to better tolerate brine fluids, especially those containing divalent cations such as Ca^{+2} and Mg^{+2} . This characteristic, coupled with a unique chemical structure that allows the polymer to attach itself to rock, provides the basis for the performance of the polymer.

The polymer, with its anchoring structure, is designed to partition itself both onto reservoir rock and into reservoir brines. In pore throats, the partitioning causes a significant reduction of water permeability in water-rich environments. The polymer is also able to deform in oil-rich environments so that pore throat restrictions, associated with the polymer, are minimized. This behavior is observed as minimal impairment of oil permeability. AquaCon HP extends the application range with respect to permeability and temperature.

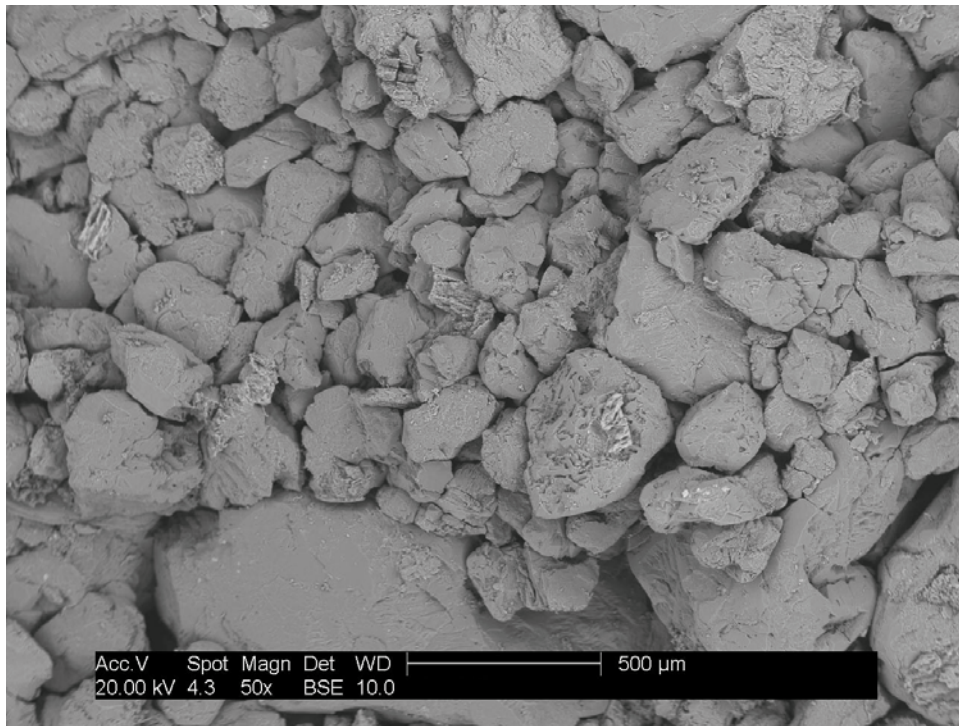
AquaCon HP: Based in 2% KCl	
Component	Loading
AquaCon	30gpt
FSA-1	2 gpt
NE-940	3 gpt

