

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DEL  
SISTEMA MULTIGEL<sup>®</sup> SELLANTE EN UN POZO HORIZONTAL DE  
LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO PARA CONTROLAR LA  
PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA.**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Tec Medio. Ortega, Andrés D.  
C.I.: 18.604.228  
Para Optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DEL  
SISTEMA MULTIGEL<sup>®</sup> SELLANTE EN UN POZO HORIZONTAL DE  
LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO PARA CONTROLAR LA  
PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA.**

TUTOR ACADÉMICO: Msc. Mariana Prado

TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Franklin Archer

Lic. Oscar Rauseo

Ing. Yamila Reyes

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Tec Medio. Ortega, Andrés D.  
C.I.: 18.604.228  
Para Optar al Título de  
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2013

Caracas, Junio de 2013

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Tec. Medio Andrés David Ortega., titulado:

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DEL SISTEMA  
MULTIGEL® SELLANTE EN UN POZO HORIZONTAL DE LA FAJA  
PETROLÍFERA DEL ORINOCO PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN  
EXCESIVA DE AGUA.**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. Diego Manfre

Jurado



Prof. Mariana Prado

Tutor Académico



Ing. Franklin Archer

Tutor Industrial

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional.

A mis abuelos Miriam y Omar, por ser los pilares más importantes y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional, sin importar los obstáculos presentados en el camino.

A mi madre, que sin duda alguna en el trayecto de mi vida me ha demostrado su amor, corrigiendo mis faltas y celebrando mis triunfos.

A mis tías Ruth y Rosa, a quienes quiero como a una madre, por compartir momentos significativos conmigo y por prestarme su apoyo en todo lo que estuvo a su alcance.

Dedicado a aquellas personas que durante toda mi formación no perdieron sus esperanzas y creyeron en mí.

## AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, en especial a la Escuela de Petróleo y a sus Profesores por transmitir sus conocimientos y experiencias para nuestra formación profesional.

A mi tutora académica **Prof. Mariana Prado**, muchas gracias por su asesoramiento y revisiones prestadas para la culminación de este proyecto.

A mi tutor industrial **Ing. Franklin Archer**, por brindarme la oportunidad de realizar este trabajo en las instalaciones de PDVSA Intevep, por su orientación y colaboración.

A mi cotutora industrial **Ing. Yamila Reyes**, muchas gracias por el apoyo brindado durante la elaboración de este trabajo, el asesoramiento y las revisiones realizadas, gracias por trabajar conmigo durante todo este tiempo.

A **mi familia** por su apoyo e inspiración a prepararme mucho más y por enseñarme que no solo hay que tener sueños y aspiraciones, sino también hay que trabajar duro y nunca desistir hasta alcanzarlos, en especial mis abuelos, mis tíos, hermanos y mis primas, gracias familia.

A los Ingenieros **Edgar Hernández, Inti Rodríguez y Thais Rodríguez** por compartir su amplio conocimiento de simulación conmigo y ayudarme en todos los aspectos técnicos para culminar exitosamente este trabajo especial de grado

A mis amigos especiales que compartieron su tiempo conmigo y su dedicación durante toda la carrera: **Naylet, Cinthia, Cesar, Efraín, Gino, Miguel, Michael** Gracias por todo muchachos, siempre seremos amigos.

**Ortega, Andrés D.**

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DEL SISTEMA MULTIGEL<sup>®</sup> SELLANTE EN UN POZO HORIZONTAL DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO PARA CONTROLAR LA PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA.**

**Tutor Académico:** Prof. Mariana Prado. **Tutor Industrial:** Ing. Franklin Archer.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. 2013. 155 p.

**Palabras Claves:** Geles, Simulación Numérica de Yacimiento, Control de Agua, Pozos Horizontales, Faja Petrolífera del Orinoco, CMG STARS 2012, Inyección de Geles

**Resumen:** La producción de petróleo de los pozos en la Faja Petrolífera del Orinoco, se ve afectada significativamente por la presencia de grandes acuíferos o en su defecto por zonas de alta saturación de agua móvil. Esta característica impacta directamente en el cierre prematuro de los pozos, ya que en muchos casos los volúmenes de agua producidos no pueden ser manejados en superficie. Por tal motivo, es necesario plantear soluciones tecnológicas que permitan revertir esta situación. Los geles poliméricos son presentados en la actualidad como una de las soluciones químicas más eficientes, en cuanto al control de agua, es por esto que en este estudio se evaluó a través de la simulación numérica la inyección de geles poliméricos en un pozo horizontal de crudo pesado. Los pasos necesarios para la elaboración de este trabajo fueron los siguientes: identificar y diagnosticar la causa de la alta producción de agua del pozo en estudio, simular la inyección del sistema gelificante utilizando el simulador STARS de la plataforma CMG, y por ultimo realizar sensibilidades de parámetros de campo para evaluar el impacto del sistema gelificante en la reducción de la producción de agua del pozo en estudio. De los parámetros evaluados se determinó que las tasa de inyección y los puntos de inyección del sistema gelificante son los parámetros que impactan directamente en la reducción de la producción de agua. Posterior al análisis de sensibilidad, se determinó que en el mejor de los casos solo se obtiene el 5% de la reducción de la producción de agua, la metodología de este trabajo permite continuar con los estudios futuros de simulación de la aplicación de los sistemas gelificante en pozos horizontales de crudo pesado como método de control de agua.

**CONTENIDO**

INTRODUCCIÓN .....	1
CAPITULO I.....	3
1.1 Planteamiento del problema .....	3
1.2 Objetivos.....	5
1.2.1 Objetivo general. ....	5
1.2.2 Objetivos específicos. ....	5
1.3 Justificación .....	6
1.4 Alcance y Limitaciones .....	6
CAPITULO II.....	7
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 Origen del agua de producción .....	7
2.1.1 Agua mala. ....	8
2.1.2 Agua buena. ....	8
2.2 Causas que originan la producción de agua.....	8
2.2.1 Problemas asociados al pozo.....	9
<i>Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaaduras.....</i>	<i>9</i>
<i>Flujo canalizado detrás del revestidor.....</i>	<i>9</i>
2.2.2 Problemas asociados al yacimiento .....	10
<i>Fracturas o fallas entre un pozo inyector y un pozo productor .....</i>	<i>10</i>
<i>Fracturas y fisuras desde una zona de agua .....</i>	<i>11</i>
<i>Conificación y encrestamiento.....</i>	<i>11</i>
<i>Barrido areal deficiente .....</i>	<i>12</i>
2.3 Técnicas de diagnostico para el control de la producción de agua .....	13

2.3.1 Registro de Movimiento de Agua (Activación de Oxígeno) .....	16
2.3.2 Registro de producción .....	16
<i>Registro para medir la tasa de flujo (“Flowmeter”)</i> .....	17
<i>Registro de ruido</i> .....	17
<i>Registro de temperatura</i> .....	18
<i>Registro Gradiomanómetro</i> .....	19
<i>Registro de Presión</i> .....	20
2.3.3 Fibra óptica. ....	20
2.3.4 Grafico de Recuperación .....	20
2.3.6 Grafico de historia de producción .....	21
2.3.7 Análisis de la curva de declinación .....	22
2.3.8 Gráfico del corte del agua contra el tiempo .....	22
2.3.9 Método de chan .....	24
2.3.9.1 Conificación .....	24
2.3.9.2 Canalización o Adedamiento .....	25
2.3.10 Método de Luis Ramos .....	26
2.4 Tecnologías para el control de agua en pozos horizontales.....	26
2.4.2 Soluciones mecanicas .....	26
2.4.2 Soluciones de Completación .....	27
2.4.3 Soluciones químicas .....	27
2.4.1.1 Sistemas gelificantes poliméricos (Gel) .....	28
<i>Gel sellante.</i> .....	29
<i>Gel selectivo (no sellante)</i> .....	29
2.5 Rangos de aplicación del tratamiento de geles .....	30
2.6 Variables importantes de los geles poliméricos.....	30
2.6.1 Tiempo de gelificacion .....	30

2.6.1.1 Tiempo de gelificación inicial.....	31
2.6.1.2 Tiempo de gelificación final .....	31
2.7 Caracterización del gel fuera del medio poroso.....	32
2.7.1 Pruebas de botellas .....	32
2.7.2 Consistencia del gel.....	32
2.8 Caracterización del gel dentro del medio poroso.....	35
2.8.1 Factor de resistencia residual (RRF) .....	35
2.8.2 Reducción desproporcionada de la permeabilidad (DPR).....	36
2.8.2.1 El agua y el crudo fluyen a través de canales diferentes .....	37
2.8.2.2 La teoría del efecto pared.....	37
2.8.2.3 Modelo de gota de gel.....	38
2.8.2.4 Cambios de volumen de gel .....	39
2.8.2.5 Pérdida de productividad inducida por tratamientos con geles.....	39
2.8.2.5.1 Flujo lineal .....	39
2.8.2.5.2 Flujo radial .....	40
2.9 Criterios para seleccionar pozos productores e inyectores para aplicar un tratamiento gelificante.....	40
2.9.1 Criterios a seguir para seleccionar un pozo horizontal productor a ser tratado con un sistema gelificante.....	40
2.10 Diseño del tratamiento de gel .....	41
2.10.1 Diseño del volumen de gel para un tratamiento.....	41
<i>Radio específico de penetración .....</i>	<i>41</i>
2.10.2 Técnicas de colocación de los geles .....	42
<i>Colocación del sistema gelificante por el cabezal del pozo.....</i>	<i>42</i>
<i>Colocación del sistema gelificante mediante aislamiento mecánico.....</i>	<i>43</i>
<i>Colocación del sistema gelificante mediante inyección dual.....</i>	<i>44</i>

2.11 Antecedentes de la aplicación de geles en pozos horizontales .....	45
2.12 Simulación de yacimientos .....	48
2.12.1 Clasificación de los simuladores de yacimientos .....	48
<i>Simuladores de petróleo negro.</i> .....	49
<i>Simuladores composicionales</i> .....	49
<i>Simuladores de procesos térmicos</i> .....	50
<i>Simuladores de doble porosidad / permeabilidad</i> .....	50
<i>Simuladores de procesos químicos</i> .....	50
2.13 Modelos de simulación numérica.....	51
2.13.1 Modelo estático de yacimientos .....	51
2.13.2 Modelo dinámico de yacimientos.....	51
2.14 Modelaje de la inyección del sistema gelificante.....	52
2.14.1 Cinética de gelificación .....	52
2.14.2 Rapidez de reacción.....	52
2.14.2 Orden de reacción.....	52
2.14.3 Constante de reacción .....	53
2.14.4 Adsorción del gel.....	53
CAPITULO III .....	55
3. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	55
3.1 Área de estudio .....	55
CAPITULO IV .....	58
4. METODOLOGIA.....	58
4.1 Metodología de la Investigación .....	58
4.2 Tipo de investigación. ....	58
4.3 Diseño de la investigación .....	59
4.4 Revisión bibliográfica .....	59

4.5 Recopilación de la información .....	60
4.6 Diagnóstico para determinar la procedencia del agua a través de métodos gráficos y analíticos .....	60
4.7 Evaluación del efecto de un gel sellante para control de agua en un pozo horizontal a través de la simulación numérica de yacimientos .....	61
4.8 Pozos en estudio para la inyección del gel .....	61
4.9 Cotejo histórico de producción de los pozos A1 y A2 .....	64
4.9.1. Mallado de simulación.....	65
4.9.2 Propiedades de la roca .....	66
<i>Revisión del modelo de porosidad del modelo de simulación.....</i>	66
<i>Revisión del modelo de permeabilidad existente. ....</i>	68
<i>Revisión del espesor de arena neto “Net to Gross” del modelo de simulación.....</i>	70
4.9.3 Revisión del modelo dinámico.....	72
4.9.3.1 Curvas de permeabilidades relativas. ....	72
4.9.3.2 Ubicación del contacto agua petróleo y del acuífero.....	75
4.9.3.3 Cotejo del historial de producción en función de la tasa de líquido..	78
4.10 Inicialización del modelo.....	79
4.10.1 Condiciones iniciales. ....	79
4.11 Construcción del pozo horizontal A1 .....	79
4.11.1 Diagrama de completación del pozo A1 .....	79
4.11.2 Construcción del pozo inyector con la herramienta Flexwell™ .....	80
4.12 Determinación de las propiedades del sistema gelificante .....	83
4.12.1 Cinética de la reacción de gelificación. ....	83
<i>Regla de mezcla no-lineal para la viscosidad de la fase acuosa.....</i>	87
<i>Determinación del peso molecular y fracción de la solución gelificante. ....</i>	91
4.13 Análisis de sensibilidad .....	93

4.14 Comparación del costo del tratamiento con gel vs el costo del manejo de agua en superficie. ....	95
CAPITULO V .....	96
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	96
5.1 Determinación de las causas de la excesiva producción de agua en el pozo horizontal A1 .....	96
5.2 Ajuste histórico del modelo de simulación.....	99
5.2.1 Ajuste de la distribución de permeabilidad del modelo.....	100
5.2.2 Ajuste del “net to gross” .....	102
5.2.3 Ajuste de presión de fondo fluyente de los pozos A1 y A2.....	105
5.2.4 Ajuste de producción de petróleo.....	106
5.2.5 Ajuste de producción de agua .....	109
5.3 Aplicación del tratamiento de gel .....	112
5.3.1 Celdas contactadas por el Gel .....	112
5.3.2 Efecto de la inyección del gasoil.....	118
5.3.3 Análisis de sensibilidades .....	121
5.3.4 Comparación del costo del tratamiento con gel vs el costo del manejo de agua en superficie. ....	129
CONCLUSIONES .....	132
RECOMENDACIONES .....	134
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	135

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción empacaduras (Modificada) <sup>[5]</sup> .....	9
Figura 2. Flujo canalizado detrás del revestidor (Modificada) <sup>[5]</sup> .....	10
Figura 3. Fracturas o fallas entre un pozo inyector y un pozo productor (Modificada) <sup>[5]</sup> .....	10
Figura 4. Fracturas o fallas en una capa de agua superior o inferior (a) en un pozo vertical (b) en un pozo horizontal (Modificadas) <sup>[5]</sup> .....	11
Figura 5. Conificación y encrestamiento <sup>[5]</sup> .....	12
Figura 6. Barrido areal deficiente (Modificada) <sup>[5]</sup> .....	13
Figura 7. Esquema de detección para la entrada de un fluido por medio de un registro de temperatura y un flowmeter. ....	19
Figura 8. Grafico de recuperación <sup>[16]</sup> .....	21
Figura 9. Grafico de historia de producción <sup>[16]</sup> . (Modificada).....	21
Figura 10. Análisis de la curva de declinación <sup>[16]</sup> (Modificada).....	22
Figura 11. Grafico de corte de agua vs tiempo.....	23
Figura 12. Patrón de conificación según chan.....	25
Figura 13. Patrón de canalización según chan.....	25
Figura 14. Esquema de formación de un gel polimérico. <sup>[5]</sup> .....	28
Figura 15. Tiempo de gelificación inicial <sup>[15]</sup> .....	31
Figura 16. Prueba de botellas <sup>[5]</sup> .....	32
Figura 17. Comparación del RRF de geles sellantes y no sellantes (Modificada) <sup>[15]</sup> .....	36
Figura 18. Adsorción de polímeros. <sup>[5]</sup> .....	38
Figura 19. Modelo de gota de gel <sup>[5]</sup> .....	38
Figura 20. Inyección por cabezal del pozo. <sup>[22]</sup> .....	43
Figura 21. Aislamiento mecánico. <sup>[22]</sup> .....	44
Figura 22. Inyección dual <sup>[22]</sup> .....	45
Figura 23. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco .....	56
Figura 24. Sistema depositacional del bloque Junín <sup>[33]</sup> .....	57

Figura 25. Macolla en estudio .....	62
Figura 26. Historiales de producción del los pozos A1, A2 y A3 respectivamente .....	63
Figura 27. Vista de planta del sub modelo de simulación mostrando los pozos en estudio. ....	64
Figura 28. Vista 3D del mallado de simulación .....	65
Figura 29. Histograma de la distribución de porosidad. ....	67
Figura 30. Vista 3D distribución de porosidad.....	68
Figura 31. Histograma de distribución de permeabilidad del modelo de simulación .....	69
Figura 32. Vista 3D de la distribución de permeabilidad.....	70
Figura 33. Vista de planta del espesor de arena neto capa 23 .....	71
Figura 34. Curas de permeabilidad relativa agua petróleo del modelo inicial. ....	74
Figura 35. Curas de permeabilidad relativa agua petroleo del modelo finales. ....	75
Figura 36. Registro eléctrico del pozo vertical.....	76
Figura 37. Ubicación (zona 1) acuífero .....	78
Figura 38. Ubicación (zona 2) acuífero .....	78
Figura 39. Diagrama de completacion actual del pozo A1 <sup>[23]</sup> .....	80
Figura 40. Configuración final de las tuberías del Flexwell™ .....	82
Figura 41. Viscosidad de la mezcla solución gelificante + agua en función de la concentración de polímero .....	89
Figura 42. Regla de mezcla no lineal, determinación de $f(xsol)$ .....	90
Figura 43. Inyección del sistema polimérico en el hoyo del pozo A1 .....	94
Figura 44. Inyección del sistema polimérico en el talón del pozo A1 .....	94
Figura 45. Inyección del sistema polimérico talón-hoyo del pozo A1 .....	95
Figura 46. Registro eléctrico del pozo A1.....	97
Figura 47. Sección de la línea sísmica del pozo A1 .....	98
Figura 48. Grafico de tasas de agua y tasa de crudo vs tiempo del pozo A1. ....	99
Figura 49. Histograma de distribución de permeabilidad. ....	100
Figura 50. Vista lateral del ajuste de la permeabilidad. ....	101
Figura 50. Vista 3D de la distribución de la permeabilidad.....	102
Figura 52. Distribución de lutitas y arenas en la capa 23 del sub modelo inicial	

..... 103

Figura 53. Distribución de lutitas y arenas en la capa 24 del sub modelo inicial ..... 103

Figura 54. Distribución de lutitas y arenas en la capa 23 del sub modelo modificado ..... 104

Figura 55. Distribución de lutitas y arenas en la capa 24 del sub modelo modificado ..... 104

Figura 56. Gráfico de presión de fondo fluyente vs tiempo del pozo A1 ..... 105

Figura 57. Gráfico de presión de fondo fluyente vs tiempo del pozo A2 ..... 106

Figura 58. Gráfico de tasa de crudo real y simulado vs tiempo del pozo A1 .... 107

Figura 59. Gráfico de producción acumulado de crudo real y simulado vs tiempo del pozo A1 ..... 107

Figura 60. Gráfico de tasa de crudo real y simulada vs tiempo del pozo A2 ..... 108

Figura 61. Gráfico de producción acumulado de crudo real y simulado vs tiempo del pozo A2 ..... 108

Figura 62. Gráfico de tasa de producción de agua real y simulada vs tiempo del pozo A1 ..... 109

Figura 63. Gráfico de tasa de producción de agua real y simulada vs tiempo del pozo A2 ..... 110

Figura 64. Gráfico de producción acumulada de agua real y simulada vs tiempo del pozo A1 ..... 110

Figura 65. Gráfico de producción acumulada de agua real y simulada vs tiempo del pozo A2 ..... 111

Figura 66. Comportamiento de las líneas de flujo antes de la inyección de la solución gelificante en el hoyo (propiedad: concentración de la fase sólida). .... 113

Figura 67. Comportamiento de las líneas de flujo y las celdas contactadas después de la inyección de la solución gelificante en el hoyo (propiedad: concentración de la fase sólida). .... 113

Figura 68. Gráfico tasa de agua vs longitud horizontal del pozo A1 ..... 115

Figura 69. Comportamiento de las líneas de flujo y las celdas contactadas ..... 116

Figura 70. Comportamiento de las líneas de flujo y las celdas contactadas ..... 116

Figura 71. Gráfico tasa de agua vs longitud horizontal del pozo A1 ..... 117

Figura 72. Comportamiento de las líneas de flujo y las celdas contactadas después de la inyección de la solución gelificante en el talón-hoyo (propiedad: concentración de la fase sólida).....	118
Figura 73. Viscosidad de petróleo en el hoyo antes de la inyección de gasoil ....	119
Figura 74. Viscosidad de petróleo en el hoyo después de la inyección de gasoil	119
Figura 75. Viscosidad de petróleo en el talón antes de la inyección de gasoil ...	120
Figura 76. Viscosidad de petróleo en el talón después de la inyección de gasoil .....	120
Figura 77. Inyección del sistema gelificante en el Hoyo del pozo A1 .....	122
Figura 78. Inyección del sistema gelificante en el talón del pozo A1 .....	123
Figura 79. Inyección del sistema gelificante en el talón-hoyo del pozo A1 .....	124
Figura 80. Comportamiento de la tasa de crudo post tratamiento en el talón del pozo A1 .....	125
Figura 81. Inyección de 600 BLS de solución gelificante en el hoyo del pozo A1 a una tasa de 3BLS/MIN.....	126
Figura 82. Inyección de 600 BLS de solución gelificante en el talón del pozo A1 a una tasa de 2BLS/MIN.....	127
Figura 83. Inyección de 600 BLS de solución gelificante en talón-hoyo del pozo A1 a una tasa de 2BLS/MIN y 3BLS/MIN .....	128
Figura 84. Gráfico del comportamiento producción de agua del pozo A2 .....	129
Figura 85. Gráfico de barras de reducción de costos para cada uno de los volúmenes inyectados. ....	130

---

**Lista de Tablas**

Tabla 1 consistencia de gel <sup>[5]</sup> .....	34
Tabla 2. Características de los acuíferos.....	77
Tabla 3. Configuración final del Flexwell™ para el pozo A1. ....	82
Tabla 4 Datos de entrada de las propiedades de los componentes .....	86
Tabla 5. Ajuste de la curva no-lineal de la viscosidad de la solución gelificante .	91
Tabla 6. Peso molecular de los componentes usados en la solución gelificante. ..	92
Tabla 7. Matriz de sensibilidad .....	94
Tabla 8. Recuperación por volumen inyectado de gel.....	131

## INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo de los pozos en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se ve afectada significativamente por la presencia de grandes acuíferos o en su defecto por zonas de alta saturación de agua móvil. Por esta razón, la productividad de los pozos disminuye de manera significativa ocasionando que en algunos casos tengan que ser cerrados prematuramente, debido a falta de capacidad de manejo de estos volúmenes excesivos de agua producida en superficie. Por tal motivo, es necesario plantear soluciones tecnológicas que permitan revertir esta situación.