RPM LABORATORY PROCEDURES

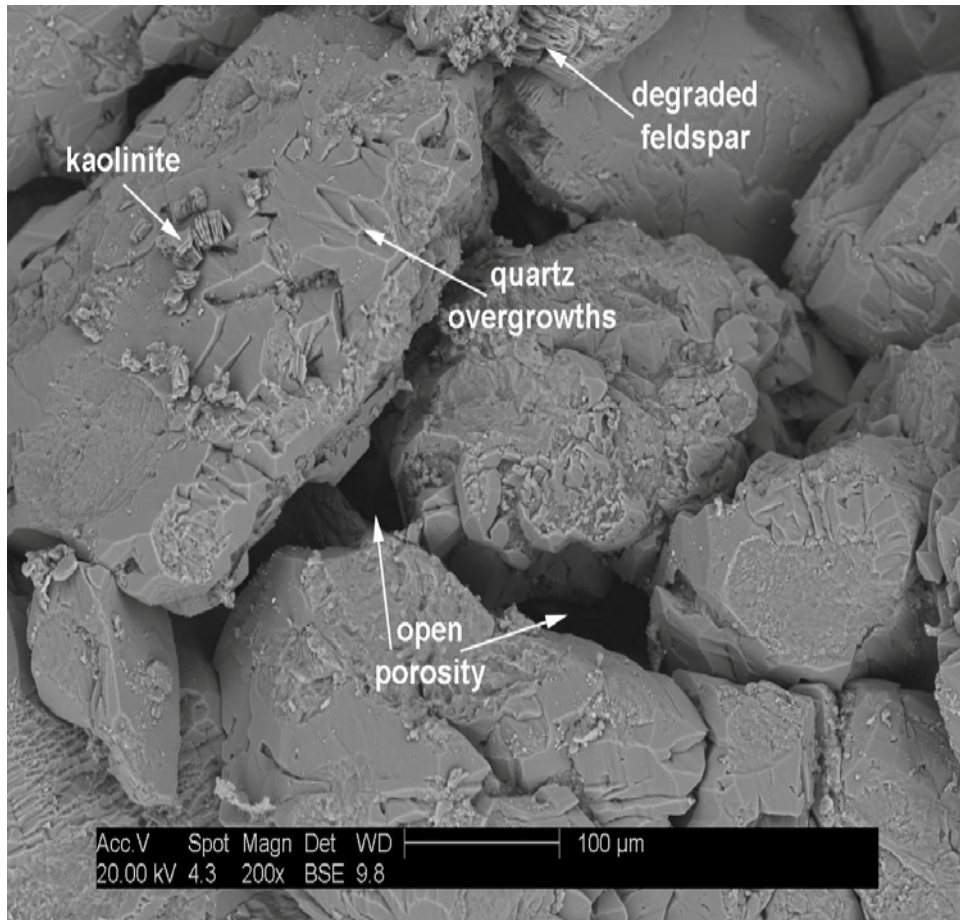
1. **Shiviyacu 1604 Well sample 2823.98 meters** was evacuated and saturated with synthetic formation brine prior to loading into a hydrostatic coreholder and 1500 psi net overburden pressure applied.
2. Mineral oil flow was established against backpressure at 1 cc/minute in an arbitrary formation to wellbore (production). While maintaining the net confining stress, the system temperature was elevated to 240°F.
3. Irreducible water saturation was established by oil flow (6cc/min) against backpressure with heavy laboratory mineral oil. After water production stopped, Shiviyacu dead crude oil was introduced to replace the mineral oil. Differential pressure was monitored and effective permeability to oil at irreducible water saturation ($K_{oSwi} = 1750 \text{ md}$) calculated.
4. Residual oil saturation was established by synthetic brine flow against backpressure. Flow rate and differential pressure were monitored. An effective permeability to water at residual oil saturation ($K_{wSor} = 710 \text{ md}$) was calculated.
5. Approximately 3 pore volumes of Solvent was injected at 1 cc/minute against backpressure in the wellbore to formation direction. **Solvent: Based in Tomball Tap water + 200 gpt Paravan-25 + 20 gpt US-40 + 5 gpt NE-940 + 2 gpt Claytreat-3C**
6. Approximately 1.5 pore volumes of 10% Acetic Acid with was injected at 1 cc/minute in the same direction against backpressure. **10% Acetic Acid: Based in Tomball Tap water + 97 gpt Glacial Acetic + 30 gpt US-40 + 5 gpt NE-940 + 2 gpt Inflo-102 + 2 gpt CT-3C + 30 pptg FE-30 + 20 pptg FE-210 + 2 gpt CI-11.**
7. Approximately 3 pore volumes of Phosphonic Sandstone Acid was injected at 1 cc/minute against backpressure. **Phosphonic SSA (1.5% HF): Based in Tomball Tap water + 184.5 pptg ABF + 30 gpt HV Acid + 10 gpt US-40 + 3 gpt NE-940 + 2 gpt inflo-102 + 30 pptg FE-300 + 20 pptg FE-210 + 2 gpt CI-11.**
8. Approximately 5 pore volumes of Inhibited Brine was injected at 1 cc/minute against backpressure. **Inhibited Brine: Based in Tomball Tap water + 10 gpt US-40 + 3 gpt FSA-1 + 3 gpt NE-940 + 2 gpt CT-3C.**
9. AquaCon HP was injected at 1 cc/minute in the treatment direction. The pressure required to inject AquaCon was recorded. Approximately 10 pore volumes of AquaCon HP was injected. The treatment was shut-in approximately 20 hours. **AquaCon HP: Based in 2% KCl + 30 gpt AquaCon + 2 gpt FSA-1 + 3 gpt NE-940.**
10. Subsequent to shut-in, brine flow was re-injected in the production direction. Flow rate and differential pressure were monitored and effective permeability to water at residual oil ($K_{wSor} \text{ cycle } 1 = 107 \text{ md}$) after AQ treatment and brine resistance factor ($R_f \text{ water} = 6.64$; $\text{Regain} = 15.1\%$) were calculated.

-
11. Irreducible water saturation was re-established by flow against backpressure with Shiviyacu dead crude oil. After approximately 30 PV, crude oil was replaced with mineral oil. Flow rate and differential pressure were monitored and effective permeability to oil at irreducible water saturation (K_{oSwi} cycle 1 = 1890 md) after AQ treatment and oil resistance factor ($R_{f \text{ oil}} = 0.93$; Regain = 108%) were calculated.
 12. Residual oil saturation was re-established by synthetic brine flow. Flow rate and differential pressure were monitored and an effective permeability to water at residual oil (K_{wSor} Cycle 2 = 145 md) and brine resistance factor ($R_{f \text{ water cycle 2}} = 4.90$; Regain = 20.4%) were calculated. To establish the effect of higher flow rate, the water injection rate was incrementally increased to 12 and 24 cc/min, then reduced down to 12 and 6 cc/min. No effect on permeability was noted.
 13. Irreducible water saturation was re-established by oil flow against backpressure with crude oil in the formation to wellbore direction. Flow rate and differential pressure were monitored and an effective permeability to oil at irreducible water saturation (K_{oSwi} cycle 2 = 2030 md) and oil resistance factor ($R_{f \text{ oil cycle 2}} = 0.86$; Regain = 116%) were calculated. To establish the effect of higher flow rate, the oil injection rate was incrementally increased to 12 and 24 cc/min. No effect on permeability was noted.
 14. Residual oil saturation was re-established by synthetic brine flow. Flow rate and differential pressure were monitored and an effective permeability to water at residual oil (K_{wSor} Cycle 3 = 228 md) and brine resistance factor ($R_{f \text{ water cycle 3}} = 3.11$; Regain = 32.1%) were calculated.