Para lograr este cometido el factor principal es identificar la causa de la alta producción de agua, que es posible mediante técnicas de identificación y diagnóstico especiales. Una vez realizado el análisis se puede determinar la solución más adecuada para controlar la irrupción de agua, y si ésta corresponde al uso de geles, entonces se deben hacer todos los estudios técnicos que permitan la realización del tratamiento.

Una de las principales tecnologías desarrolladas para el control de la producción excesiva de agua son los geles poliméricos. Éstos pueden ser definidos como una solución de baja viscosidad, compuesta de un polímero y un agente entrecruzador que se inyecta hacia la formación y una vez allí, reacciona con el medio poroso para formar una red tridimensional capaz de reducir significativamente la permeabilidad de los yacimientos de hidrocarburo en zonas previamente estudiadas. Algunos estudios previos indican que esta tecnología puede utilizarse para prolongar la vida productiva en pozos horizontales con problemas de canalización de agua <sup>[32]</sup>.

En este trabajo se evaluará la tecnología de geles MULTIGEL<sup>®</sup> sellante desarrollada por PDVSA Intevep para crudos pesados a través de la simulación numérica en un modelo de pozo horizontal.

Como puntos importantes a evaluar durante la simulación numérica del comportamiento de producción del pozo A1 están: la condición de alta producción de agua, la baja movilidad del crudo pesado y la colocación del sistema gelificante durante la inyección dual del tratamiento.

En consecuencia se realizará un modelo simple de simulación de yacimientos donde se evaluarán una serie de parámetros operacionales que permitan observar el proceso de inyección de MULTIGEL<sup>®</sup> sellante, tomando en cuenta los distintos escenarios de producción.

## CAPÍTULO I

### 1.1 Planteamiento del problema

En los yacimientos de crudo pesado y extra pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), muchos pozos se construyen con una terminación horizontal larga (mayor a 2000 pies), lo que representa mayor área expuesta a producción, pero también mayor incertidumbre y complejidad operacional cuando se pretende controlar la producción de agua. Esta complejidad radica principalmente en responder a las siguientes interrogantes: ¿cuál es la zona exacta de la irrupción de agua en la sección horizontal expuesta a producción? Así como: ¿cuál es el tratamiento correcto para resolver esta irrupción?

La inyección de MULTIGEL<sup>®</sup> se ha venido empleando satisfactoriamente en pozos verticales en diferentes campos de Venezuela, logrando controlar la producción excesiva de agua y a su vez, permitiendo la producción optimizada de hidrocarburos.

Con este Trabajo Especial de Grado se busca evaluar la aplicabilidad de la tecnología de geles MULTIGEL<sup>®</sup> en pozos horizontales de la FPO, donde se dificulta la determinación de los volúmenes de gel a inyectar así como su eficiente distribución dentro del yacimiento, a fin de poder controlar la excesiva producción de agua.

El pozo a estudiar representa un pozo real de la FPO que presenta una fuerte irrupción de agua, derivado de un problema operacional durante la perforación. La trayectoria del pozo traspasó el tope de la lutita inferior subyacente en la arena objetivo, provocando una canalización del agua que contiene esta arena inferior.

En un escenario como el descrito anteriormente, se plantean las siguientes interrogantes: 1) ¿Cuál es el comportamiento de distribución del sistema bajo el

esquema de inyección dual cuando son inyectados distintos volúmenes de gel sellante en el pozo horizontal A1 ubicado en la FPO? 2) ¿Estos volúmenes de gel sellante disminuyen efectivamente la producción excesiva de agua durante la historia de producción post inyección del gel? 3) ¿Estos volúmenes de tratamiento se distribuyen de forma distinta dentro del yacimiento al cambiar algunos parámetros operacionales durante la inyección del gel?

## 1.2 Objetivos.

### 1.2.1 Objetivo general.

Estudiar el comportamiento de la inyección del sistema MULTIGEL® en el pozo horizontal A1 de la FPO como método de control de la producción excesiva de agua.

### 1.2.2 Objetivos específicos.

1. Realizar un cotejo del histórico de producción dentro del modelo de simulación numérica de los pozos a ser estudiados, para así poder establecer los parámetros asociados a la alta producción de agua y como ésta afecta a los pozos vecinos.
2. Identificar y describir las causas del problema de irrupción de agua en el pozo horizontal A1 ubicado en la FPO.
3. Aplicar una metodología apropiada para realizar una simulación numérica de la inyección del sistema de gel en el pozo horizontal A1.
4. Realizar una simulación numérica de la inyección de gel a escala de campo.
5. Realizar un estudio de sensibilidad a parámetros operacionales asociados a la inyección de la solución gelificante, para poder evaluar el comportamiento de producción en el tiempo post tratamiento.

### **1.3 Justificación**

Evaluar la ventana operacional del producto MULTIGEL® en pozos horizontales en yacimientos de crudo pesado representa un avance significativo en el tratamiento de pozos con problemas de alta producción de agua en Venezuela. Hasta la fecha sólo se han aplicado tratamientos con este sistema en pozos verticales, por lo tanto, como en la FPO existen una gran cantidad de pozos horizontales con problemas de alta producción de agua, esta metodología podría ayudar a potenciar los tratamientos para el control de agua con gel en esta zona del país.

### **1.4 Alcance y Limitaciones**

Este estudio está orientado a la aplicación de sistemas gelificantes en el pozo horizontal A1 productor de crudo pesado perteneciente a un yacimiento de la FPO que se encuentra afectado por la excesiva producción de agua. Para esto, se realizará una revisión bibliográfica que incluirá los trabajos técnicos, revistas, manuales y Tesis que contengan información sobre la problemática de la producción excesiva de agua para estos casos.

Los parámetros operacionales a estudiar serán únicamente, el volumen de gel inyectado, la tasa y puntos de inyección del sistema gelificante. Por otra parte, se realizará una comparación en base a los costos de los volúmenes de gel a inyectar y el costo del tratamiento del agua en superficie, considerando la reducción en la producción de agua obtenida en los distintos escenarios de producción establecidos post tratamiento.

## CAPÍTULO II

### 2. MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Origen del agua de producción

Las compañías petroleras producen un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo. Por esta razón, se gastan más de 45 mil millones de dólares por año para hacer frente a los problemas del agua indeseada. Es por esto que en muchos casos, las tecnologías innovadoras para el control del agua pueden significar una reducción de los costos y un aumento en la producción de hidrocarburos. <sup>[16]</sup>

El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, pasando respectivamente por todas las etapas, es decir; exploración, producción y abandono del pozo. Es importante mencionar que cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectores se mezcla y es producida junto con el petróleo. <sup>[16]</sup>

La irrupción de agua en los pozos horizontales es más problemática que en los pozos verticales, debido a las características de completación que estos presentan. Aunado a esto resulta difícil conocer a ciencia cierta cuál es la zona de irrupción de agua en un pozo horizontal debido a que estos poseen una longitud lo suficientemente extensa expuesta a producción y a que la misma está asociada a distintas caídas de presión dependiendo del lugar de la sección horizontal expuesta a producción.

El agua de formación se encuentra presente en casi la totalidad de los yacimientos petroleros en nuestro país y es el flujo más abundante presente en ellos, es por esto que es imprescindible distinguir cuando este fluido es perjudicial en la

producción de un pozo o sencillamente es aceptable.

Para determinar cuándo la producción de agua es aceptable o no se debe hacer referencia a los términos agua buena y agua mala que expresan dicha condición:

### 2.1.1 Agua mala.

Se puede definir de manera económica como la cantidad de agua producida en el pozo que no es económicamente rentable debido al costo asociado del manejo en superficie y que supera el límite de relación RAP permitida, también se puede definir como la cantidad de agua producida que impide, retrasa o disminuye la cantidad de hidrocarburo que se está produciendo. <sup>[16]</sup>

### 2.1.2 Agua buena.

Es definida como el agua producida dentro del pozo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua petróleo (RAP) permitida. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de la mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua/petróleo. <sup>[16]</sup>

## 2.2 Causas que originan la producción de agua

Los problemas de producción de agua pueden ser agrupados en dos grupos: problemas asociados al pozo y problemas asociados al yacimiento.

A continuación se describirán estas causas.

### 2.2.1 Problemas asociados al pozo

#### *Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaaduras*

Las filtraciones en el revestidor, tubería de producción o empaaduras permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. En la figura 1 se puede observar este tipo de problema.

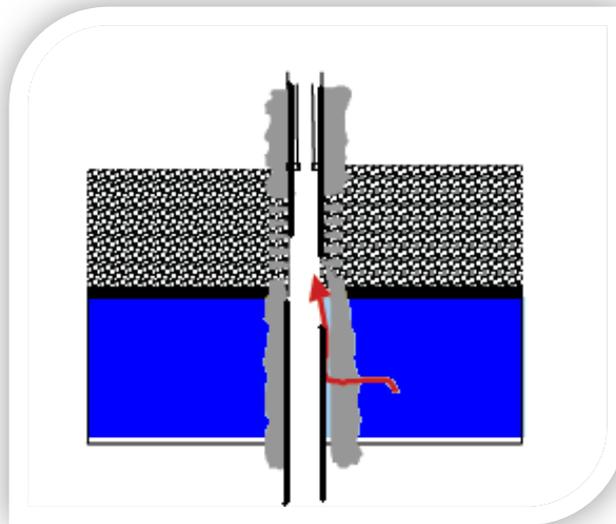


Figura 1. Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción empaaduras (Modificada) <sup>[5]</sup>.

#### *Flujo canalizado detrás del revestidor*

La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular. En la figura 2 se puede observar la canalización de fluido por detrás del revestidor.

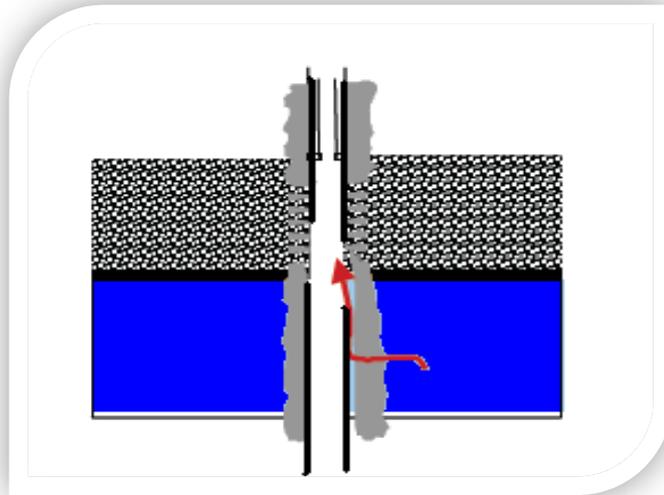


Figura 2. Flujo canalizado detrás del revestidor (Modificada) <sup>[5]</sup>.

### 2.2.2 Problemas asociados al yacimiento

#### *Fracturas o fallas entre un pozo inyector y un pozo productor*

En las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores. Este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de fracturas es extenso dejando atrás a los hidrocarburos que se encuentran en la matriz de la formación. En la figura 3 se observa como el agua inyectada se canaliza y alcanza el pozo productor.

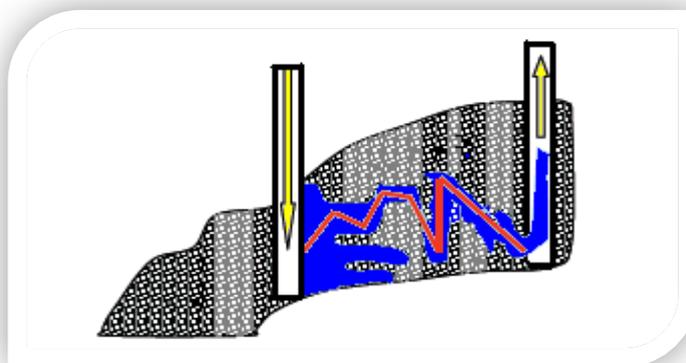


Figura 3. Fracturas o fallas entre un pozo inyector y un pozo productor (Modificada) <sup>[5]</sup>.

### *Fracturas y fisuras desde una zona de agua*

En este tipo de problemas, el agua puede canalizarse a través de fracturas naturales que interceptan una zona de agua que se encuentra, tanto por encima como por debajo de la zona de interés, aunque también pudiera ocurrir cuando se realiza una fractura hidráulica en los alrededores del pozo, ocasionado que la fractura penetre en la zona de agua, produciendo un deterioro de la producción del pozo.

En las figuras 4 (a) y 4 (b) se puede observar este tipo de problemas para pozos verticales y para pozos horizontales.

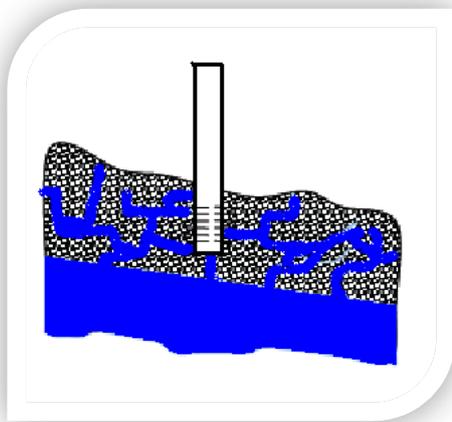


Figura 4 (a)

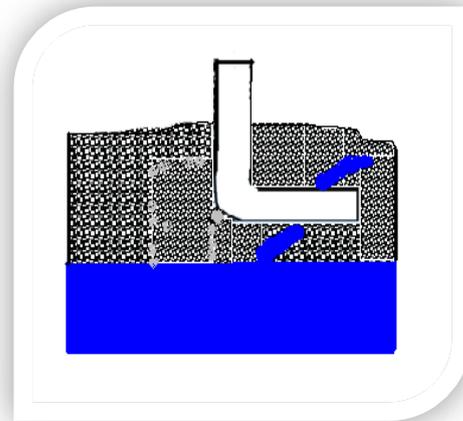


Figura 4 (b)

Figura 4. Fracturas o fallas en una capa de agua superior o inferior (a) en un pozo vertical (b) en un pozo horizontal (Modificadas) <sup>[5]</sup>.

### *Conificación y encrestamiento*

Los problemas de conificación en un pozo vertical o levemente desviado y de encrestamiento en un pozo horizontal o altamente desviado son generalmente el resultado de altas tasas de producción, altos diferenciales de presión y altas permeabilidades verticales en los alrededores del pozo productor.

Se producen cuando existe un contacto agua petróleo original (CAPO) cerca de

los puntos de drenaje en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada. La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación o encrestamiento, 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 5 se observa un esquema de los problemas de conificación.

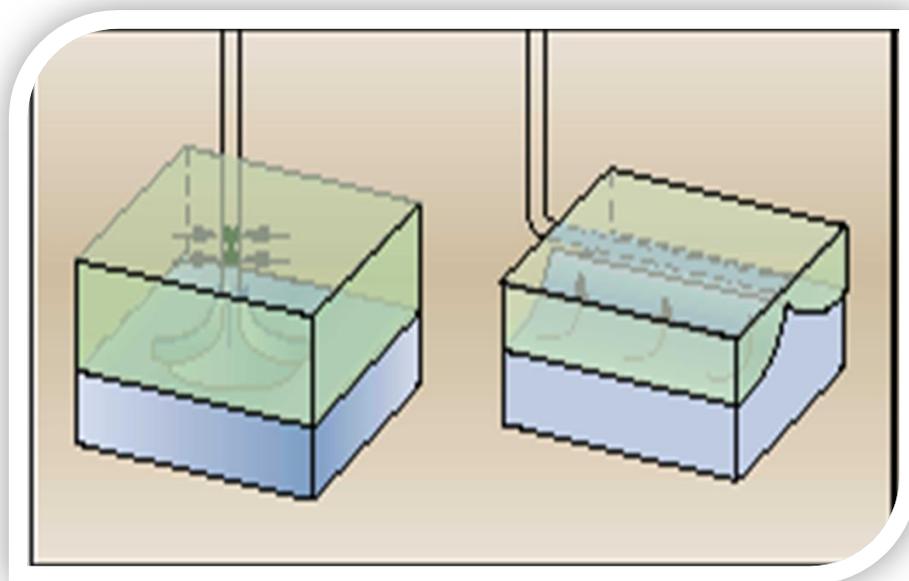


Figura 5. Conificación y encrestamiento <sup>[5]</sup>.

### *Barrido areal deficiente*

El barrido areal deficiente ocurre cuando el agua migra de un acuífero o en su defecto de un pozo inyector a la zona productora, que por lo general es ocasionado por la anisotropía areal de la permeabilidad o por las altas razones de movilidad agua-petróleo presentes en los yacimientos.

En los pozos horizontales este tipo de problemas puede ocurrir cuando los pozos atraviesan zonas con diferentes valores de permeabilidad y presión dentro de una misma arena. En la Figura 6 se muestra el efecto de un barrido areal deficiente.

En la literatura también se conoce como adedamiento, interdigitación o “fingering”.

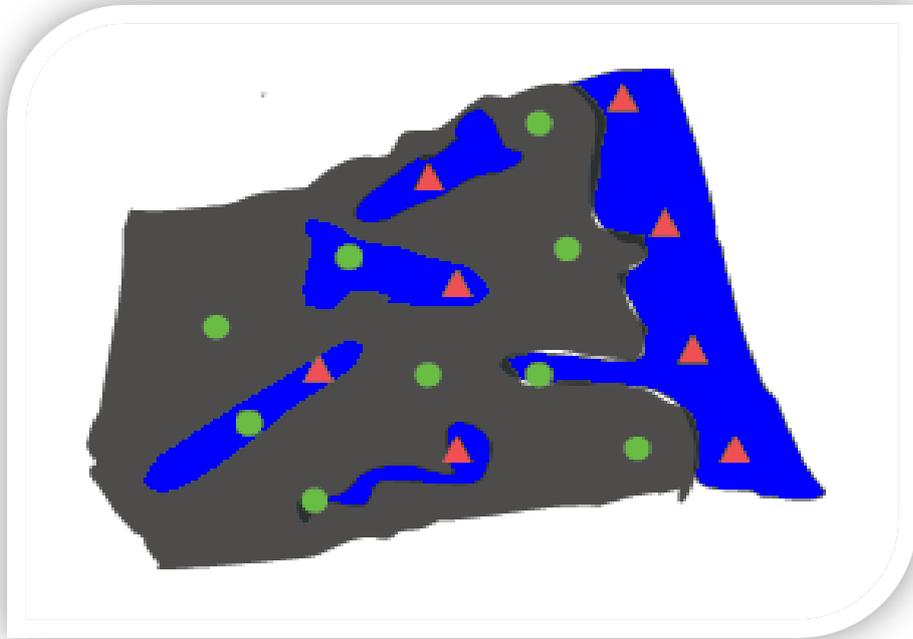


Figura 6. Barrido areal deficiente (Modificada) <sup>[5]</sup>

### 2.3 Técnicas de diagnóstico para el control de la producción de agua

Es evidente que numerosos problemas de alta producción de agua se pueden presentar en un pozo, sin dejar a un lado la posibilidad que sea más de uno en forma conjunta, es por esto que se hace necesario entender el comportamiento del yacimiento, ya que las tasas de producción de crudo y otros fluidos indeseados dependen principalmente del mecanismo de producción que posea el mismo. El factor clave es el diagnóstico, es decir poder identificar el problema específico que se presenta cada pozo dentro de cada yacimiento. Los diagnósticos a pozos se utilizan de tres maneras: <sup>[16]</sup>.

- Seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control del agua.
- Para seleccionar un método de control de agua adecuado.
- Para 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, es necesario en primer término, recolectar la siguiente información <sup>[25,26]</sup>:

- 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.
- Pruebas de pozo.

***Historia de producción:*** La historia de producción de un pozo a menudo provee el primer indicativo de un problema de excesiva producción de agua. En algunos casos puede indicar el tipo de problema.

***Detalles de la completación del pozo:*** La examinación de diagramas de completación muestra 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 puede revelar importantes alteraciones en su configuración inicial y puede ser muy útil en la identificación de posibles fuentes de una producción indeseada.

**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 topes 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 desnudo 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.

**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.

A continuación serán explicadas algunas técnicas y herramientas que pueden ayudar a discernir el tipo de problema presente y con ello seleccionar el tipo de tratamiento a utilizar para solucionarlo.

### 2.3.1 Registro de Movimiento de Agua (Activación de Oxígeno)

Esta herramienta parte de un principio similar al usado en el registro de saturación, el cual bombardea de neutrones a la formación para así determinar una medición independiente de la velocidad y dirección del flujo del agua en el pozo.

Esta herramienta emite neutrones de alta energía los cuales mediante interacciones elásticas excitan los núcleos de los átomos de oxígenos presentes en el agua que se encuentran en movimiento, esta detección es alcanzada gracias a detectores o sensores del aparato colocados lejos de la fuente emisora y de esta manera no detecta los átomos de oxígeno presentes en el agua estática, lodo, formación o cemento.

Estas detecciones permiten identificar de forma muy precisa los puntos de entrada de agua, para así poder descifrar problemas relacionados con la producción de la misma, tales como fugas en empacaduras, fisuras de tuberías o revestimientos, así como también es posible utilizar estas detecciones para diagnosticar canales de agua detrás de la tubería <sup>[26]</sup>.