PHOTOPLATE 1 - SCANNING ELECTRON MICROSCOPE PHOTOMICROGRAPHS
Corrientes 1008-D Well - 3094.34m

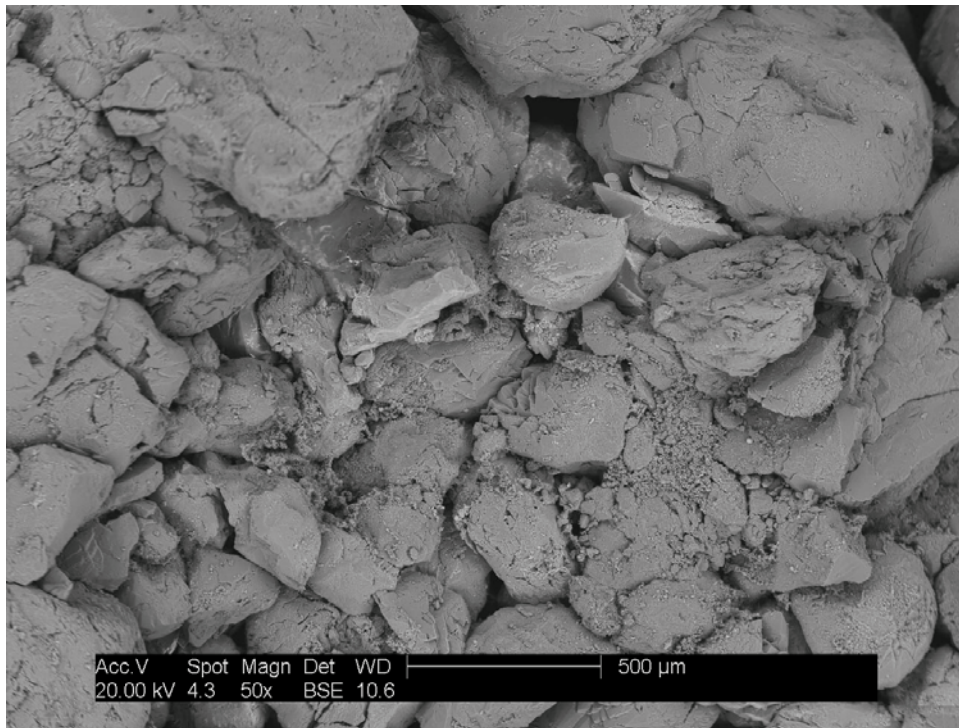


VIEW A : An overall view of a quartz-rich sandstone, exhibiting Very Good reservoir quality. Abundant open intergranular porosity can be seen scattered across the sample face.

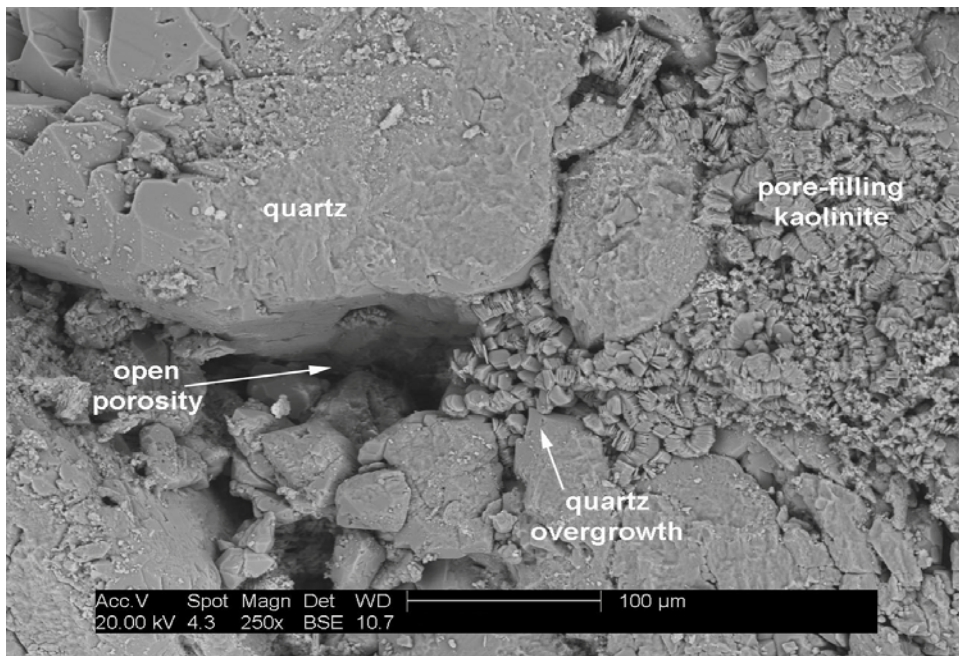


VIEW B : Authigenic quartz overgrowths and kaolinite booklets are indicated in this higher magnification photo. Microporosity associated with the kaolinite and degraded feldspar grains was observed in the sample.

PHOTOPLATE 2 - SCANNING ELECTRON MICROSCOPE PHOTOMICROGRAPHS
Huayuri Norte 1402 Well - 3112.73m