### 2.3.2 Registro de producción

Este registro es comúnmente conocido como PLT (“Production Logging Tool”), el cual consta de cinco registros individuales cuyas combinaciones resultan en poderosas respuestas para obtener información precisa acerca de la procedencia de los fluidos dentro del pozo <sup>[27]</sup>. Por otra parte con la ayuda de estos registros es posible identificar distintos problemas mecánicos en el pozo como fisuras en la tubería y canales detrás del revestidor. Los registros individuales que componen al registro de producción son:

- Registro “Flowmeter”.
- Registro de Ruido.
- Registro de Temperatura.
- Registro Gradiomanómetro.
- Registro de Presión.

#### *Registro para medir la tasa de flujo (“Flowmeter”)*

Este registro tiene como objetivo principal medir la cantidad de fluido que está pasando en un sector determinado dentro del pozo, para de esta forma determinar la tasa de producción de cada intervalo de producción. El principio de esta herramienta se basa en hacer girar una hélice ubicada en el extremo inferior. La rotación de esta hélice depende de la velocidad con que esté pasando el fluido a través de ella. La herramienta está diseñada para diferentes tamaños de revestimientos, así como también para realizar mediciones precisas en pozos desviados y de baja velocidad.<sup>[27]</sup>

#### *Registro de ruido*

Se usa para oír ruidos producidos en el fondo del pozo, obteniéndose niveles de ruido y su distribución en frecuencias. Entre las principales aplicaciones de la herramienta se tiene la detección de roturas en la tubería de producción, confirmación de flujo detrás del revestidor y detección de origen de fluido.

El principio de medida se basa en las variaciones minúsculas de presión captadas por el hidrófono y estas variaciones son enviadas a superficie, las cuales son procesadas en unidades totales de ruido.

Las mediciones se hacen deteniendo la herramienta a la profundidad requerida para evitar los ruidos causados por el mismo movimiento de la herramienta. El registro puede operar hasta una temperatura máxima de 350°F y una presión de 1500 lpc.<sup>[27]</sup>

### *Registro de temperatura*

Se usa para obtener la temperatura absoluta, gradientes de temperatura, perfil de temperatura y en forma cualitativa para observar cambios anormales de temperatura, siendo ésta una de las herramientas más útiles para la detección de anomalías.

Las aplicaciones principales son: la localización de entradas de fluido, determinación de posibles flujos detrás del revestidor, detección de anomalías y corrección de las medidas de presión.

Su principio se basa en la exposición de un hilo de platino al fluido del pozo, cuya resistencia depende de la temperatura experimentada. Los límites operacionales para este tipo de registro son de 2000 lpc como presión máxima y 350°F para la temperatura máxima.

La temperatura de fondo aumenta a medida que se desciende, este aumento por lo general se manifiesta de forma lineal, esta relación es conocida como el gradiente geotérmico. Este gradiente varía de una zona a otra, pero a pesar de esta variación con respecto a la ubicación, se puede esperar comúnmente que el rango del gradiente se encuentre entre 0.2 y 0.5 °F por cada pie descendido.

La utilización de este registro para detectar la entrada de fluidos es presentada en la figura 7, en la cual se puede observar el perfil desde el fondo, donde la temperatura señalada es el gradiente geotérmico; por encima del punto de entrada de fluido se observa un enfriamiento debido a la pérdida de calor que experimenta el fluido por contacto con formaciones más frías. Cuando ocurre un equilibrio entre el enfriamiento y el fluido en movimiento, el perfil describe una asíntota, la cual es paralela al gradiente geotérmico. Esta separación entre el gradiente y la asíntota es directamente proporcional con el aumento de la tasa de flujo.<sup>[27]</sup>

Este registro puede ser utilizado con combinación de otros registros de producción lo cual resulta en una valiosa información para identificar la presencia y dirección de los canales de agua.

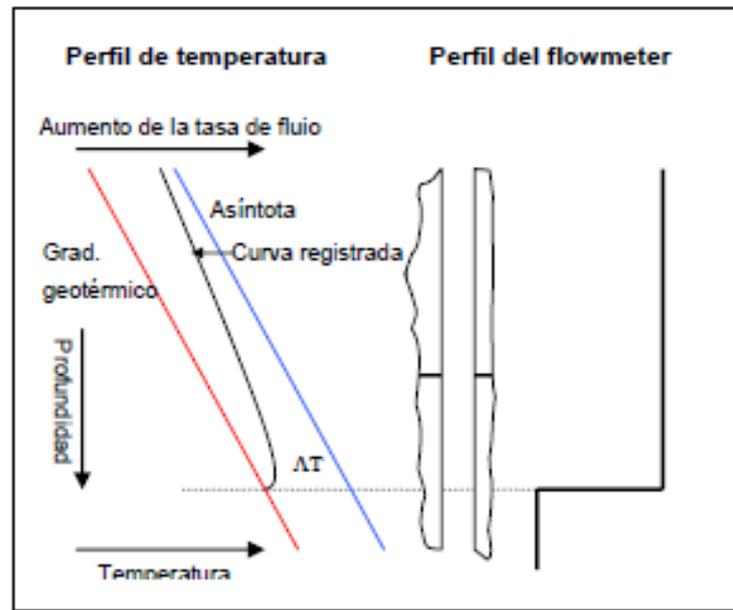


Figura 7. Esquema de detección para la entrada de un fluido por medio de un registro de temperatura y un flowmeter.

### *Registro Gradiomanómetro*

Se usa para obtener la densidad del fluido y las proporciones individuales de cada fluido en una mezcla, combinado con los medidores de caudal. El principio de la herramienta se basa en la medición de la diferencia de presión sobre un intervalo de 2 pies, obteniéndose el gradiente de presión.

A partir de este se calcula la densidad del fluido. El cálculo de la densidad implica conocer la desviación del pozo en el intervalo de medida. Para aumentar la precisión de la medida se calibra la herramienta en dos fluidos de densidad conocida (aire/agua). Las limitaciones operacionales son de 2000 lpc para la presión y 350 °F para la temperatura. <sup>[27]</sup>

### *Registro de Presión*

Esta herramienta realiza una medida continua de la presión dentro del pozo, parámetro indispensable junto con la temperatura, para el cálculo de los volúmenes y tipo de fluidos producidos por cada intervalo. <sup>[28]</sup>

#### 2.3.3 Fibra óptica.

Esta tecnología es conocida como DST (“Fiber-Optic-Distributed Temperature Sensing”) Consiste en monitorear la temperatura a lo largo de la sección horizontal mediante un cable de fibra óptica metro a metro y permite tomar decisiones en tiempo real, esta técnica es empleada principalmente para ubicar los puntos exactos de entrada de agua en los pozos horizontales <sup>[19]</sup>.

#### 2.3.4 Grafico de Recuperación

Es un gráfico semilogarítmico de la relación agua-petróleo (RAP) con respecto a la producción acumulada de petróleo y el cual se representa en la Figura 8.

La RAP debe ser extrapolada hasta el límite económico pre-establecido para luego analizar el resultado de reservas obtenido. Si la producción de crudo es aproximadamente igual a la cantidad de crudo extraída por el pozo, quiere decir que el nivel de agua es aceptable y no se necesita ninguna medida de control para la producción de la misma

Por el contrario si este valor es menor que las reservas recuperables esperadas para el pozo, significa que el pozo está produciendo agua no aceptable, lo cual debe ser corregido con alguna medida de control de agua. <sup>[16]</sup>.

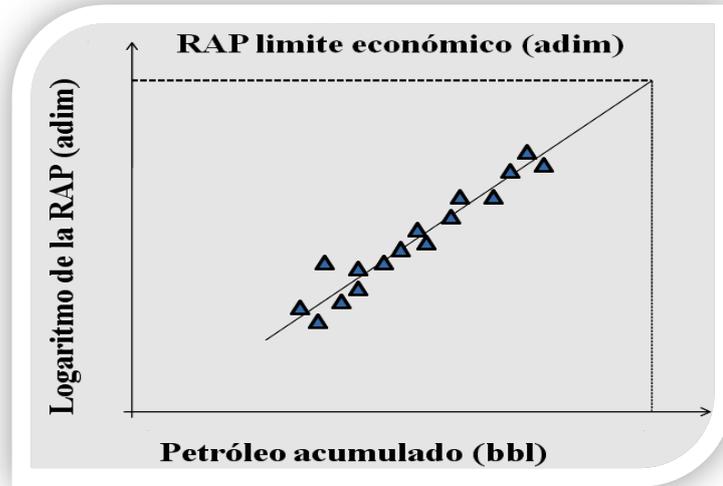


Figura 8. Grafico de recuperación <sup>[16]</sup>.

### 2.3.6 Grafico de historia de producción

Es un gráfico doble logarítmico de tasas de petróleo y agua con respecto al tiempo, el cual se representa en la Figura 9. Por lo general, los pozos en lo que conviene aplicar un sistema de control de agua muestran un aumento de la producción de agua y disminución de la producción de petróleo en forma simultánea.

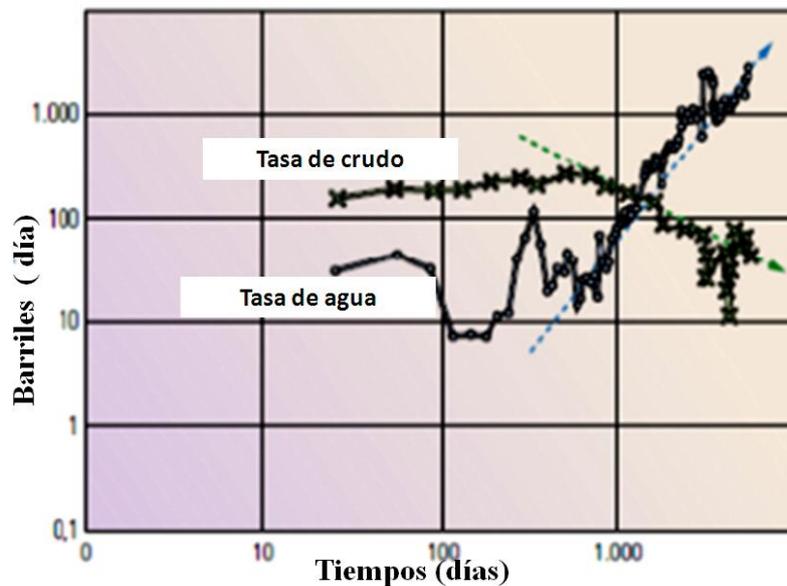


Figura 9. Grafico de historia de producción <sup>[16]</sup>. (Modificada)

### 2.3.7 Análisis de la curva de declinación

Este es un gráfico semilogarítmico de la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado figura 10. El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es una línea recta, mientras que una declinación pronunciada del pozo productor, producto de un aumento asociado en la producción de agua puede indicar la existencia de agua mala <sup>[16]</sup>.

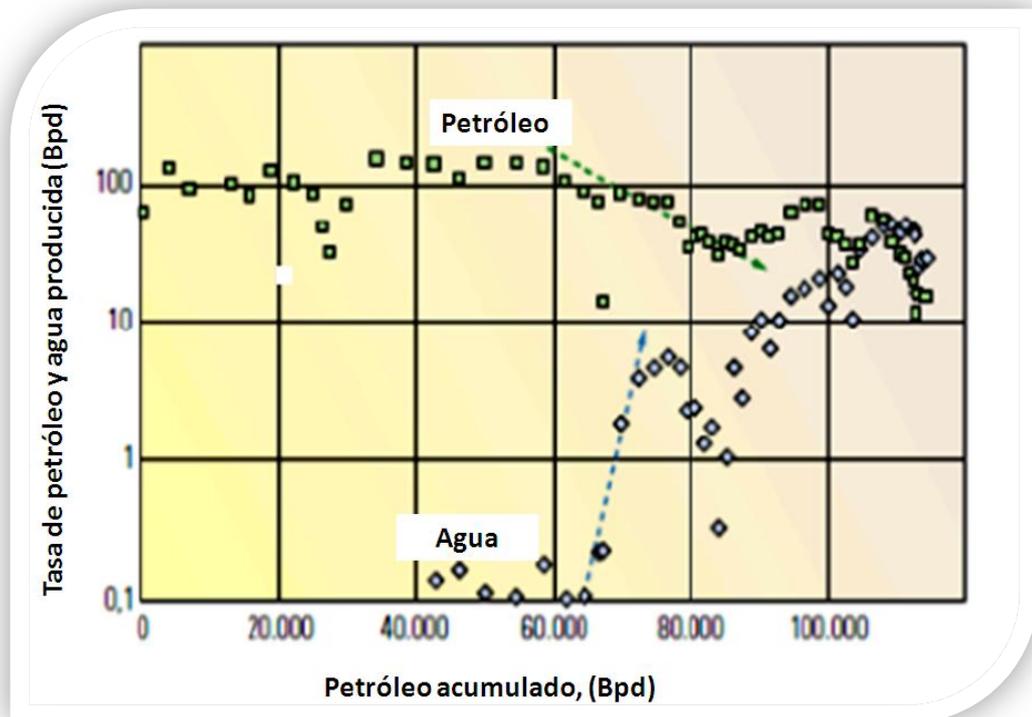


Figura 10. Grafico de la declinación de las curvas de producción de agua vs petróleo acumulado <sup>[16]</sup> (Modificada)

### 2.3.8 Gráfico del corte del agua contra el tiempo

Dependiendo del tipo de problema, este gráfico presenta distintos comportamientos. La irrupción temprana del agua con un crecimiento acelerado es indicativa de problemas en las cercanías del pozo, principalmente de comunicación a través del cemento.

Si este tipo de aumento abrupto del corte de agua se presenta luego de transcurrido cierto tiempo desde la apertura del pozo, entonces, por lo general, se asocia a problemas de fugas en los elementos mecánicos del pozo como tapones, empaaduras, separadores, etc. También puede ocurrir como consecuencia de una rotura en las tuberías de revestimiento o de producción debido a problemas de corrosión.

Otros de los problemas que presentan un comportamiento de este tipo es la comunicación a través de fracturas, ya sea con un pozo inyector o con el acuífero, por el cañoneo en zonas de agua, o producto de trabajos de estimulación que ponen en contacto directo al pozo con la fuente del agua.

Cuando el comportamiento de la producción de agua se manifiesta como una irrupción temprana, pero con un crecimiento progresivo entonces el problema por lo general se asocia a conificación o “crestring”.

Finalmente, si el corte de agua aumenta de forma abrupta durante un tiempo y luego se mantiene aumentando progresivamente, entonces el problema puede estar relacionado con la irrupción del agua en la arena de mayor permeabilidad o lo que es lo mismo la canalización matricial.

En la figura 11 se puede observar un grafico que describe cada uno de los problemas mencionados.

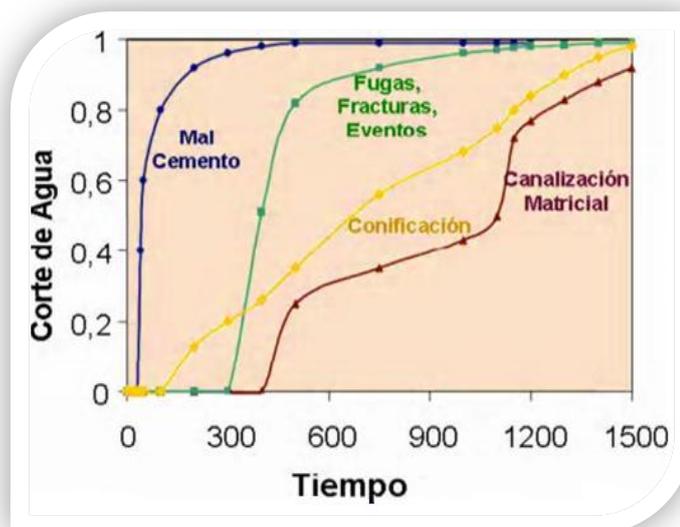


Figura 11. Grafico de corte de agua vs tiempo

### 2.3.9 Método de Chan

K. S. Chan en el año de 1995 basándose en los primeros procesos de perforación de pozos petroleros y en la construcción de gráficos que incluyen la producción histórica por períodos completos de flujo de agua, gas y petróleo, logra determinar si existe o no aumento de la producción de agua y generar hipótesis de las posibles causas que originan su incremento <sup>[10]</sup>.

Chan observo que los gráficos dobles logarítmicos de las relaciones RAP y su derivada ( $RAP'$ ) pueden ser efectivos a la hora de identificar tendencias de producción, problemas mecánicos y para diferenciar los diversos orígenes de la producción de agua como lo son: conificación, comunicación mecánica, canalización y adedamiento.

Generalmente, los gráficos de corte de agua pueden ser utilizados para visualizar el avance de los problemas de excesiva producción de agua, sin embargo esto tiene sus limitaciones, cuando existe una alta dispersión de los datos, el reconocimiento del patrón que exhiben éstos gráficos se imposibilita, teniendo que utilizar diversas técnicas que puedan minimizar la dispersión de los datos para poder realizar un buen diagnóstico del problema de la excesiva producción de agua.

#### 2.3.9.1 Conificación

En la figura 12 se observa una conificación donde la gráfica muestra el logaritmo de la relación agua petróleo (RAP) y el logaritmo de la derivada ( $RAP'$ ), donde la  $RAP'$  disminuye con el logaritmo del tiempo.

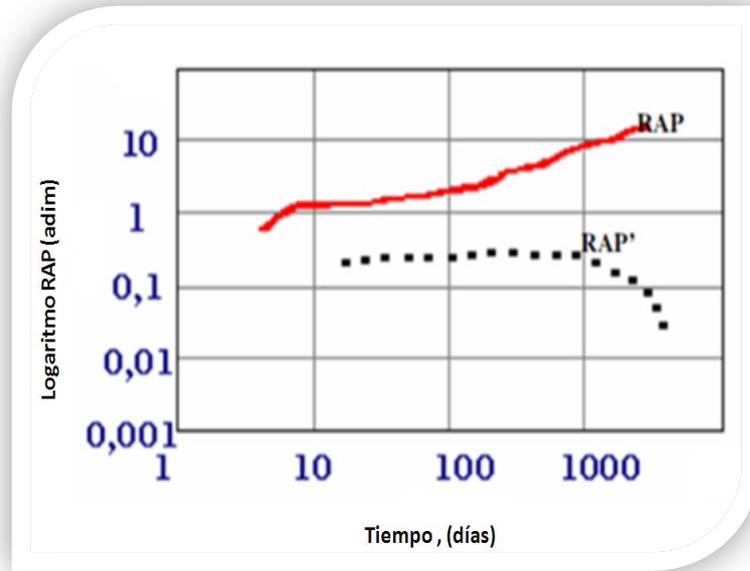


Figura 12. Patrón de conificación según Chan.

### 2.3.9.2 Canalización o Adedamiento

La canalización es una consecuencia del flujo preferencial del agua a través de capas de mayor permeabilidad. Puede ser localizado por medio de perfiles de producción. En la figura 13 se observa una canalización, donde ambas curvas aumentan, pero la RAP' en su parte final tiende a disminuir su pendiente.

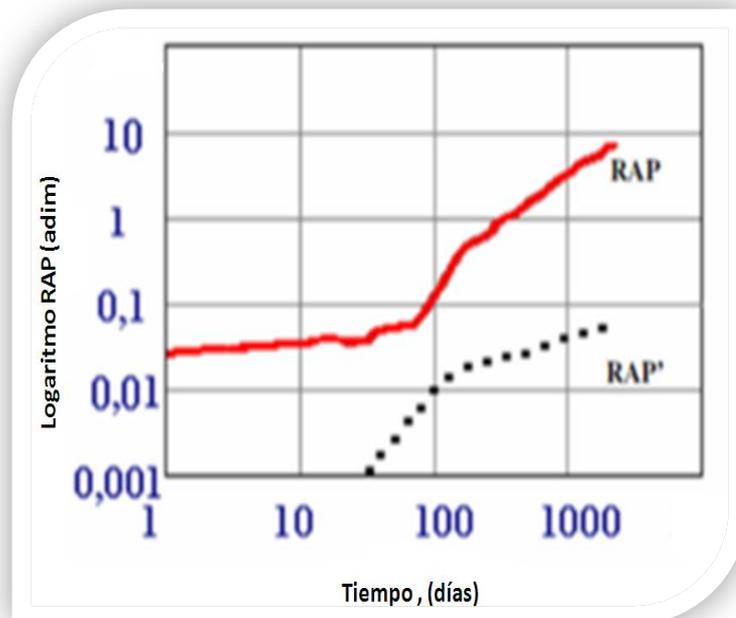


Figura 13. Patrón de canalización según Chan.

### 2.3.10 Método de Luis Ramos

Ha sido propuesto como una forma alternativa a las curvas de Chan para distinguir entre conificación y canalización, basado en el mismo criterio, es un método que ajusta los datos dispersos de la derivada de RAP. Esto se logra, ya que el agua producida acumulada,  $W_p$ , está relacionada con el petróleo producido acumulado,  $N_p$ . Una derivada de esta función contra  $N_p$  genera una función más sencilla de la RAP, que se puede derivar con respecto al tiempo.

Al final de los cálculos se obtiene un exponente llamado  $m$ . Si  $m$  es menor que la unidad entonces el mecanismo de producción de agua es conificación; si  $m$  es mayor o igual a uno, entonces la causa de la producción de agua es canalización.

Es importante mencionar que los métodos de K.S. Chan y Luis Ramos son métodos diseñados para pozos verticales.

## 2.4 Tecnologías para el control de agua en pozos horizontales

Una vez identificado el origen de la producción de agua, existen diferentes tecnologías para solventar la irrupción de agua, y así lograr su control. En este trabajo en particular serán resaltados los tratamientos de control de agua aplicando tecnologías químicas.

### 2.4.2 Soluciones mecánicas

Las tecnologías mecánicas se basan en la colocación de herramientas o equipos mecánicos a nivel de superficie o de subsuelo para reducir o controlar la producción de agua en superficie y/o mejorar el barrido y la recuperación de crudo. Entre las opciones mecánicas menos costosas y más comunes se encuentran los parches de tubería, tubería expansible, tapones de arena y tapones de hierro. Estas opciones de aislamiento funcionan adecuadamente cuando las

zonas ofensivas se encuentran hacia la parte inferior de la completación y no existe flujo cruzado entre las zonas <sup>[17]</sup>.

#### 2.4.2 Soluciones de Completación

Las soluciones de completación son utilizadas para resolver problemas de alta producción de agua de mayor dificultad o complejidad que las generalmente solventadas por las soluciones mecánicas. En general, este tipo de soluciones podría entrar como un subgrupo dentro de las soluciones mecánicas, a diferencia de que estas son por lo general muy costosas debido a que requieren modificar la completación de un pozo, perforar ramificaciones o simplemente abandonarlos <sup>[17]</sup>.

#### 2.4.3 Soluciones químicas

Las soluciones con tratamientos químicos son utilizadas en la actualidad para modificar el flujo de fluidos dentro del yacimiento. Es de suma importancia realizar una selección adecuada del fluido químico con el cual se va a trabajar para obtener una buena ejecución a la hora de controlar la irrupción del fluido no deseado, también se deben conocer sus características. Estos fluidos dependen de una precisa y estricta colocación, lo cual garantiza no poner en riesgo al yacimiento específicamente en la zona productora de hidrocarburos. <sup>[16]</sup>

En la actualidad el uso de los sistemas gelificantes poliméricos es la técnica mas empleada para realizar un control de la producción de los fluidos indeseados en los yacimientos. Las características más resaltantes que han llevado a la ampliación de su uso son: la fácil aplicación, el control de tiempo de gelificación, la facilidad para penetrar a profundidad en la matriz porosa y la posibilidad de remoción por métodos químicos sencillos <sup>[18]</sup>. Adicionalmente, muchos de estos sistemas han mostrado un comportamiento de reducción selectiva de la permeabilidad al agua sin afectar significativamente la permeabilidad del petróleo, lo que ha ocasionado el interés de realizar este tipo de tratamientos en zonas

productoras donde las zonas de agua y crudo no pueden ser aisladas.

#### 2.4.1.1 Sistemas gelificantes poliméricos (Gel)

Se puede definir un gel como un sistema compuesto por un polímero y uno o varios entrecruzadores que pueden a su vez ser de tipo orgánico e inorgánico. Cuando este sistema se encuentra en el yacimiento a las condiciones de temperatura correspondiente, ocurre el proceso de gelificación, formando una red tridimensional. Adicionalmente, el gel posee la característica de cambiar la permeabilidad de la formación alterando el comportamiento del flujo de las fases agua y crudo.<sup>[5]</sup>

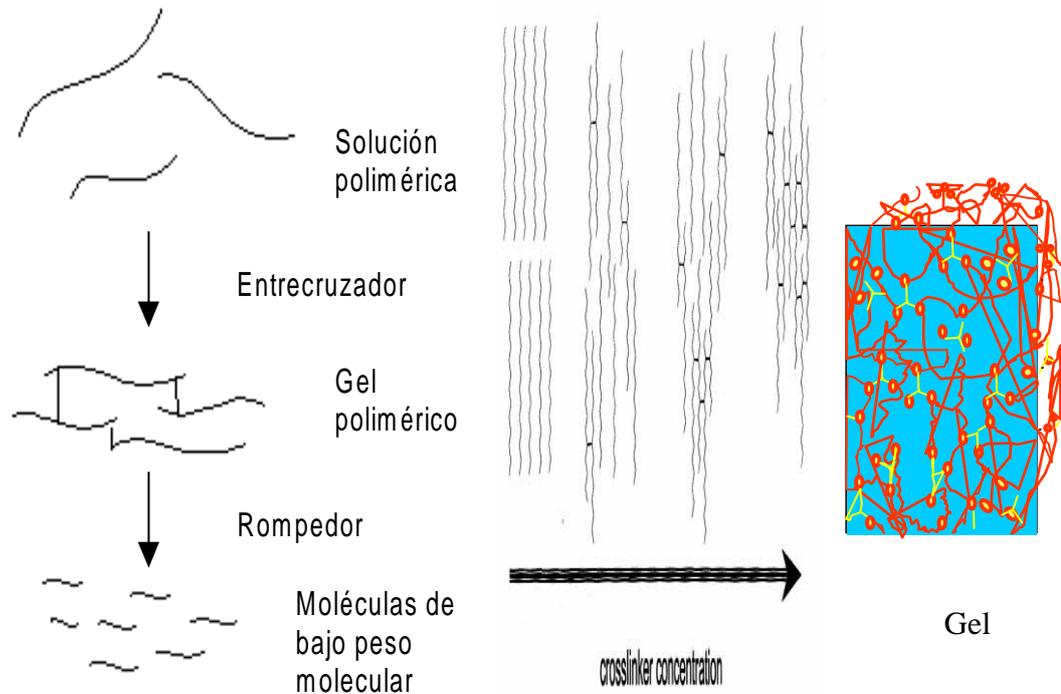


Figura 14. Esquema de formación de un gel polimérico.<sup>[5]</sup>

Los geles pueden ser utilizados tanto para la reducción total de la permeabilidad (gel sellante), como para la reducción desproporcionada de la permeabilidad (efecto DPR).

Es de suma importancia mencionar que la química de los geles presenta una

amplia variación, sin embargo no todas las combinaciones permiten obtener un gel con las condiciones adecuadas para realizar un tratamiento de control de agua que permita cubrir un amplio rango. Según lo mencionado sobre los geles poliméricos utilizados para el control de agua en pozos productores, los geles son clasificados de acuerdo a sus formulaciones en geles sellantes y geles selectivos.

A continuación serán definidos los tipos de geles.

#### *Gel sellante.*

Es aquel que reduce la permeabilidad efectiva tanto al agua como al petróleo cuando se coloca en el medio poroso. La ventaja de este tipo de geles es que pueden penetrar espacios muy pequeños en el medio poroso y son capaces de proporcionar mejor aislamiento que otros sistemas químicos.

#### *Gel selectivo (no sellante)*

Es aquel que posee la facultad de reducir la permeabilidad efectiva al agua sin cambiar significativamente la permeabilidad efectiva al petróleo. Este efecto se conoce como efecto de reducción desproporcionada de permeabilidad (**DPR**) por sus siglas en inglés. "Disproportionate Permeability Reduction". En comparación con los geles sellantes, estos poseen una menor concentración de polímero y entrecruzador, por lo que poseen menor consistencia.

Entre las principales ventajas de aplicación de los sistemas poliméricos esta la penetración a gran profundidad de la matriz porosa de las formaciones, pueden ser aplicados a zonas donde no existe un aislamiento mecánico y permiten mejorar los perfiles de inyección; por otra parte estos tipos de geles suelen degradarse a altas temperaturas.

## 2.5 Rangos de aplicación del tratamiento de geles

Hoy en día existen muchos trabajos de investigación relacionados al tratamiento de control de agua mediante la inyección de sistemas gelificantes en pozos productores de petróleo.

- Canales detrás del revestidor
- Fracturas o fisuras desde una zona de agua
- Comunicación entre una pozo productor y un inyector
- Fugas en la tubería de revestimiento.

Por otro lado, los problemas que no pueden ser tratados con estos sistemas, principalmente por el riesgo de perder productividad o reducir drásticamente la producción de petróleo del pozo son:

- Conificación o encrestamiento
- Barrido areal deficiente
- Segregación gravitacional

## 2.6 Variables importantes de los geles poliméricos

Los factores, características o propiedades más importantes en la formulación de un gel son:

### 2.6.1 Tiempo de gelificación

Es el tiempo que tarda la mezcla gelificante en formar el gel a las condiciones de temperatura del yacimiento. El tiempo de gelificación depende fundamentalmente de la temperatura y el pH de la formación, esto es debido a que mientras la temperatura aumenta el tiempo de la formación del gel disminuye, mientras que el pH lo que hace es variar la naturaleza de los componentes del gel.

### 2.6.1.1 Tiempo de gelificación inicial

Tiempo inicial de gelificación, es decir, cuando la mezcla comienza a volverse viscosa. A partir de este momento el pozo comienza a perder inyectividad, lo cual se manifiesta a través de un aumento significativo en la presión de bombeo. Por tanto esta propiedad está ligada al máximo volumen de gel que puede inyectarse a una determinada tasa. En la figura 15 se puede ver una grafica que explica esta propiedad.

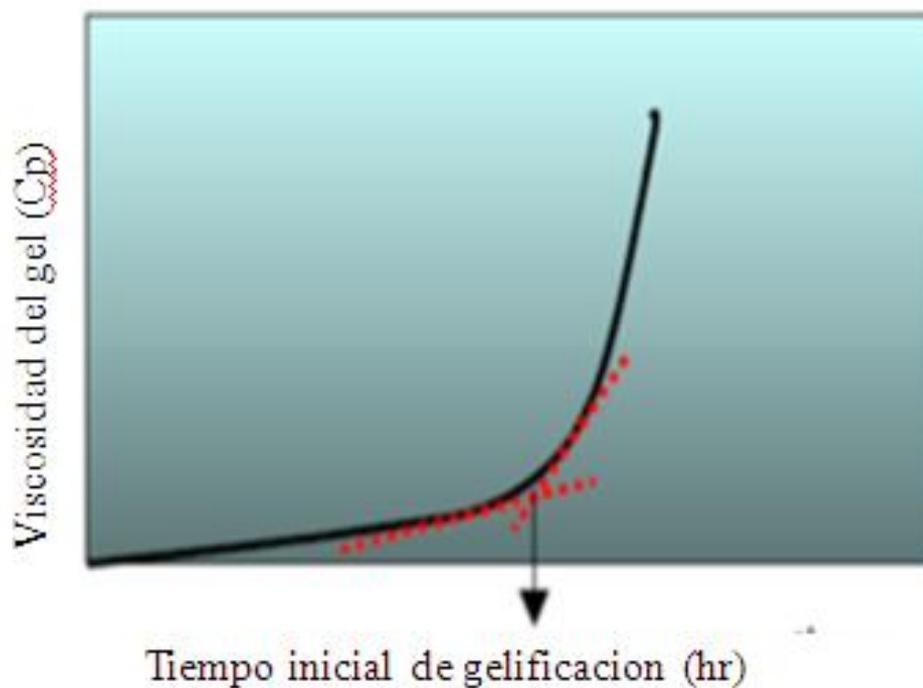


Figura 15. Gráfico de viscosidad del gel vs tiempo de gelificación inicial <sup>[15]</sup>

### 2.6.1.2 Tiempo de gelificación final

Es el tiempo requerido para que la mezcla de polímetro y entrecruzador alcance una consistencia estable, esta propiedad también indica cual es el tiempo que debe estar cerrado el pozo después del tratamiento para asegurar que la consistencia del gel sea la requerida.

## 2.7 Caracterización del gel fuera del medio poroso

### 2.7.1 Pruebas de botellas

Las pruebas de botellas son una técnica económica y directa, y se utilizan para obtener la siguiente información:

1. Una medida cualitativa de la fuerza de gel y de la formación de precipitados.
2. Una medida semi-cuantitativa de la velocidad de gelificación.
3. Una manera conveniente para evaluar la estabilidad en el tiempo de los geles a una temperatura de prueba determinada. <sup>[5]</sup>

En la figura 16 se observan diferentes pruebas de botellas desarrolladas en el laboratorio.



Figura 16. Pruebas de botellas para la determinación de la consistencia de la solución gelificante <sup>[5]</sup>

### 2.7.2 Consistencia del gel

Se refiere a la dureza, elasticidad y movilidad del gel. La consistencia o rigidez del gel determina:

La capacidad del gel para reducir la permeabilidad del medio poroso.

La estabilidad del gel frente a diferenciales de presión.

La magnitud del Efecto de Reducción Desproporcionada de Permeabilidad (Efecto “DPR”). Usualmente mientras el sistema sea más rígido la reducción del paso de fluidos será más pronunciada.

La consistencia de un gel se puede observar mediante una escala cualitativa propuesta por PDVSA (INTEVEP) mostrada en la tabla 1.

Tabla 1. Consistencia de gel <sup>[5]</sup>

CODIGO DE LETRAS PARA LA CONSISTENCIA DEL GEL	DESCRIPCION DEL GEL
A	Sin cambio visual (no hay presencia de gel).
B	Solución viscosa
C	Gel muy suave altamente móvil
D	Gel muy suave móvil
E	Gel muy suave moderadamente móvil
F	Gel suave móvil
G	Gel suave moderadamente móvil
H	Gel suave poco móvil
I	Gel no móvil altamente deformable
J	Gel no móvil moderadamente deformable
K	Gel no móvil poco deformable
L	Gel rígido

## 2.8 Caracterización del gel dentro del medio poroso

La forma más conocida para determinar si un gel es capaz de reducir la permeabilidad relativa de las fases presentes en el medio poroso, es a través del factor llamado Factor de resistencia residual (RRF).<sup>[5]</sup>

### 2.8.1 Factor de resistencia residual (RRF)

Se define como la relación entre la movilidad inicial y la movilidad final de un fluido. Es una medida de la reducción de la permeabilidad a un fluido, ya sea agua o petróleo, lograda luego de aplicar un tratamiento con gel.<sup>[12]</sup> La siguiente ecuación muestra dicha relación:

$$RRF = \frac{Y_{\alpha \text{ antes}}}{Y_{\alpha \text{ despues}}} = \frac{(K_{\alpha}/\mu_{\alpha})_{\text{antes}}}{(K_{\alpha}/\mu_{\alpha})_{\text{despues}}} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

RRF: Factor de resistencia residual, a dimensional.

$Y$ : Movilidad de la fase,  $mD/cP$ .

$K$ : Permeabilidad efectiva a la fase,  $mD$ .

$\mu$ : Viscosidad de la fase,  $cP$ .

$\alpha$ : Petróleo o agua.

A través de la figura 17 (izquierda) se puede apreciar como los factores de resistencia residual para ambos fluidos (agua y petróleo) son altos y su diferencia es mínima, ya que en este caso se estaría frente al comportamiento de estos fluidos bajo la acción de un gel sellante, mientras que en la parte derecha de la figura 17 se aprecia la diferencia de comportamientos de los factores de resistencia residual entre el agua y el petróleo, siendo mayores los del agua debido a que se disminuye la permeabilidad en mayor proporción que al petróleo (gel no

sellante).

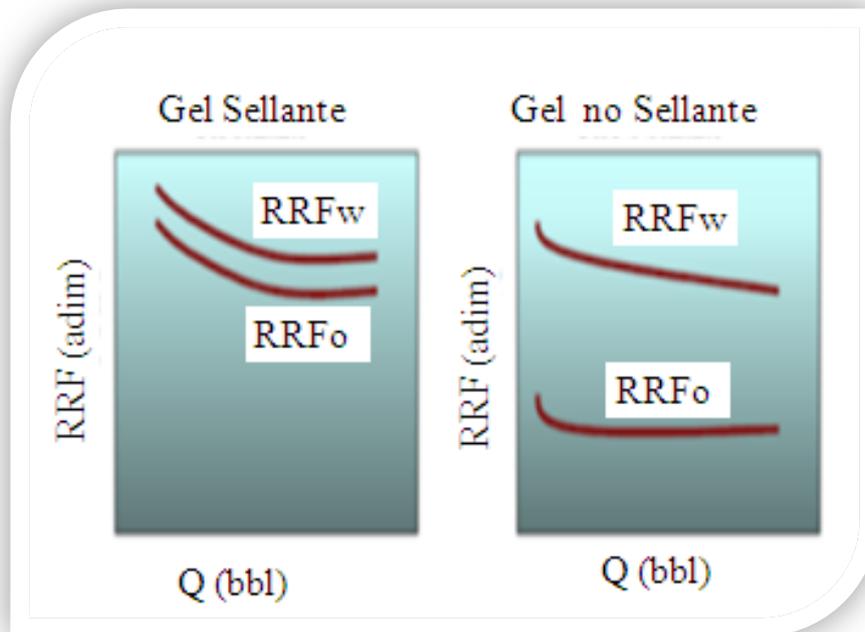


Figura 17. Comparación del RRF para los geles sellantes y no sellantes  
(Modificada)<sup>[15]</sup>

### 2.8.2 Reducción desproporcionada de la permeabilidad (DPR)

Los fluidos DPR tienen la capacidad de reducir la permeabilidad al agua en mayor proporción que la permeabilidad del petróleo.

Una solución gelificante DPR suele ser un producto químico que forma un gel de baja consistencia en el espacio poroso. El flujo del agua inyectada después de la gelificación, es más débil por la presencia del gel. Por lo general, la reducción de la permeabilidad aumenta a medida que disminuye la permeabilidad inicial.<sup>[12]</sup>

Muchas teorías han sido propuestas con la finalidad de explicar el porqué de este fenómeno, pero ninguna ha sido aceptada completamente, dichas teorías son las siguientes:

### 2.8.2.1 El agua y el crudo fluyen a través de canales diferentes

La mezcla gelificante o la solución de polímero penetra preferencialmente los canales de agua reduciendo la movilidad del agua en mayor proporción.

### 2.8.2.2 La teoría del efecto pared

El efecto fundamental de esta teoría es que después de realizar la inyección del polímero este cambia drásticamente las propiedades de flujo de las dos fases, debido a que una película de polímero es adsorbida por las paredes del poro ocasionando cambios en la mojabilidad de los fluidos. <sup>[4]</sup>

El proceso de adsorción de polímeros tiene dos características esenciales:

- Es prácticamente irreversible
- Forma una capa de polímero adsorbido en la superficie de la roca cuyo espesor es de magnitud apreciable frente al tamaño del poro, y evita el flujo de agua sin entorpecer el paso del crudo.

Efectos de la adsorción del polímero en el medio poroso

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. <sup>[6]</sup>

Efecto de lubricación o de deslizamiento: el efecto de lubricación inducido por la capa adsorbida hace que el flujo de la fase no humectante sea más fácil, esto debido a que esta capa adsorbida atenúa la rugosidad de los canales de flujo y forma una película de agua que ayuda a que el petróleo se deslice a través del centro de los poros. <sup>[6]</sup>

En la figura 18 se muestra gráficamente los efectos de pared y de deslizamiento.

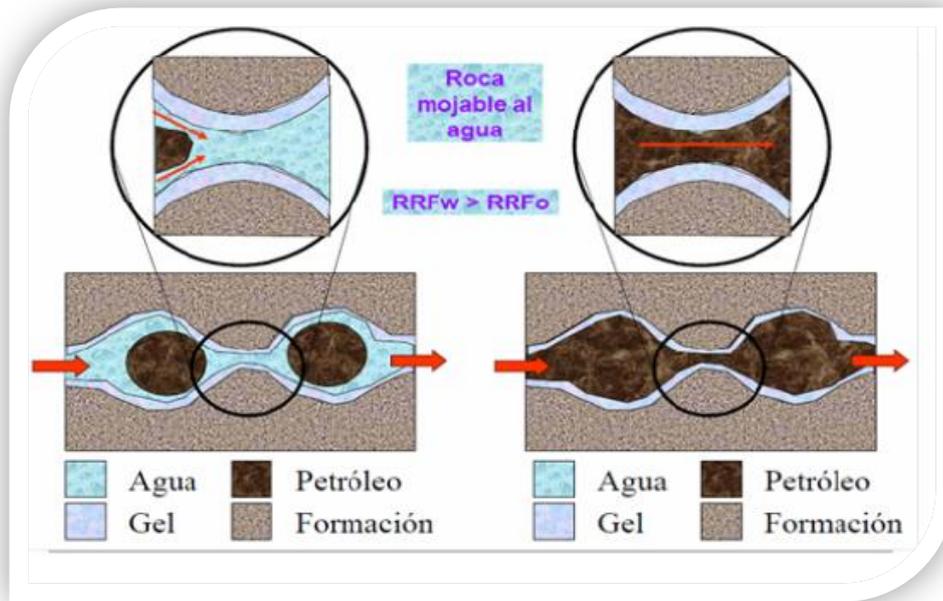


Figura 18. Adsorción de polímeros en el medio poroso. [5]

### 2.8.2.3 Modelo de gota de gel

En rocas mojadas fuertemente al crudo una gota de gel acuoso se forma en el centro del poro causando una restricción al agua y dejando los caminos del crudo sin alteraciones. En la figura 19 se puede observar este fenómeno

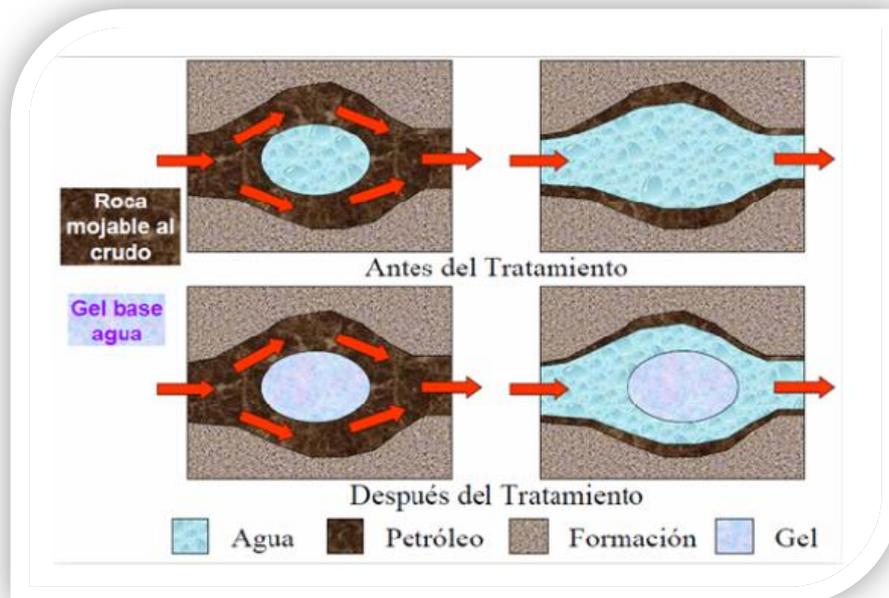


Figura 19. Modelo de gota de gel [5].