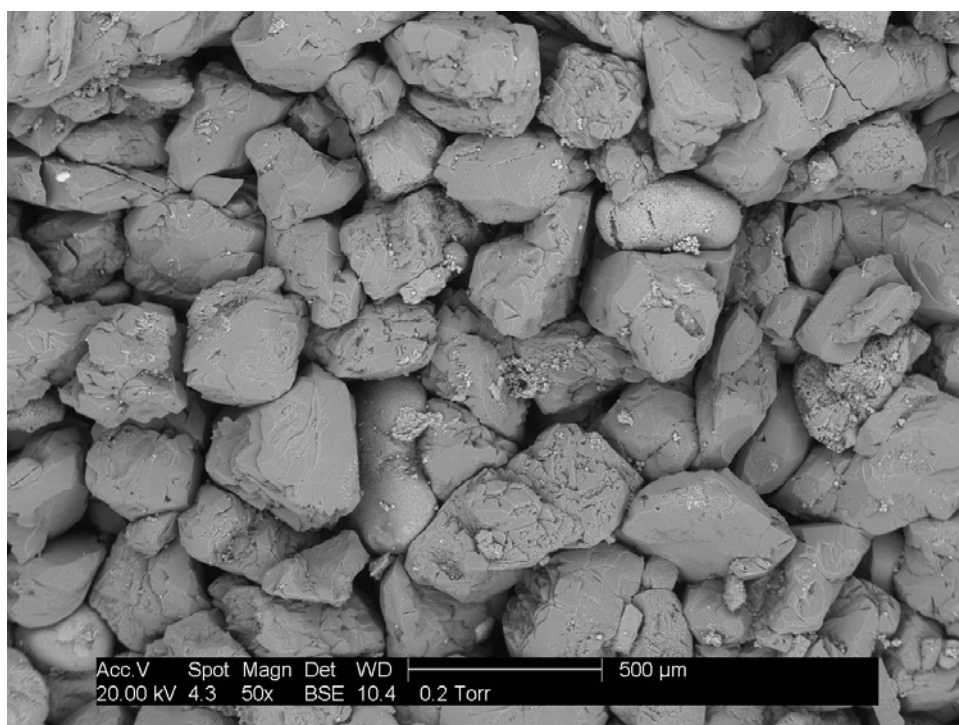


VIEW A : This poorly- to moderately-sorted sandstone contains a minor amount of authigenic kaolinite, seen partially occluding original detrital porosity.

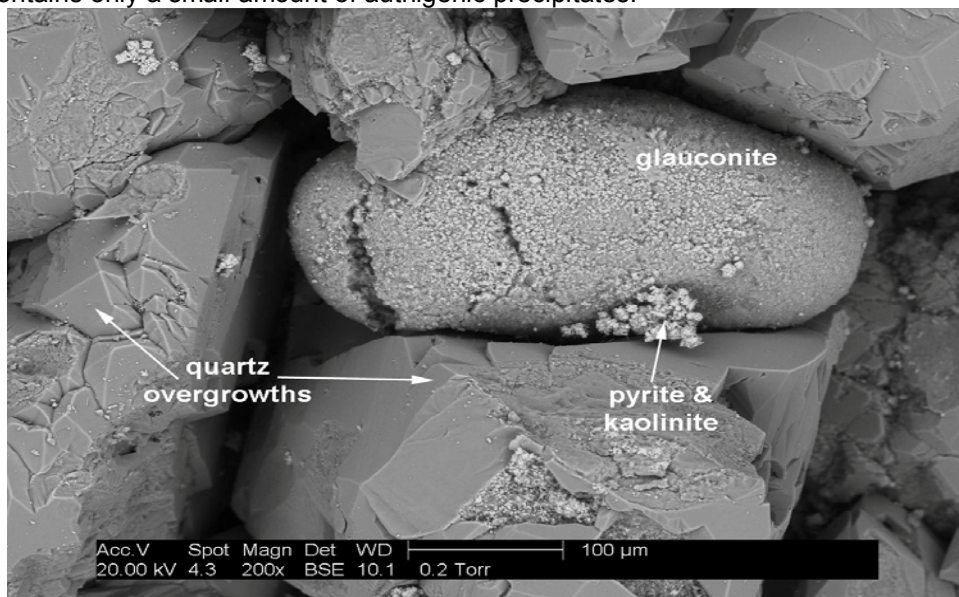


VIEW B : Patches of kaolinite are found alongside areas of open porosity in this view. Microporosity related to these kaolinite booklets is abundant.