#### 2.8.2.4 Cambios de volumen de gel

Los cambios de volúmenes de gel se deben principalmente al hinchamiento del polímero adsorbido en presencia de agua y a que se contrae en presencia de crudo. Aunado a esto, el gel se deshidrata al pasar el crudo a través de él, permitiendo así que se abran los caminos de crudo al disminuir el volumen ocupado por el gel. <sup>[5]</sup>

La mejor manera de observar el efecto DPR en un medio poroso, es realizar un análisis del cambio de permeabilidades efectivas a los fluidos. Este efecto puede ser calculado mediante la ecuación:

$$DPR = \frac{RRF_w}{RRF_o} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde,

**DPR:** Reducción desproporcionada de la permeabilidad, a dimensional.

**RRFW:** Factor de resistencia residual al agua, a dimensional.

**RRFo:** Factor de resistencia residual al petróleo, a dimensional.

#### 2.8.2.5 Pérdida de productividad inducida por tratamientos con geles

Todos los geles, inclusive aquellos con efecto DPR, reducen en cierta manera la permeabilidad al petróleo. Puede ocurrir pérdida de producción del petróleo debido a la aplicación del tratamiento del gel si las zonas productoras no son aisladas de manera correcta durante el tratamiento. La pérdida de productividad de petróleo depende principalmente del tipo de flujo en el pozo. <sup>[9]</sup>

##### 2.8.2.5.1 Flujo lineal

El flujo lineal está asociado a la existencia de fracturas en los alrededores del pozo, o por canales de alta permeabilidad por donde preferencialmente tiende a

fluir el agua, lo que origina que el crudo ubicado en el medio poroso fluya con mayores dificultades. De esta manera, cuando el sistema gelificante es inyectado al yacimiento éste se dispone en estas fracturas, debido a que en ellas es donde se encuentra la mayor permeabilidad del sistema y solo una pequeña cantidad invade el medio poroso alrededor del pozo <sup>[40]</sup>. Se dice que la pérdida de productividad del pozo es mucho menor cuando el flujo es lineal, por ende se tiende a reducir la necesidad de aislar las zonas productoras mientras se realiza la operación de inyección del tratamiento de gel.

#### 2.8.2.5.2 Flujo radial

Cuando el flujo en los alrededores del pozo es radial, los geles tienden a penetrar todas las zonas abiertas también en dirección radial, lo cual favorece que ocurra pérdida de productividad en el pozo, aún si el gel no reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto hace necesario proteger las zonas productoras durante el tratamiento. <sup>[40]</sup>

## **2.9 Criterios para seleccionar pozos productores e inyectores para aplicar un tratamiento gelificante**

Por lo general para realizar la selección de un pozo a ser tratado con un sistema gelificante este debe presentar una elevada producción de agua que afecte considerablemente la producción de petróleo de dicho pozo. La razón principal para seleccionar un pozo productor simplemente es la necesidad de reducir costos de operación y aumentar la productividad en gran escala.

### 2.9.1 Criterios a seguir para seleccionar un pozo horizontal productor a ser tratado con un sistema gelificante

- Pozo con un alto corte de agua ( $\geq 70\%$ )
- Pozos en buen estado mecánico

- Debe haber un diagnóstico confiable de la causa de la producción de agua
- Rango de temperatura de pozo o yacimientos (122-350)° F
- Buena definición del contacto agua petróleo
- Pozos con índices de productividad alto <sup>[5]</sup>

## 2.10 Diseño del tratamiento de gel

Luego de haber identificado de manera clara cuál es problema que ocasiona la alta irrupción de agua y haber identificado cuál será el pozo productor o inyector candidato para ser tratado con sistema gelificante, se procede a realizar el diseño de tratamiento de gel el cuál involucra los siguientes aspectos:

### 2.10.1 Diseño del volumen de gel para un tratamiento

El volumen de gel representa un factor crítico en el diseño del tratamiento para el control de agua. Una de las técnicas empleadas para la estimación de este volumen es de acuerdo a la consideración de los parámetros siguientes:

#### *Radio específico de penetración*

Se ha adoptado como convención o regla de uso para el diseño del volumen de gel un radio de penetración entre 15 y 20 pies para flujo lineal y entre 5 y 10 pies para un bloqueo total o abandono de una zona ofensiva. En cuanto al bloqueo de pozos inyectores, se recomienda un radio de penetración mayor a los 15 pies. <sup>[5]</sup>

Una vez fijado el radio de penetración, basado en los criterios indicados, el volumen de solución gelificante para pozos horizontales se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$V = \pi (R1 - R2) L \cdot \alpha \cdot \beta \quad (\text{Ec. 3})$$

**Donde,**

V: volumen de gel polímero, m<sup>3</sup>

R1: radio de gel, m

R2: radio de líquido sobre-desplazamiento, m

L: Longitud de la sección horizontal, m;

$\alpha$ : Porosidad, %

$\beta$ : Relación del espesor de la arena y la longitud del segmento horizontal <sup>[30]</sup>.

### 2.10.2 Técnicas de colocación de los geles

Los diferentes métodos de colocación de geles son: inyección desde el cabezal del pozo, aislamiento mecánico e inyección dual. La selección de cualquiera de ellos está estrechamente relacionada con la necesidad de protección de las zonas productivas.

#### *Colocación del sistema gelificante por el cabezal del pozo*

Consiste en inyectar el gel directamente a través de la tubería de producción, sin requerir tubería continua. Es la técnica menos costosa por ser la más simple operacionalmente. Sin embargo, su aplicación implica mucho riesgo, ya que no permite selectividad alguna. Ello podría ocasionar daños a la zona productora. Se recomienda su uso cuando hay problemas de comunicación a través de fracturas naturales o inducidas, es decir, cuando el flujo es lineal, y se bombean geles selectivos con efecto DPR. En la figura 20 se muestra de manera esquemática este tipo de colocación. <sup>[14]</sup>

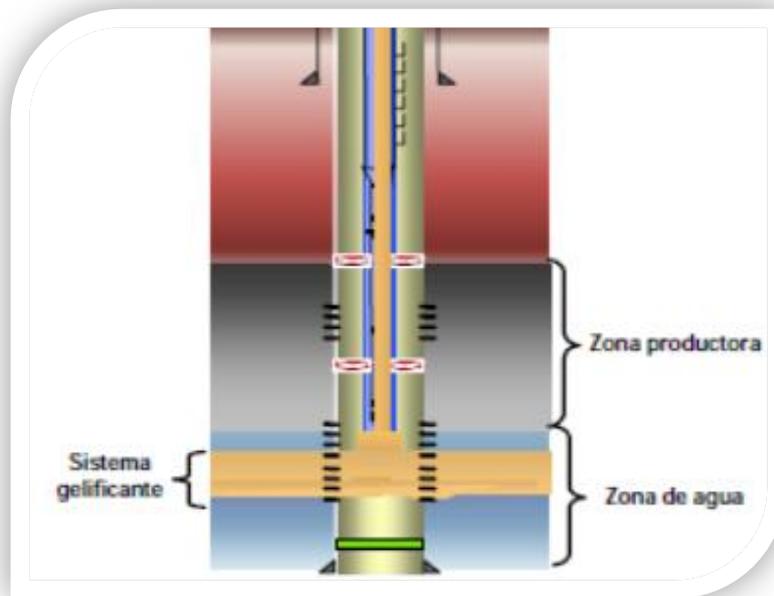


Figura 20. Inyección por cabezal del pozo. <sup>[22]</sup>

*Colocación del sistema gelificante mediante aislamiento mecánico*

Esta técnica consiste en colocar en el pozo una empacadura o tapón inflable, el cual garantiza un aislamiento entre la zona ofensora y la productora. Una vez realizado esto, la inyección puede hacerse con tubería continua o a través de la tubería de producción.

Ésta técnica generalmente lleva a resultados muy efectivos cuando se aplica en arenas que se encuentran separadas hidráulicamente, a nivel de yacimiento, por un sello lutítico.

Se recomienda su uso cuando hay problemas de comunicación matricial sin flujo cruzado. En la Figura 21 se muestra esquemáticamente la manera en que se inyecta gel de manera selectiva. <sup>[14]</sup>

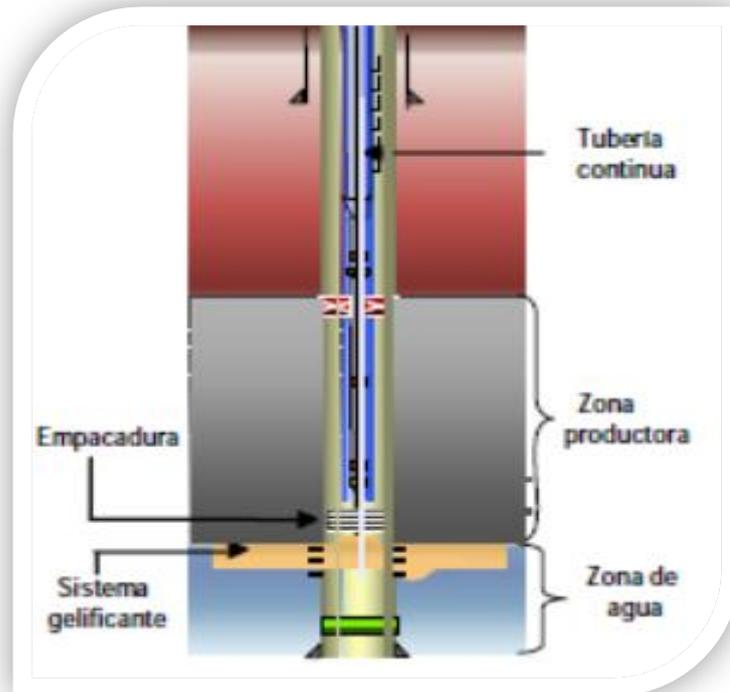


Figura 21. Inyección mediante aislamiento mecánico.<sup>[22]</sup>

#### *Colocación del sistema gelificante mediante inyección dual*

Consiste en inyectar de manera simultánea y a través de tubería continua, tanto un fluido protector a la zona productora como la solución gelificante hacia la zona ofensora. El uso de esta técnica implica un menor riesgo de daño a la zona productora, pero resulta bastante costosa y operacionalmente complicada. Ello, debido a que requiere un monitoreo constante de las presiones de inyección de fondo que garantice que no ocurran fugas de fluidos entre zonas. Se recomienda su uso cuando hay problemas de comunicación matricial con flujo cruzado o mala cementación.<sup>[14]</sup>

En la Figura 22 se muestra otra técnica de inyección selectiva, pero en este caso se inyecta de manera simultánea otro fluido para evitar que la solución gelificante penetre en la zona de hidrocarburos.

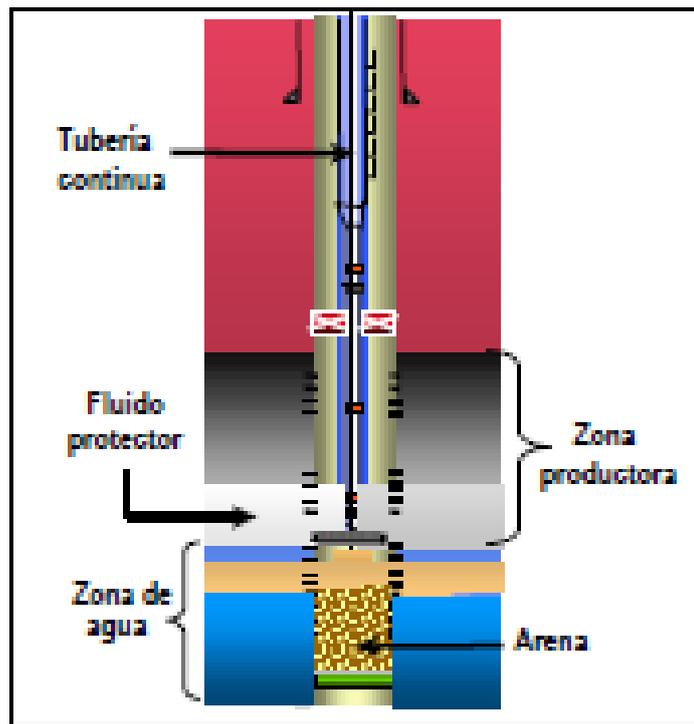


Figura 22. Inyección dual <sup>[22]</sup>

## 2.11 Antecedentes de la aplicación de geles en pozos horizontales

2.11.1 Francesco, V (2007), “Applicability of Water Shutoff Treatment for Horizontal Wells in Heavy-Oil Reservoirs”. Este trabajo presenta resultados de aplicación de tratamiento de geles inorgánicos y modificadores de permeabilidad relativa, con el fin de controlar el agua en pozos horizontales ubicados en yacimientos de crudo pesado. En primera instancia este trabajo hace referencia a la descripción general del comportamiento los yacimientos de crudos pesados, posteriormente se describe el tratamiento de un caso real aplicado en el campo llamado Capitán, el cual es explotado por pozos horizontales.

Debido a la existencia de una gran cantidad de pozos productores con alto corte de agua, se toma la decisión de seleccionar un pozo piloto para la aplicación del tratamiento y observar cual es el impacto del mismo en el control de agua.

El estudio demostró que la aplicación del tratamiento tiene una fuerte influencia

sobre la reducción del agua de los pozos productores, específicamente los pozos que presentan conificación pueden ser tratados si se aplica el tratamiento en la totalidad de la sección horizontal del pozo. Otro aspecto importante de este trabajo es la relación  $K_v/K_h$  a la hora de la aplicación del tratamiento, ya que se menciona que mientras menor sea este parámetro la distribución del gel será diferente en el medio poroso <sup>[34]</sup>.

2.11.2 R.H Lane and R.S serigth (2000), “**Gel Water Shutoff in Fractured or Faulted Horizontal Wells**”. Estos autores explican el avance e impacto que tiene la inyección del tratamiento de geles poliméricos para el control del agua en yacimientos fracturados, explican brevemente como hacer los cálculos para determinar el tamaño de la fractura usando los datos recogidos antes, durante y después de la inyección del tratamiento gelificante.

Es trabajo explica que en los yacimientos altamente fracturados la solución gelificante se dispone preferencialmente hacia el lugar de mayor permeabilidad, es decir, hacia la fractura, lo que ocasiona que los fluidos fluyan a través del medio poroso con mayor libertad pero en la zona de la fractura se reduzca el movimiento de los fluidos, debido a que esta zona existe un cuerpo solido obstruyendo el paso de los mismos y la segregación gravitacional no sea tan impactante en esa zona, esto se obtuvo mediante pruebas de laboratorio.

El caso particular de este trabajo consistió en inyectar un volumen de 1200 bbl de gel a una tasa de 2 barriles por minuto hacia la fractura que atravesaba el pozo productor, ya que el mismo comenzó produciendo una cantidad de 1500 bbl/día de crudo con un corte de agua del 25 %, sin embargo, 3 meses después de la apertura del pozo la tasa de crudo disminuye a 400 bbl/día y el corte de agua aumenta casi al 90 %, después de la aplicación del tratamiento quedo demostrado la efectividad del mismo, ya que el corte de agua se redujo en un 75% <sup>[35]</sup>.

2.11.3 Proaño., A., “**Estudio de la factibilidad de la aplicación de geles como método de control de agua en pozos horizontales**”. En este trabajo explica cómo aplicar el tratamiento de geles selectivos en pozos horizontales, este trabajo inició con un estudio experimental a escala de laboratorio para determinar los parámetros cinéticos y de bloqueo del gel en el modelo de simulación, logrando resultados exitoso para dichas pruebas, posteriormente estos parámetros fueron extrapolados y modelados a escala de campo, con la finalidad de determinar la factibilidad del tratamiento en pozos horizontales.

Se realizo un estudio de las sensibilidades en cuanto al diseño del tratamiento para así obtener parámetros óptimos, este trabajo explica que la aplicación de este tipo de geles es factible para pozos con limitaciones de manejo de agua en superficie, en los que la cantidad de agua producida es perjudicial para la producción de petróleo. Es importante mencionar que los parámetros que poseen mayor impacto sobre la RAP son el volumen y el punto de inyección del tratamiento, demostrado esto con la reducción del corte de agua de hasta un 50 %, sin embargo este trabajo especial de grado recomienda realizar un estudio a profundidad de la cinética de la gelificacion.

2.11.4 Velásquez A.,” **Estudio de simulación numérica de yacimiento para la evaluación de la aplicación de tratamiento de geles como método de control de agua en el yacimiento G-10 GF-1 del campo Guafita Norte, estado Apure**”. Este trabajo evalúa la aplicación de tratamientos de geles poliméricos como método de control de agua, debido al gran problema de producción de agua presentado por los pozos productores y la cual ha llevado al cierre prematuro de los mismos, consecuencia de un acuífero activo en la zona.

Los pasos necesarios para el desarrollo de este trabajo, consistió en diagnosticar debidamente el problema de irrupción de agua y a su vez tomar la decisión de que metodología aplicar para la inyección del gel, con la finalidad de estimar el impacto que tendría éste método sobre la productividad del pozo.

Al momento de finalizar el tratamiento, los resultados obtenidos positivos en la aplicación del tratamiento, es decir, se logro reducir el corte de agua de 52 % a 5

% inyectando un volumen máximo de gel alrededor de los 2300 barriles, sin embargo, esta reducción solo se pudo mantener durante 153 días. Una de las recomendaciones de este trabajo especial de grado es realizar pruebas de laboratorios para la adsorción del gel y un análisis económico que demuestre que aplicación del tratamiento es económicamente rentable.

## **2.12 Simulación de yacimientos**

La simulación de yacimientos es una ciencia que combina la física, la matemática, la geología, la ingeniería de yacimientos y la programación de computadores que permiten desarrollar herramientas para pronosticar el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación, con el fin de predecir el comportamiento de un determinado yacimiento y lograr optimizar las condiciones operacionales para lograr el mejor factor de recobro.

Básicamente, un modelo matemático de simulación de yacimientos, consiste en un número determinado de ecuaciones que expresan el principio de conservación de masa y/o energía, acoplado con ecuaciones representativas al flujo de fluidos, temperatura y/o la concentración de estos fluidos a través de medios porosos. <sup>[24]</sup>

### **2.12.1 Clasificación de los simuladores de yacimientos**

Debido a la necesidad de la industria petrolera en desarrollar procesos de recuperación más complejos, se han creado una serie de simuladores, los cuales pueden clasificarse en función a las características del yacimiento que se desea estudiar o el tipo del proceso físico que se desea reproducir. Estos pueden ser denominados de la siguiente manera: petróleo negro, composicional, térmico y químico.

*Simuladores de petróleo negro.*

Los simuladores de petróleo negro (Black oil) pueden modelar el flujo de fluidos en yacimientos donde se asume que la conservación de la masa coexiste en tres fases distintas: agua, petróleo y gas. Este tipo de simulador cuenta con mecanismos de desplazamiento básicos para la recuperación de petróleo como: la expansión del sistema roca-fluido, desplazamiento, segregación gravitacional e imbibición.<sup>[24]</sup>

*Simuladores composicionales*

Los modelos de simulación composicional se utilizan para simular los procesos de recuperación para los cuales no son factibles las suposiciones hechas en modelo de petróleo negro. En esta categoría se incluyen los yacimientos de gas y condensado con condensación retrógrada y los yacimientos de petróleo volátil, cuya composición varía continuamente al existir pequeños cambios de presión y/o temperatura. Este tipo de simuladores supone en cambio, que los fluidos contenidos en el yacimiento son una mezcla formada por  $n$ -componentes.<sup>[24]</sup>

Las propiedades de las fases gas - aceite y su equilibrio se calculan por medio correlaciones que están en función de la presión y de la composición y más recientemente por medio de ecuaciones de estado.

Este tipo de simuladores tienen aplicaciones generalmente en los siguientes casos:

- Yacimientos que caen por debajo del punto de rocío durante el agotamiento.
- Inyección de gas seco.
- Inyección miscible de gas enriquecido o gas de alta presión.
- Yacimiento de petróleo volátil.

### *Simuladores de procesos térmicos*

Este tipo de simulador es similar al composicional con la diferencia de que pueden modelar procesos no isotérmicos. Para ello deben utilizar una ecuación adicional para cuantificar la conversión de energía.

Este tipo de simulador es muy útil para la optimización de recobros en procesos térmicos (inyección alterna y continua de vapor, combustión en situ) y predicciones de campo o de cotejo de datos de laboratorio.

### *Simuladores de doble porosidad / permeabilidad*

Estos simuladores sirven para modelar el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados. El comportamiento de flujo de este tipo de yacimientos debe ser considerado más complejos que el de porosidad y permeabilidad simple.

### *Simuladores de procesos químicos*

Este tipo de simuladores modelan el flujo de fluidos y el transporte de masa ocasionado por la dispersión, adsorción, fraccionamiento y comportamientos complejos de fase. Los modelos de flujo químico incluyen a los procesos de inyección de polímeros, geles, surfactantes y álcalis.

Los procesos químicos involucran interacciones complejas roca/ fluido como el intercambio iónico, la adsorción de los químicos en la roca, el flujo de tres o más fases y los esfuerzos viscosos de corte <sup>[17]</sup>.

Este tipo de simuladores deben ser considerados con un grado de complejidad bastante elevado ya que ellos pueden estudiar la interacción q existe entre los fluidos de tratamiento y los fluidos existentes en el yacimiento. <sup>[24]</sup>

### **2.13 Modelos de simulación numérica.**

Los modelos de simulación numérica constituyen una representación en cada instante del proceso del yacimiento que se desea observar. Normalmente la utilización de una simulación numérica es para estudiar un problema que requiere una cuidadosa planificación del modelo matemático a utilizar y de los algoritmos necesarios para resolver dicho modelo.

La construcción de un modelo de simulación está ligada principalmente a dos etapas. 1) Modelo Estático, 2) Modelo Dinámico

#### **2.13.1 Modelo estático de yacimientos**

La construcción de un modelo de simulación es iniciada con el desarrollo del modelo estático del yacimiento en estudio, ya que es el encargado de representar las propiedades del medio poroso del yacimiento a partir de datos extraídos de pruebas realizadas en diferentes puntos del mismo. La construcción del modelo estático está basada en métodos geoestadísticos que integran datos cualitativos (geológicos) y cuantitativos (geofísicos y de laboratorio) con la finalidad de generar una matriz en la cuales se presenten los valores de cada propiedad de la roca.

Un modelo estático es aquel que representa las propiedades de un yacimiento que no varían en función del tiempo, como son el caso de las permeabilidades, porosidades, topes, fallas, etc.

#### **2.13.2 Modelo dinámico de yacimientos**

Este modelo incluye el modelo estático y además las propiedades del yacimiento que varían en función del tiempo, como es el caso de los fluidos en sitio, presiones, saturaciones y producción de petróleo, agua y gas entre otra.

## 2.14 Modelaje de la inyección del sistema gelificante.

### 2.14.1 Cinética de gelificación

Este parámetro proporciona información sobre de la velocidad a la cual la reacción de gelificación se ejecuta. Esta rapidez depende de la naturaleza de los reactivos del sistema, la concentración de las especies que reaccionan, el efecto de la temperatura, la naturaleza del medio de reacción y la presencia de agentes catalíticos.<sup>[32]</sup>

### 2.14.2 Rapidez de reacción

La cinética de una reacción está determinada por la rapidez de formación y la rapidez de descomposición. Uno de los factores más importantes es la concentración de los reactivos. Cuanto más partículas existan en un volumen, más colisiones hay entre las partículas por unidad de tiempo. La medida de la rapidez de reacción implica la medida de la concentración de uno de los reactivos o productos a lo largo del tiempo, es decir, para medir la rapidez de una reacción es necesario medir la cantidad de reactivo que desaparece por unidad de tiempo, o bien la cantidad de producto que aparece por unidad de tiempo.<sup>[32]</sup>

### 2.14.2 Orden de reacción

El orden de reacción con respecto a un reactivo es el exponente de su término de concentración en la ley de rapidez. El orden de la reacciones se determina experimentalmente.

En el caso de que la reacción sea elemental, es decir, que se produce en una sola etapa, el número de moléculas que participan en la reacción es igual a la estequiometría total de la reacción y las concentraciones de reactivos se elevan a su correspondiente coeficiente estequiométrico. En caso contrario, cuando las reacciones

son más complejas no tienen por qué estar relacionados con el coeficiente estequiométrico de cada uno de los reactivos.<sup>[32]</sup>

### 2.14.3 Constante de reacción

La energía cinética sirve para originar las reacciones, pero si las moléculas se mueven muy lento, las moléculas sólo rebotarán al chocar con otras moléculas y la reacción no sucede.

La constante de rapidez de una reacción ( $k$ ) depende también de la temperatura ya que la energía cinética depende de ella. La relación entre  $k$ , la energía de activación y la temperatura está dada por la ecuación de Arrhenius<sup>[41] [32]</sup>. La ecuación es la siguiente:

$$K = A \cdot e^{-\left(\frac{Ea}{RT}\right)} \quad (\text{Ec } 4)$$

Donde,

A: factor de frecuencia.

Ea: Energía de activación.

R: Constante universal de los gases

T: Temperatura.

### 2.14.4 Adsorción del gel

La adsorción es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapados o retenidos en la superficie de un material. En este caso, la adsorción del gel es la formación de una película líquida de gel en la superficie de la roca y se expresa en unidades de masa de gel por volumen de roca, es decir,  $\text{gr}_{\text{gel}}/\text{cm}^3$ .

Una manera de analizar los niveles de adsorción de un gel en el medio poroso, es mediante el empleo de la isoterma de Langmuir, que se utiliza cuando el proceso

involucrado en la adsorción es del tipo químico y algunas veces del tipo mecánico o físico.<sup>[32]</sup>

La isoterma de Langmuir puede expresarse mediante la siguiente ecuación.

$$C_{S_{fs}} = \frac{A * C_{S_{fl}}}{1 + B * C_{S_{fl}}} \quad (\text{Ec } 5)$$

Cuando  $1 \gg B * C_{S_{fl}}$ , la ecuación 5 se reduce a:

$$C_{S_{fs}} = A * C_{S_{fl}} \quad (\text{Ec } 6)$$

Pero por el contrario cuando  $1 \ll B * C_{S_{fl}}$ , la ecuación 6 se reduce a:

$$C_{S_{fs}} = \frac{A}{B} \quad (\text{Ec } 7)$$

Donde,

A y B: Constantes relacionadas con el calor de adsorción y parámetros cinéticos del sistema.

$C_{S_{fs}}$  : Concentración del soluto en la fase sólida.

$C_{S_{fl}}$  : Concentración del soluto en la fase líquida.

$\frac{A}{B}$ : Valor máximo de adsorción.

## CAPÍTULO III

### 3. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

#### 3.1 Área de estudio

Es importante mencionar que la mayoría de los pozos horizontales existentes en Venezuela se encuentran en la Faja Petrolífera del Orinoco, y son estos hoy en día los que representan un gran potencial energético por la cantidad de reservas probadas que se encuentran en esa zona.

Es por esto que el modelo de simulación desarrollado en este trabajo se construyó con base a las características pertenecientes al Bloque Junín.

El área de Junín (anteriormente conocida como Zuata) se encuentra ubicada en el Oriente de Venezuela, posee una extensión areal de 14580 Km<sup>2</sup> enmarcada dentro de los estados Anzoátegui y Guárico. Este bloque está conformado por 14 sub-bloques y comprende las áreas operadas por PDVSA (Cabrutica) y Petrocedeno, las cuales producen un crudo extra pesado con promedio de 8,5 ° API, el cuál es procesado y comercializado como un crudo sintético de alta calidad. En la figura 23 se observa la ubicación del área de estudio.



Figura 23. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco

La producción principal del campo Junín depende de aproximadamente de 400 pozos horizontales, estos pozos poseen aproximadamente 7000 pies de longitud, de los cuales 4000 pies están conectados a la arena productora a través de liner ranurado, el levantamiento artificial comúnmente usado para la producción de esta campo consta de bombas de cavidades progresivas BCP <sup>[33]</sup>.

Los yacimientos principales pertenecen a la Formación Oficina, la cual está compuesta por una serie de arenas no consolidadas y lutitas apiladas. En la Figura 24, se puede observar el sistema depositacional, dividido en dos partes, la parte somera de origen deltaico y la parte profunda de origen fluvial, hacia la parte basal de la formación oficina existe un gran acuífero regional.

También es importante mencionar que el área de Junín posee arenas de muy buena calidad, ya que la porosidad esta alrededor de 30 % y la permeabilidad se encuentra en un rango de (15 – 20) D <sup>[33]</sup>.

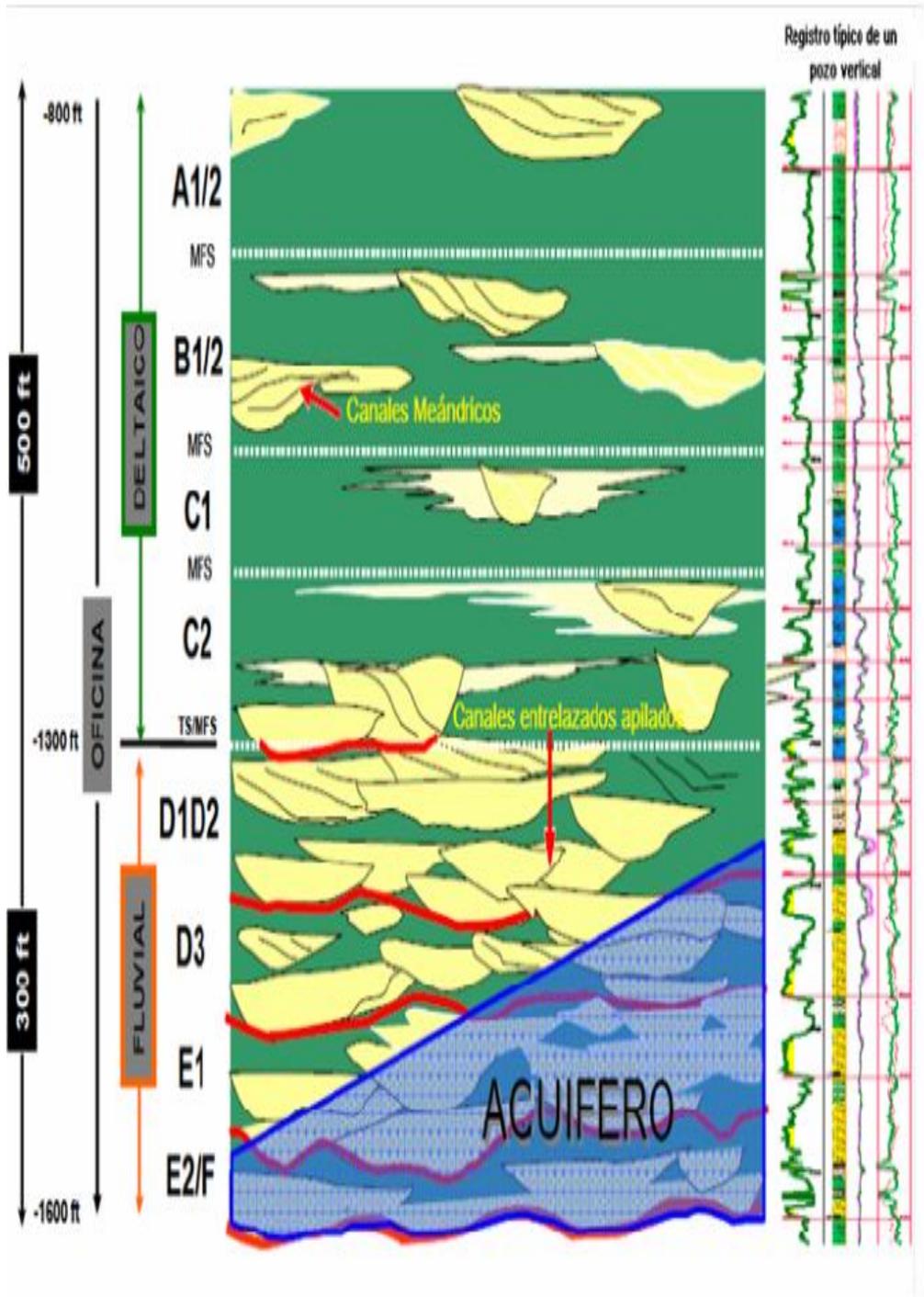


Figura 24. Sistema deposicional del bloque Junín <sup>[33]</sup>  
(Mod. Ortega)

## CAPÍTULO IV

### 4. METODOLOGIA

#### 4.1 Metodología de la Investigación

La investigación científica se concibe como un conjunto de procesos sistemáticos y empíricos que se aplican al estudio de un fenómeno; se puede manifestar de tres formas: cualitativa, cuantitativa y mixta. Es importante recordar que cada una de ellas es valiosa y respetable por igual, cuyos objetivos se persiguen con el fin de dar solución a un problema existente. En otras palabras, la investigación se justifica simplemente por la necesidad de dar respuestas sobre un problema que resulta de interés dentro del mundo científico, por más que no se aprecien aplicaciones directas a partir de sus resultados <sup>[37]</sup>.

En este capítulo se describe detalladamente cada una de las etapas a seguir para llevar a cabo el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado y dar cumplimiento a los objetivos planteados.

#### 4.2 Tipo de investigación.

La investigación de este Trabajo Especial de Grado se realizó de forma cuantitativa, a un nivel evaluativo, ya que la intención es evaluar los resultados de una variación de parámetros durante la inyección de Multigel® el pozo A1 de la FPO, tales como: tasa de inyección de la solución gelificante, presión de inyección, volumen de gel, entre otros, con el fin de predecir el comportamiento de producción post tratamiento y su rentabilidad económica. Aunado a esto se busca evaluar de manera detallada cual de dichas variables genera un impacto importante en la inyección y colocación de un sistema gelificante en las cercanías del pozo para el control de la producción excesiva agua. Este tipo de investigación busca obtener resultados cuantitativos y se orienta hacia la solución de un

problema en específico <sup>[38]</sup>.

También cabe mencionar que en las investigaciones evaluativas se propone describir y comprender las relaciones entre las variables; así como el establecimiento de la secuencia casual de un hecho estudiado <sup>[39]</sup>.

### **4.3 Diseño de la investigación**

Es el plan global que integra de modo coherente y apropiado el contexto del estudio propuesto, permite orientar desde el punto de vista técnico el proceso de investigación desde la recolección de los primeros datos hasta el análisis e interpretación de los resultados de los mismos en función de los objetivos específicos definidos.

El diseño de la presente investigación será de campo, el cual permite establecer una interacción entre los objetivos y la realidad de la situación, y proporciona al investigador un estudio más completo permitiendo plantear hipótesis para futuros trabajos.

### **4.4 Revisión bibliográfica**

En esta etapa de la investigación se realizó una revisión exhaustiva en la literatura que abarca los siguientes aspectos: control de la producción de agua excesiva en pozos horizontales, tópicos relacionados con el proceso de inyección de sistemas gelificantes en pozos horizontales productores de petróleo, las causas de esta producción perjudicial, herramientas y técnicas de identificación de estos problemas y, acciones y tecnologías para corregirlos.

A partir de esta revisión bibliográfica se establecieron los objetivos, el alcance y las limitaciones del trabajo, las cuales se mencionan en forma detallada en el Capítulo I.

Entre algunos de los trabajos especializados relacionados con el tema que fueron revisados se encuentran: trabajos previos relacionados con la investigación, informes técnicos de PDVSA Intevep, Trabajos Especiales de Grado, artículos SPE, entre otros.

#### **4.5 Recopilación de la información**

La información recopilada para la evaluación y diagnóstico de los pozos de los pozos A1 y A2, provienen de distintas fuentes tales como:

- Registros eléctricos
- Registros de desviación
- Historiales de producción
- Historiales de presiones

La data de producción fue extraída de la base de datos “Post monitor” utilizada por área operacional, al igual que los registros eléctricos y de desviación fueron suministrados por el personal del área operacional.

Para la simulación numérica de yacimiento se utilizó el modelo existente del área como base para las propiedades petrofísicas y presiones de yacimiento, sin embargo, se extrajo un modelo sectorial de la zona cercana a los pozos A1 y A2, el cual fue modificado para obtener el cotejo histórico.

#### **4.6 Diagnóstico para determinar la procedencia del agua a través de métodos gráficos y analíticos**

Para determinar el origen del agua producida del yacimiento en estudio, se utilizaron solo dos pozos, los cuales se encuentran en condición activas y producen un alto corte de RAP (Relación Agua-Petróleo), estos pozos son llamados pozo A1 y A2.

Las técnicas empleadas para dicho diagnóstico consistieron en observar el registro eléctrico y la sísmica del pozo A1 el cual indica el punto exacto de la irrupción de agua.

#### **4.7 Evaluación del efecto de un gel sellante para control de agua en un pozo horizontal a través de la simulación numérica de yacimientos**

Para el estudio del comportamiento de la inyección de gel, se extrajo un submodelo del modelo full field, este sector involucra los pozos A1 y A2 los cuales representan el comportamiento real de producción de la macolla estudiada, sin embargo la inyección del sistema gelificante solo se hizo en el pozo A1, con lo cual se evaluó el funcionamiento del sistema, es decir, ¿el tratamiento es efectivo en cuanto a la reducción de la producción de agua?

Para realizar este trabajo especial de grado se utilizó el simulador comercial denominado STARS. El simulador STARS se presenta en diferentes interfaces, puede ser un modelo trifásico, multicomponente, y térmico para yacimientos convencionales de petróleo pesado y extra pesado, es desarrollado por la plataforma “Computer Modeling Group” (CMG). Puede ser utilizado como un simulador multicomponente, multifase e isotérmico.

El simulador incluye la definición de componentes dispersos de una fase en otra, entre sus principales fortalezas, está la de modelar reacciones químicas.

#### **4.8 Pozos en estudio para la inyección del gel**

En el proceso de ajuste histórico de producción fue de suma importancia seleccionar de la macolla en estudio (ver figura 25), la cual contiene 11 de sus 14 pozos completados en la arena productora, los pozos A1 y A2 fueron tomados como caso de estudio para este trabajo, ya que desde el punto de vista de producción de agua son los únicos pozos que poseen un comportamiento similar.

Esto fue posible identificarlo mediante los gráficos de producción de los pozos,

(ver figura 26), en esta figura se observan los gráficos de producción del pozo A1, A2 y del pozo A3, este ultimo sirve como referencia para visualizar el comportamiento de los demás pozos completados en la arena productora, los cuales indican no poseer un corte de agua superior al 25 %, sin embargo, los dos primero pozos A1 y A2 sobrepasan el 90 % del corte de agua.

El modelo inicial de simulación contenía de 14 pozos, sin embargo, se realizó un sub modelo donde solo estuvieran presentes el pozo A1 y su vecino con mayor influencia en cuanto a producción de agua el pozo A2, estos pozos se encuentran a una distancia de 610 ft, es importante mencionar que esta distancia es referida al inicio de la perforación horizontal de cada uno de los pozos. En la figura 27 se puede observar una vista de planta de la configuración del sub-modelo y los 2 pozos en estudio.

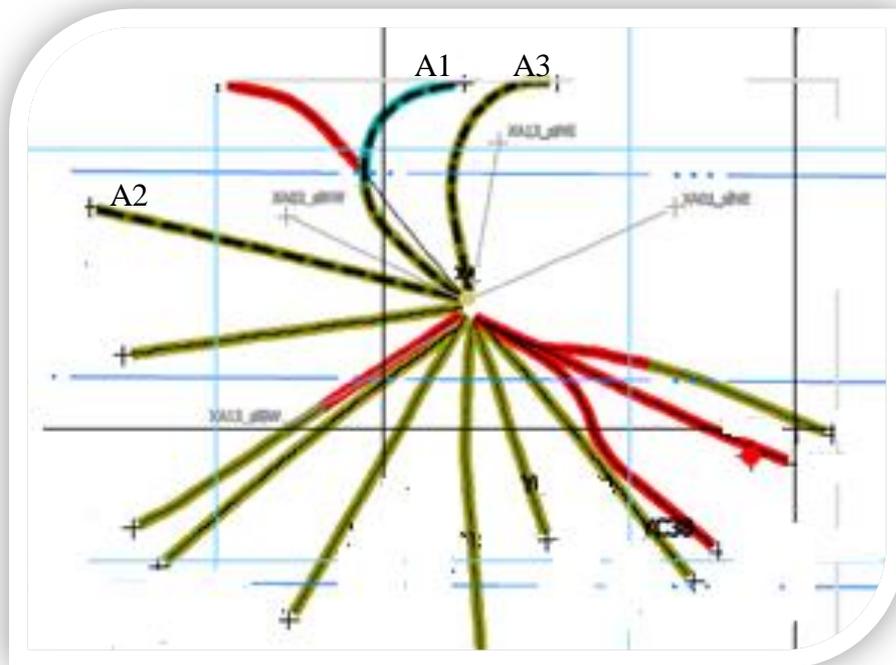


Figura 25. Vista de planta de la macolla en estudio.