PHOTOPLATE 3 - SCANNING ELECTRON MICROSCOPE PHOTOMICROGRAPHS
Pavayacu 1103-D Well - 2866.49m

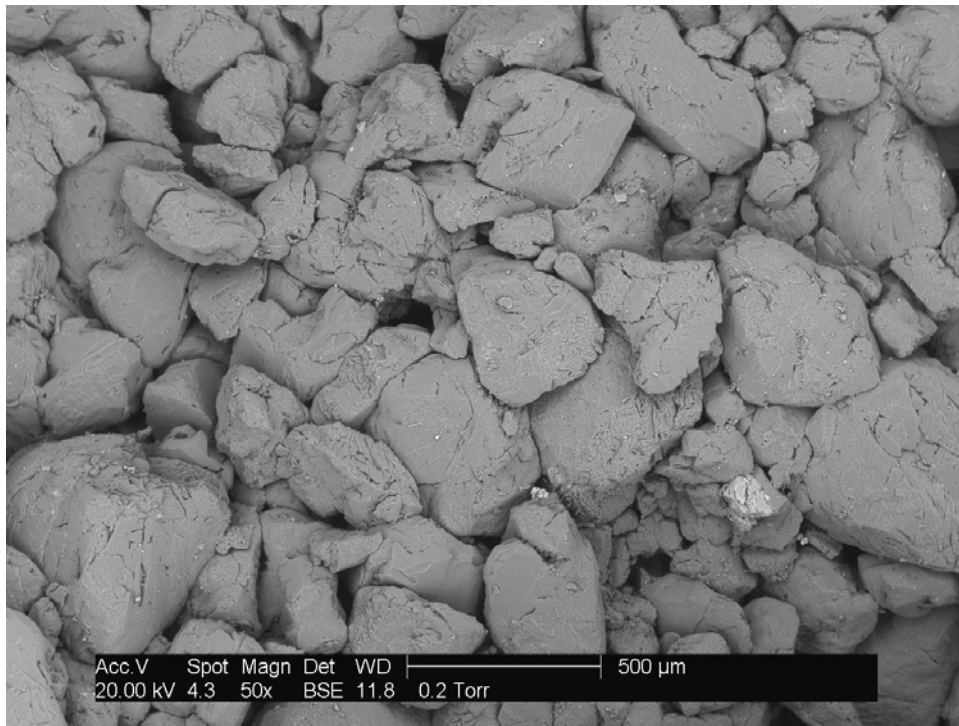


VIEW A : An overall view illustrating the porous-nature of this sandstone. This quartz-rich sample contains only a small amount of authigenic precipitates.

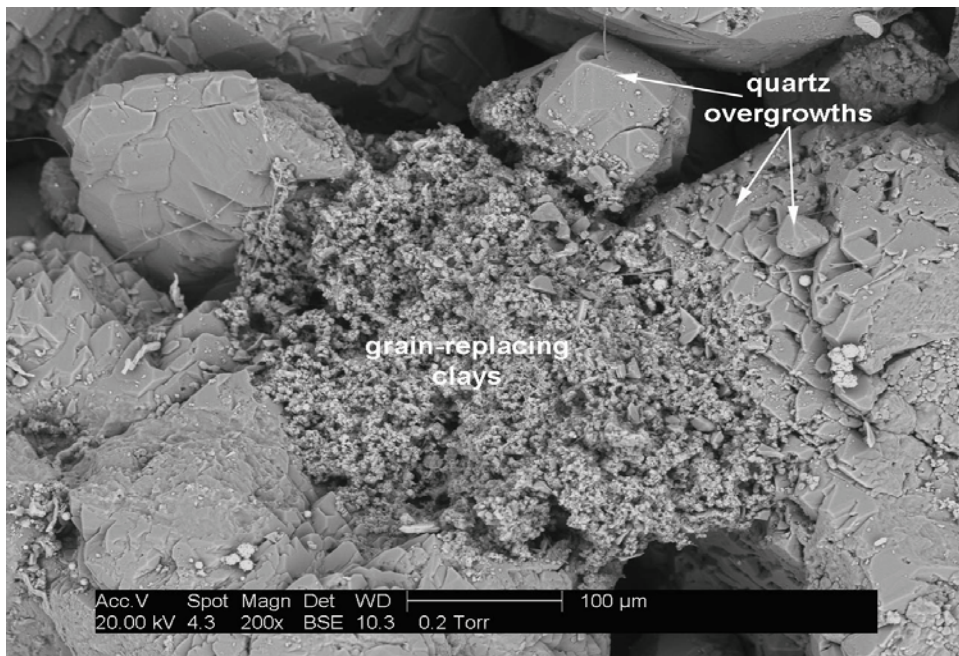


VIEW B : A detrital glauconite grain can be seen nestled between quartz grains in this higher magnification photo. Authigenic quartz overgrowths, kaolinite, and pyrite have slightly occluded intergranular porosity in this sample.