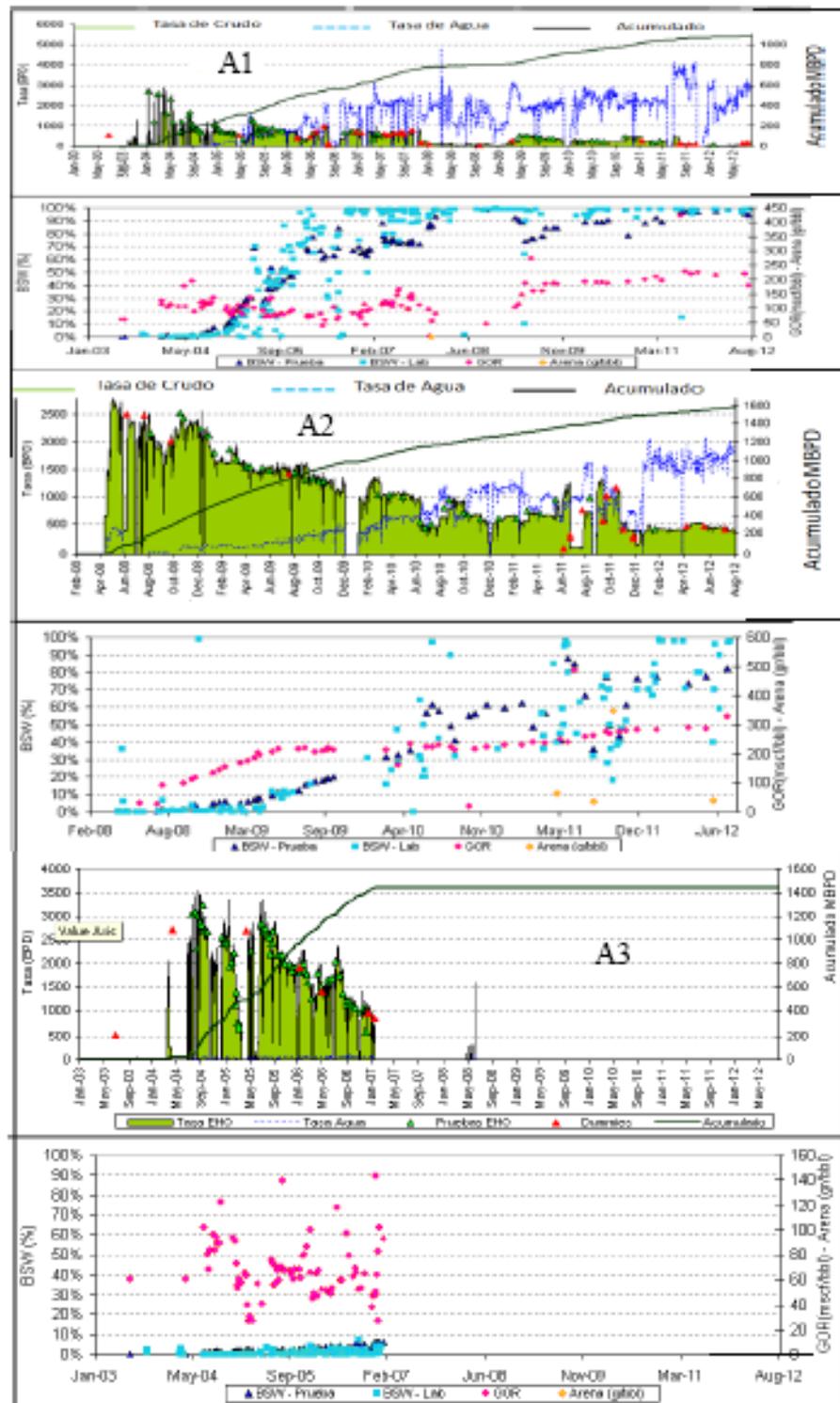


Figura 26. Historiales de producción de los pozos A1, A2 y A3 respectivamente

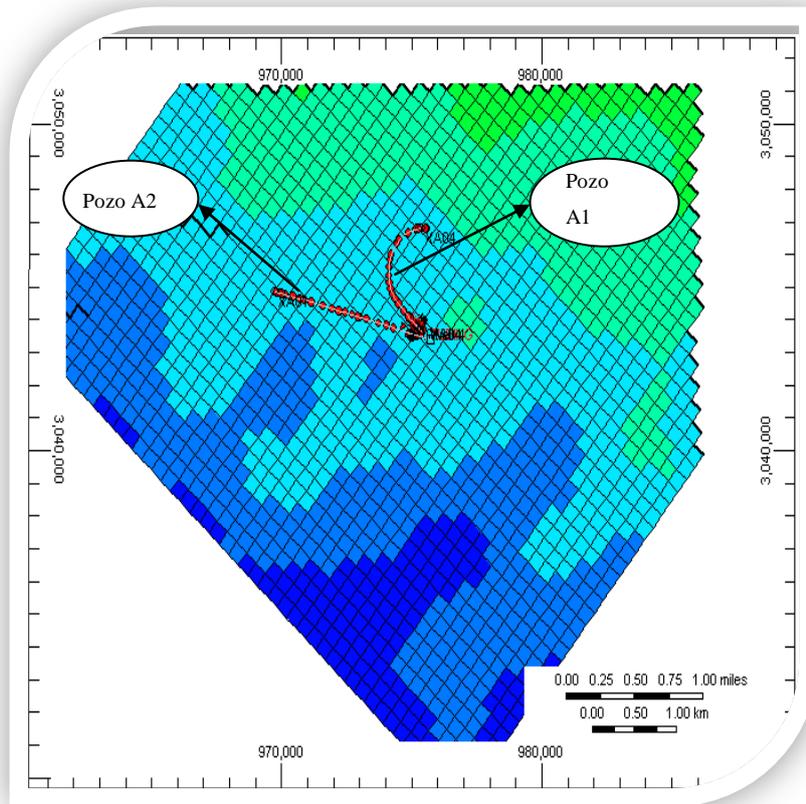


Figura 27. Vista de planta del sub modelo de simulación mostrando los pozos en estudio.

#### 4.9 Cotejo histórico de producción de los pozos A1 y A2

Como primer paso se realizó el cotejo histórico de producción de los pozos A1 y A2 respectivamente, con el fin de obtener una mejor representatividad de las condiciones reales de producción y así lograr reducir la incertidumbre en las predicciones de producción de los pozos en estudio.

En base a esto, la estrategia tomada para realizar el ajuste del cotejo histórico fue la siguiente:

- 1) Revisión del modelo estático existente
  - a. Mallado
  - b. Distribución de la porosidad

- c. Distribución de la permeabilidad
- d. Net to Gross

2) Revisión del modelo dinámico

- a. Curvas de permeabilidad relativa
- b. Revisión del contacto agua petróleo (CAP) a través de los registros de pozos y ubicación del acuífero.
- c. Tasa de producción de líquido.

4.9.1. Mallado de simulación.

Para la definición areal del mallado se tomó en cuenta inicialmente el área del yacimiento donde están ubicados los pozos de estudio.

La malla cartesiana del sub modelo consta de 92.736 bloques (56x46x36) con dimensiones aproximadas en X e Y alrededor de 500 pies, mientras que en la dirección Z las dimensiones de la malla varían de 7 a 30 pies, aproximadamente. La figura 28 muestra una vista 3D del modelo de simulación y los dos pozos en estudio.

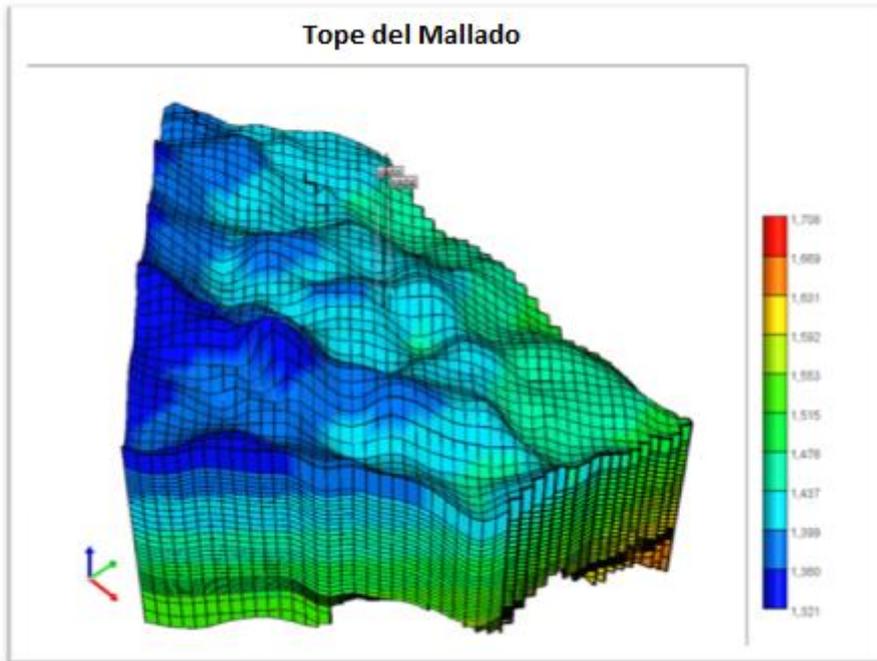


Figura 28. Vista 3D del mallado de simulación del sub modelo

#### 4.9.2 Propiedades de la roca

Las propiedades petrofísicas de la roca (porosidad, permeabilidad y “net to gross”) fueron verificadas según los registros eléctricos de los pozos en estudio. Es importante mencionar que los modelos de permeabilidad y porosidad fueron visualizados con el software Petrel.

##### *Revisión del modelo de porosidad del modelo de simulación*

Las características de esta propiedad fueron debidamente revisadas y consultadas en los estudios petrofísicos existentes e informes relacionados, con la finalidad de verificar que la misma estuviese dentro del rango de valores indicado para el área de Junín. Se pudo observar que el modelo de simulación presentaba una porosidad que varía en un rango de 11 a 41 % <sup>[21]</sup> coincidiendo así con los datos teóricos consultados, también se pudo observar que los valores promedios de porosidad cargados en el modelo están entre 25 a 32 %, como se muestra en el histograma de distribución de porosidad, ver figura 29.

Es importante mencionar que el modelo de porosidad cargado en el modelo original es consistente en función de la volumetría esperada para el área de estudio.

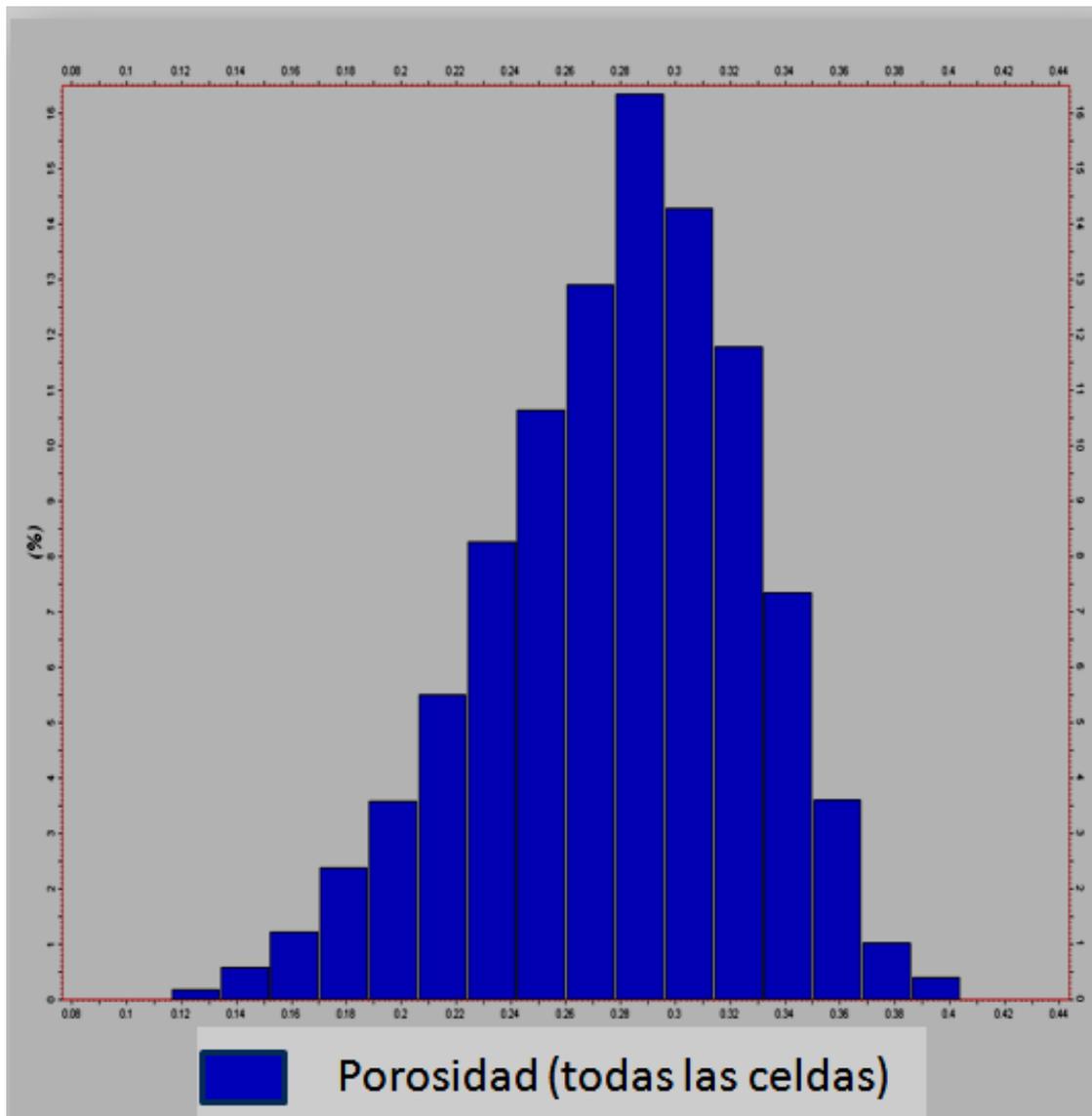


Figura 29. Histograma de la distribución de porosidad.

En la figura 30 se observa una vista 3D del mallado de simulación con esta propiedad, el cual muestra que las celdas de color rojo presentan valores de porosidad mayores a 0,275 mientras que las celdas de color verde muestran los valores de porosidad alrededor 0,175.

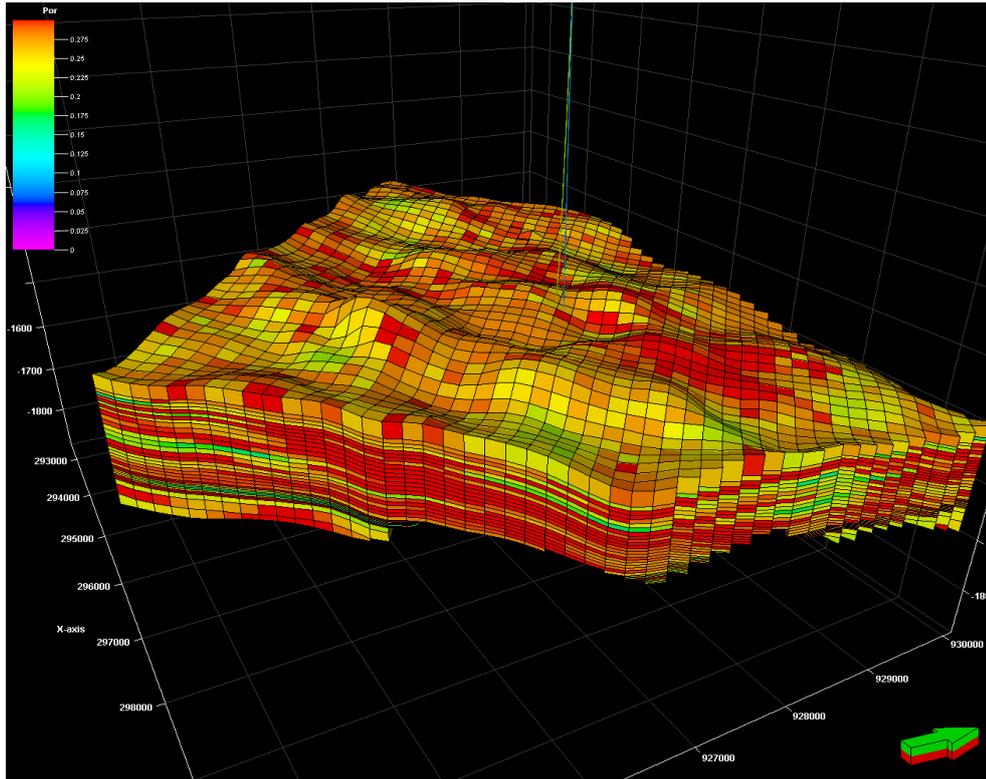


Figura 30. Vista 3D de la distribución de porosidad contenida en el sub modelo

#### *Revisión del modelo de permeabilidad existente.*

Se consideró realizar el estudio a profundidad del comportamiento de permeabilidad existente en el sub modelo de simulación, al realizar esto se pudo observar que la distribución de permeabilidad existente no era representativa para el área de estudio, los valores de permeabilidad existentes en este sub modelo variaban en un rango de 0 a 80 D, lo que afecta el comportamiento de producción de los pozos en estudio.

Por tal motivo se realizaron sensibilidades de esta propiedad, con la finalidad de obtener la malla de permeabilidad más representativa de la zona de estudio, los nuevos valores de permeabilidad obtenidos varían entre (800 – 15000) <sup>[33]</sup> mD aproximadamente.

Es importante mencionar que debido a la perforación realizada (producto de un error operacional) al tope de la lutita, llamado en este trabajo de ahora en adelante (Hoyo), causante de la comunicación de la arena productora de agua con la arena productora de crudo, por tal razón, se tomó de decisión de realizar la simulación de este evento en el sub modelo y así reproducir esta acción, la manera como se realizó fue colocando valores de permeabilidad de 36000 mD, en todas las dirección a las celdas: (26, 26 ,23), (26,26 24), (26, 26,25).

En la figura 31 se puede observar el histograma de permeabilidad inicial que poseía el modelo de simulación.

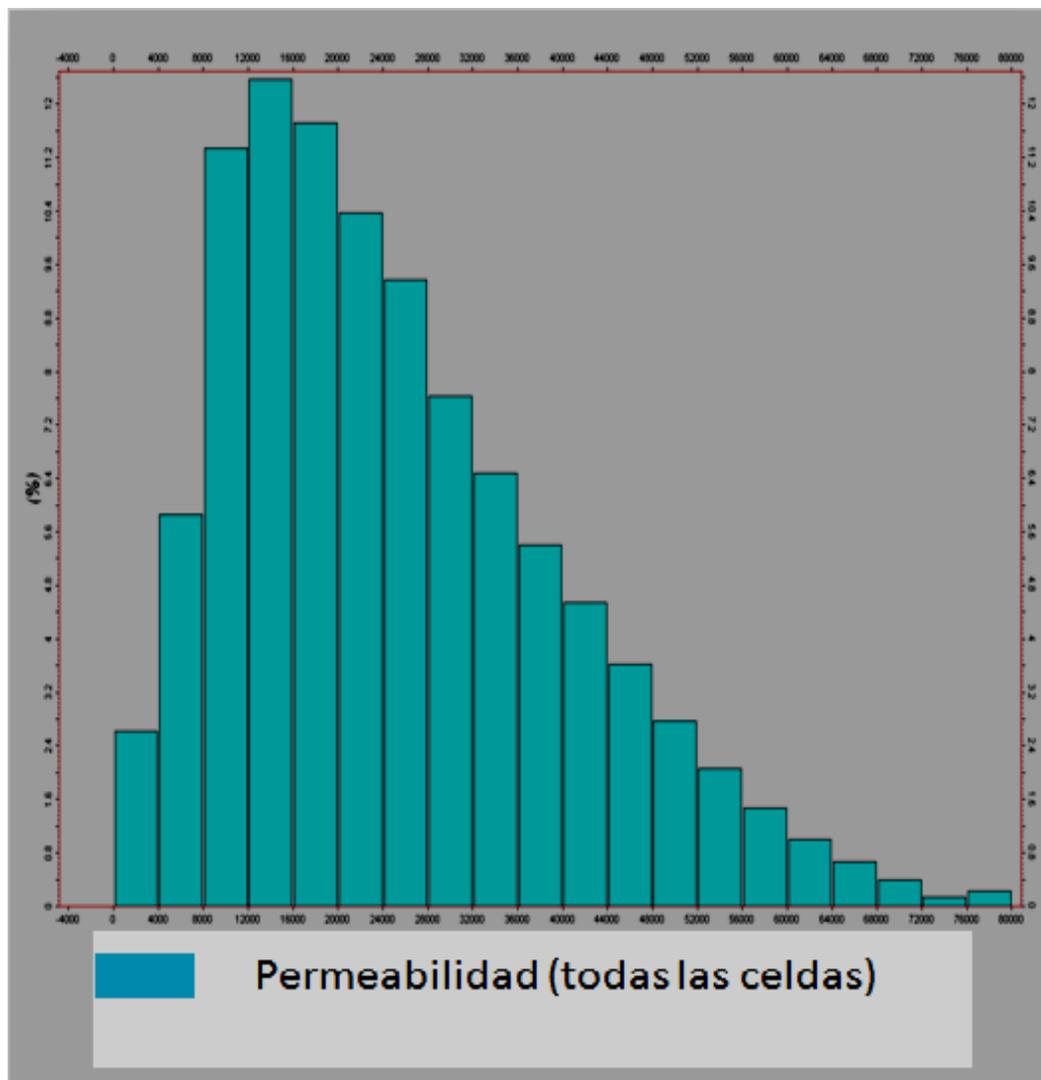


Figura 31. Histograma de distribución de permeabilidad del sub modelo de simulación

En la figura 32 se puede observar una vista en 3D del modelo de permeabilidad, el cual cumple con las características del histograma anteriormente mencionado.

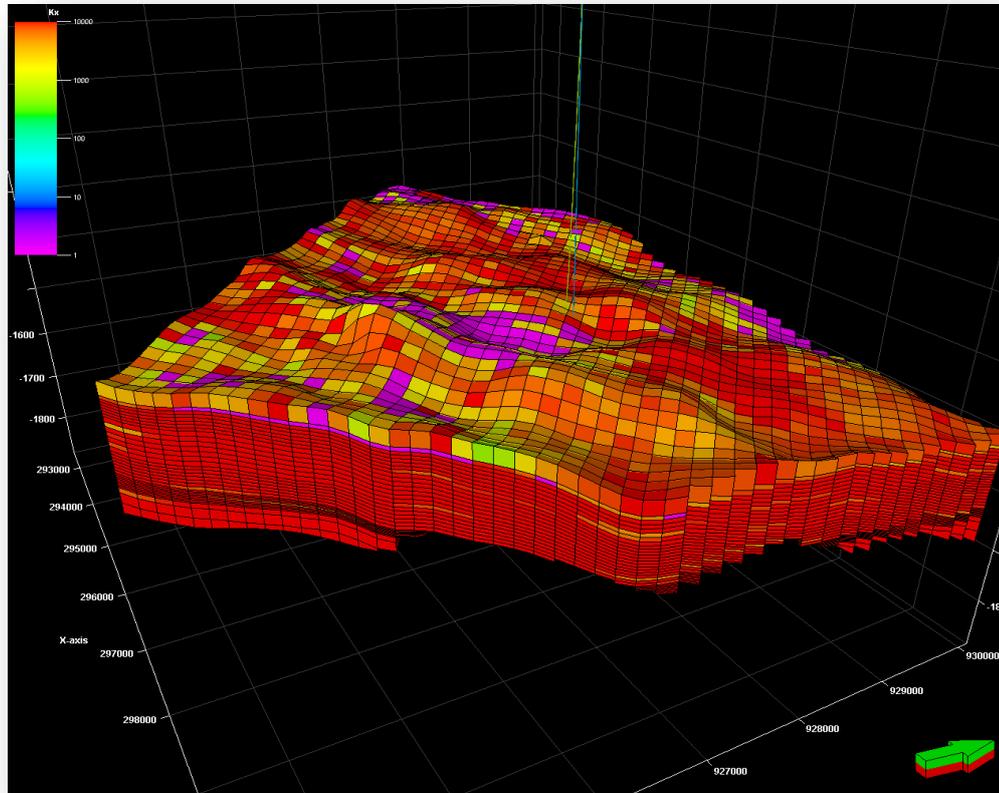


Figura 32. Vista 3D de la distribución de permeabilidad cargada en el sub modelo.