PHOTOPLATE 4 - SCANNING ELECTRON MICROSCOPE PHOTOMICROGRAPHS
Shiviyacu 1640 Well - 2823.98m

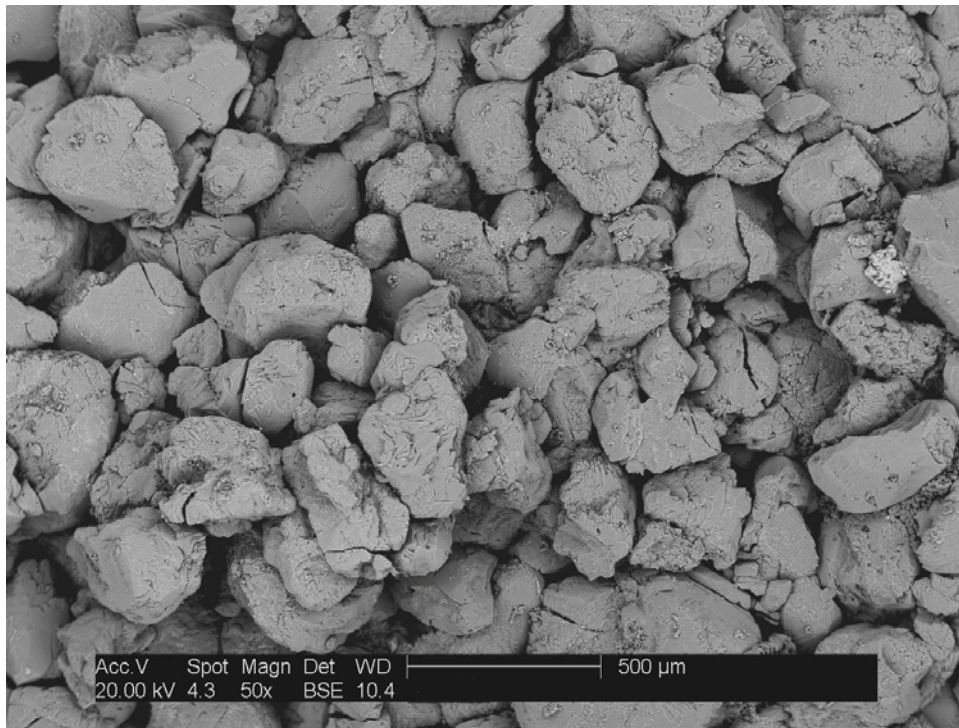


VIEW A : This quartzose sandstone contains an abundant amount of open porosity. The sample is held together by authigenic silica cementation and overburden compaction.

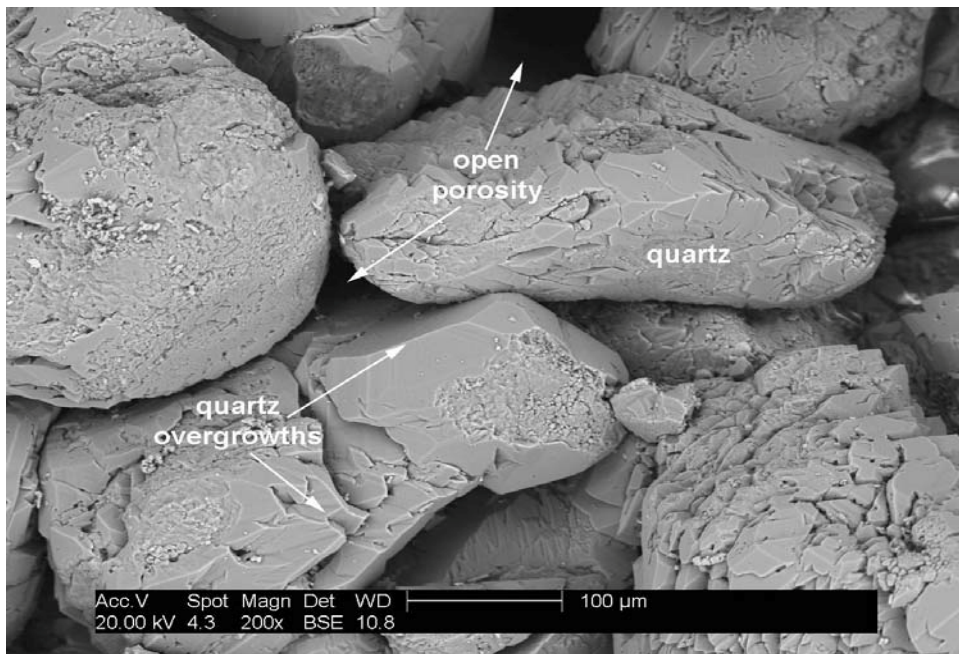


VIEW B : A detrital grain has been replaced by authigenic clays, creating microporosity in this sample. Quartz overgrowths are also indicated in this view.

PHOTOPLATE 5 - SCANNING ELECTRON MICROSCOPE PHOTOMICROGRAPHS
Shiviyacu 1604 Well - 2832.16m



VIEW A : This overview displays the quartz-rich character of this sandstone. A large amount of open intergranular porosity was observed in this sample during SEM analysis.



VIEW B : Original detrital porosity has only been slightly reduced by authigenic silica cementation in this sample, as seen in this higher magnification view.

PETROLOGICAL ANALYTICAL PROCEDURES:

Stereomicroscopy is a reflected light microscopy technique performed at relatively low magnifications, commonly 20X and 63X. This technique is used to assess rock textural parameters and to subsample large sample sets for other analyses such as scanning electron microscopy, thin section petrology, and X-ray diffraction.

Scanning Electron Microscopy/Energy Dispersive Spectrometry

Scanning electron microscopy/energy dispersive spectrometry (SEM/EDS) uses an electron beam generated in a vacuum chamber to image the sample. Samples are prepared by extracting volatile hydrocarbons and drying at low temperature. The cleaned and dried samples are subsequently sputter-coated with a 30 Angstrom thick layer of gold under vacuum. As the electron beam strikes the sample surface, topography sensitive secondary electrons are generated, collected in a detector, and computer imaged. X-rays are also generated while the sample is being scanned. The energy levels of these X-rays are characteristic of the elements from which they were generated. The X-ray energies are computer-imaged into an elemental (EDS) spectrum showing qualitative atomic composition of the sample. SEM/EDS techniques are used to provide both high and low magnification views of the sample with great depth of field, yielding interpretations of the interrelationships between grains, pore types, cements, and clays. SEM techniques are particularly useful in assessing the occurrence of clays within the pore network.

X-Ray Powder Diffraction

X-ray powder diffraction (XRD) is an analytical technique that bombards a finely-powdered rock sample with monochromatic Cu $K\alpha$ radiation and measures intensity of the scattered beam versus 2-theta angle of the instrument. Minerals are identified by comparing calculated d-spacings with a library of standard d-spacings. *Bulk XRD samples* are prepared by mechanically grinding the sample to a fine powder (< 5 μm) and back-packing the powder into a hollow-cavity sample mount. *Clay samples* are prepared by separating the clay size-fraction from a bulk sample, and depositing a slurry containing the "clays" onto a glass slide. Additional treatments of clay samples by glycolating (to distinguish expandable mixed-layer clays) and heat treating (to discern kaolinite from chlorite) are performed as needed. Quantitative XRD analysis is effected using a whole-pattern fitting method utilizing measured and calculated XRD scans. The XRD measurements are commonly combined with a chemical analysis of the bulk sample (from X-ray fluorescence measurements) to improve the quantitative results. X-ray diffraction analysis provides data on the relative abundances of bulk and clay minerals present in rock samples analyzed, which are often critical to stimulation treatment design.