El modelo de permeabilidad representa un factor importante a la hora de lograr el cotejo histórico de producción de los pozos en estudio de este trabajo especial de grado.

#### *Revisión del espesor de arena neto “Net to Gross” del modelo de simulación*

Para determinar si la distribución litológica cargada en el modelo inicial presentaba características similares a la zona en estudio, se procedió a interpretar los registros eléctricos de los pozos perforados en la zona, con la finalidad de determinar las facies presentes en el modelo.

Se logró observar con este análisis que solo se encontraban presentes dos de ellas,

lutitas y arenas, las cuales son representadas de la siguiente manera en el “*net to gross*”.

Las celdas con valores 0 indican que no hay transferencia de flujo (sello), de tal manera que las celdas con este valor actúan como una lutita con 0 % de arena, mientras que las celdas que poseen valores iguales a 1 indican que la roca es 100% arena y permiten el flujo de fluidos a través de ella.

En la figura 33 se puede observar una vista de planta de la capa 23 de esta propiedad, donde las celdas que están de color rojo son las celdas que representan las arenas y las celdas de color azul son las que representan las lutitas. Es importante mencionar que las celdas que se observan en la figura de color blanco son celdas nulas.

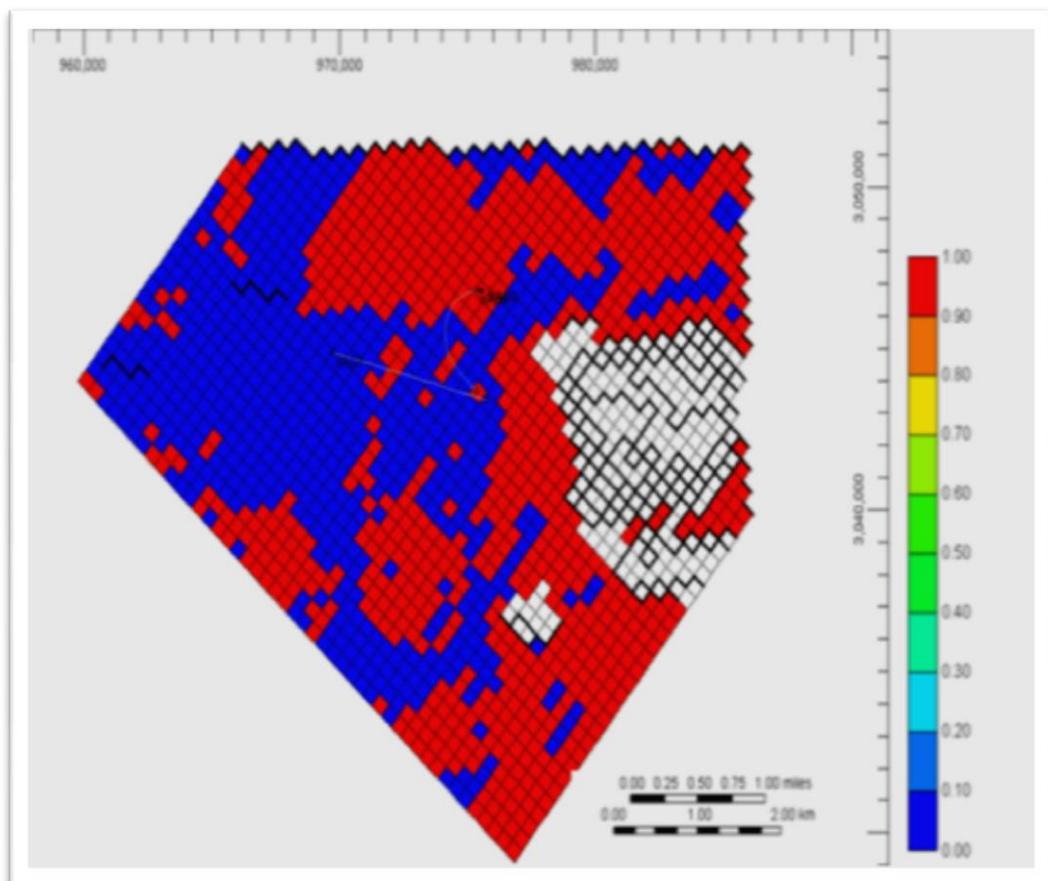


Figura 33. Vista de planta del espesor de arena neto, capa 23

### 4.9.3 Revisión del modelo dinámico.

#### 4.9.3.1 Curvas de permeabilidades relativas.

Con el fin de obtener curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo y de gas-líquido para el modelo de simulación, se consideraron las siguientes correlaciones.

Las correlaciones son expresadas de la siguiente manera:

Agua-petróleo <sup>[31]</sup>

$$K_{rw} = K_{rwiow} \left( \frac{S_w - S_{wcrit}}{1 - S_{wcrit} - S_{oirw}} \right)^{N_w} \quad (\text{Ec 8})$$

$$K_{rw} = K_{rocw} \left( \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wcon} - S_{orw}} \right)^{N_{ow}} \quad (\text{Ec 9})$$

Donde,

$K_{rwiow}$  = Permeabilidad relativa al agua @  $S_{oirw}$ , fracción.

$K_{rocw}$  = Permeabilidad relativa al petróleo @  $S_{wcon}$ , fracción.

$S_{wcrit}$ : Saturación de agua crítica, fracción.

$S_{wcon}$  = Saturación de agua connata, fracción.

$S_{oirw}$ : Saturación de petróleo irreducible a la fase agua, fracción.

$S_{orw}$ : Saturación de petróleo residual a la fase agua, fracción.

$N_w$ : Exponente de permeabilidad relativa al agua, adim.

$N_{ow}$ : Exponente de permeabilidad relativa al petróleo, adim.

Para las permeabilidades relativas gas-petróleo, se utilizaron datos teóricos para la zona en estudio.

Líquido-gas <sup>[31]</sup>

$$K_{rog} = K_{rogcg} \left( \frac{S_l - S_{org} - S_{wcon}}{1 - S_{gcon} - S_{org} - S_{wcon}} \right)^{N_w} \quad (\text{Ec. 10})$$

$$K_{rg} = K_{rgcl} \left( \frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{orig} - S_{wcon}} \right)^{N_g} \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde,

$K_{rogcg}$ : Permeabilidad relativa al petróleo @  $S_{gcon}$ , fracción.

$K_{rgcl}$ : Permeabilidad relativa al gas @  $S_{orig}$ , fracción.

$S_{gcon}$ : Saturación de gas connata, fracción.

$S_{gcrit}$ : Saturación de gas crítica, fracción.

$S_{org}$ : Saturación de petróleo residual a la fase gas, fracción.

$S_{orig}$ : Saturación de petróleo irreducible a la fase gas, fracción.

$Nog$ : Exponente de permeabilidad relativa al petróleo, adim.

$Ng$ : Exponente de permeabilidad relativa al gas, adim

Es importante mencionar que las curvas de permeabilidad relativa iniciales que contenía el modelo de simulación no reproducían de manera eficiente el movimiento de los fluidos, ya que el valor de saturación de petróleo residual es del 17 % para una saturación máxima de agua de 83% y este valor no es representativo de un yacimiento de crudo pesado <sup>[42]</sup>.

Por tal motivo se tomó la decisión de incorporar al modelo de simulación unas curvas de permeabilidad relativas que fuesen más representativas para esta zona.

En la figura 34 se puede observar las curvas de permeabilidad relativa iniciales que contenía el modelo de simulación.

Por tal motivo se tomó la decisión de incorporar al modelo de simulación unas

curvas de permeabilidad relativas que fuesen más representativas para esta zona, en la figura 35 se pueden observar dichas curvas.

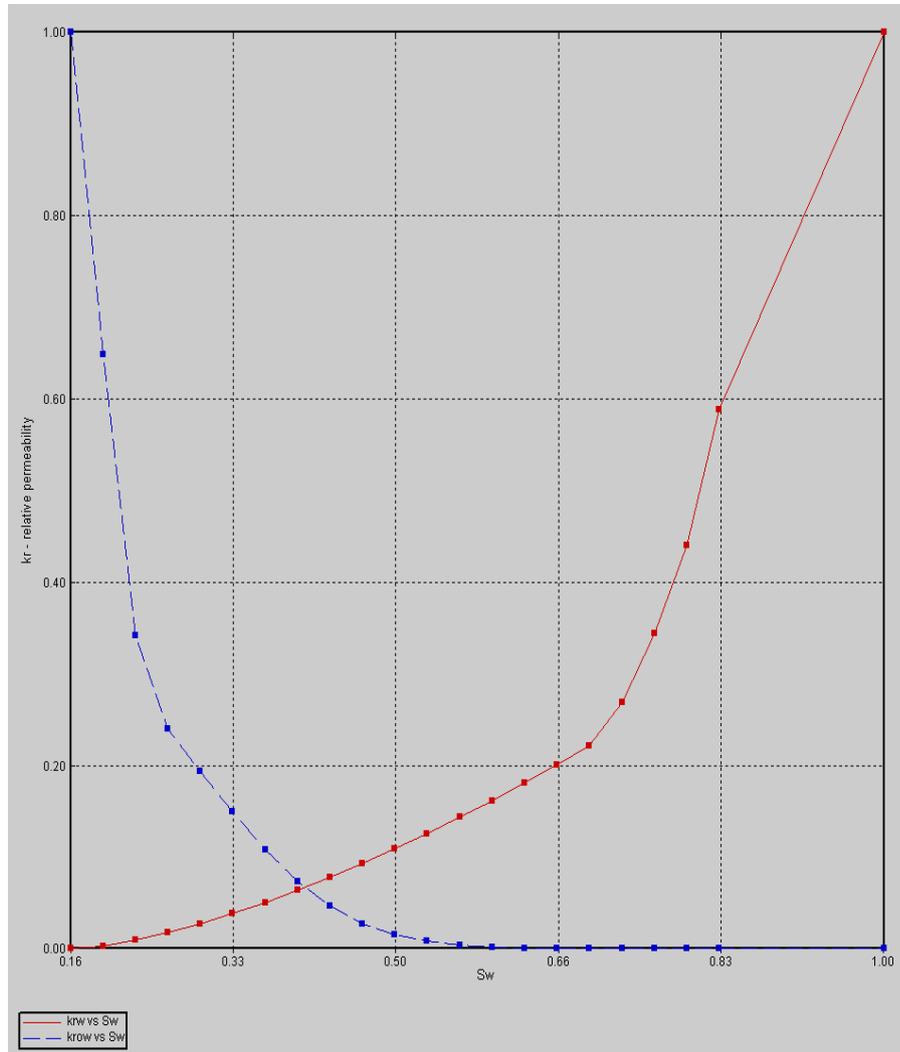


Figura 34. Curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo del modelo inicial.

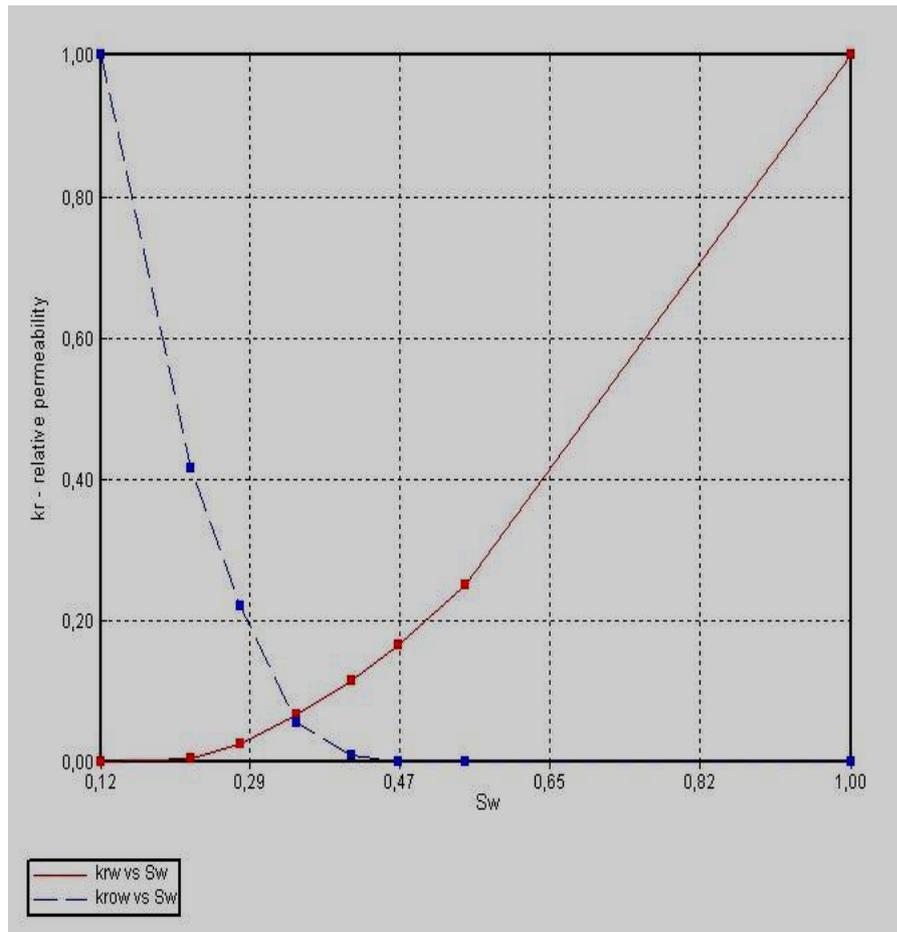


Figura 35. Curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo del sub modelo final.

#### 4.9.3.2 Ubicación del contacto agua petróleo y del acuífero

Para poder ajustar e identificar de forma cierta y precisa la profundidad del contacto agua petróleo, fue necesario realizar una revisión del registro eléctrico del pozo vertical perforado en la zona de interés.

Con ayuda de los registros eléctricos del pozo vertical y las correlaciones respectivas, se pudo determinar que el contacto agua-petróleo no se encontraba en la profundidad que estaba cargada inicialmente en el modelo de simulación. En la figura 36 se puede observar el registro eléctrico del pozo mencionado.

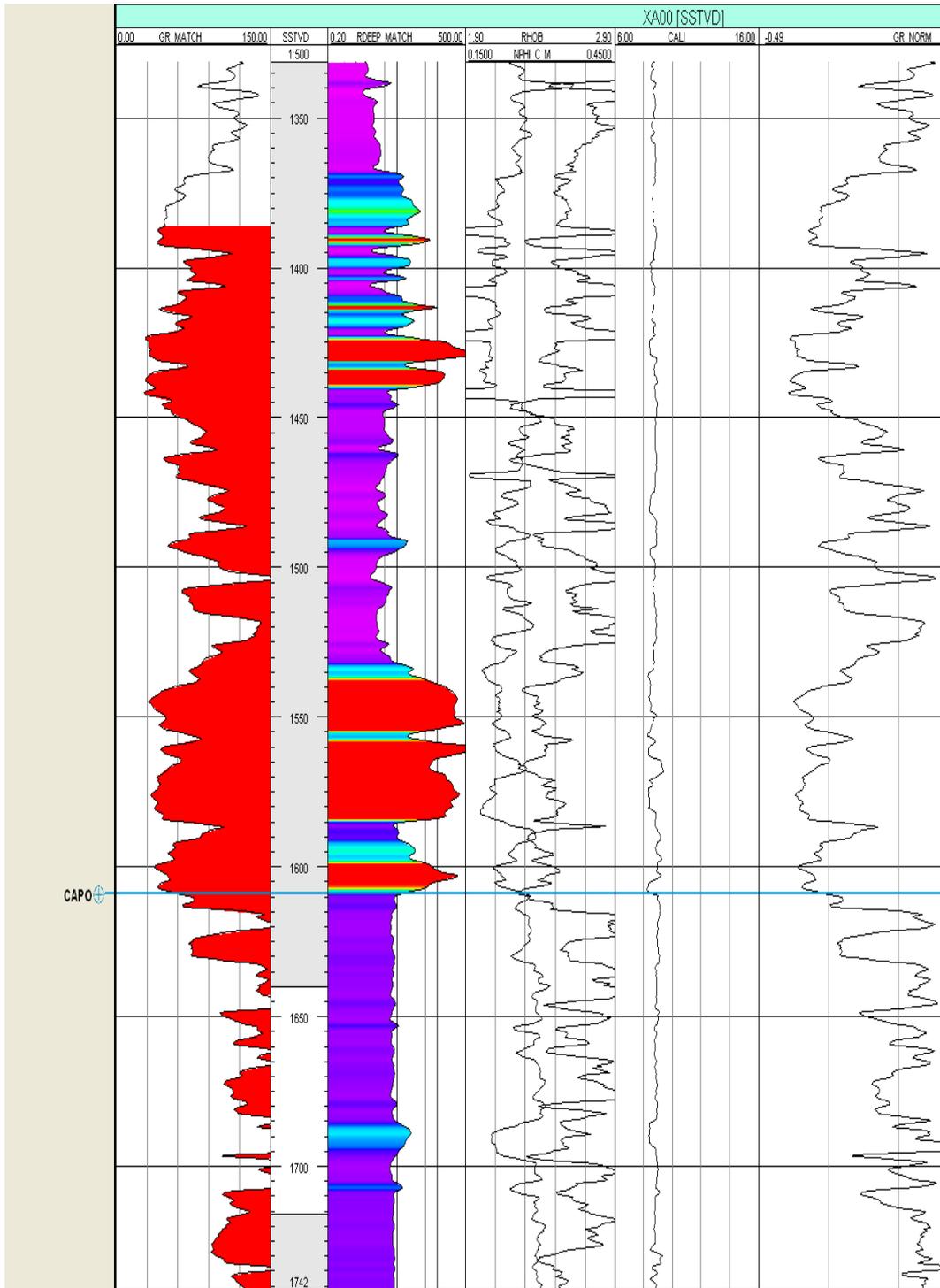


Figura 36. Registro eléctrico del pozo vertical

El valor de profundidad del contacto agua-petróleo cargado en el modelo inicial de simulación era de 1650 pies, sin embargo, una vez observado el registro la

curva de resistividad muestra un decrecimiento importante a partir de 1608 pies.

Haciendo sensibilidades con el CAPO se decidió ubicar el contacto a una profundidad de 1595 pies para reproducir el comportamiento de producción de los pozos en estudio.

Se utilizo un acuífero analítico de fondo, representado bajo el modelo de Carter-Tracy infinito, la ubicación y propiedades utilizadas para definir este modelo de acuífero se muestra en la tabla 2. El acuífero fue definido desde la capa 32 hasta la capa 36, en las figuras 37 y 38 se puede observar que las celdas resaltadas en color rosado representan la ubicación del acuífero, dividido en dos zonas de acuerdo al buzamiento del yacimiento. Es importante mencionar que el régimen de flujo es perpendicular a la cara donde se conecta el acuífero.

Tabla 2. Características de los acuíferos

Propiedades de los acuíferos	Acuífero 1
Porosidad	0.3
Permeabilidad (mD)	50000
Viscosidad del agua (cP)	1
Modelo analítico	Carter Tracy (Infinito)
Tipo de acuífero	Fondo

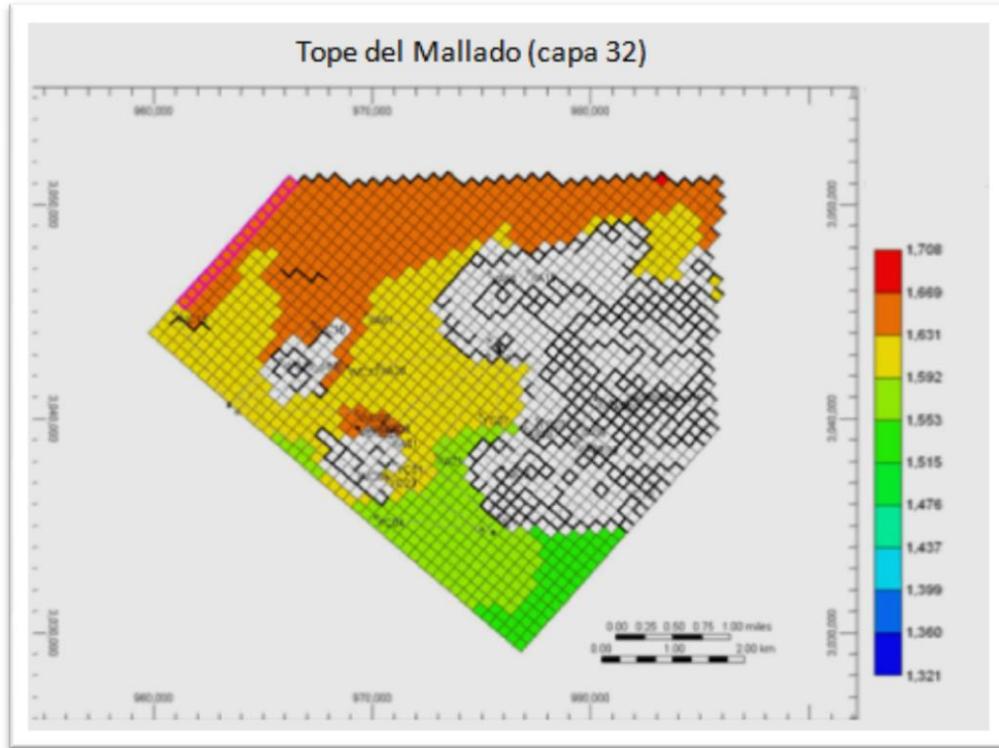


Figura 37. Vista de planta del sub modelo mostrando la ubicación del acuífero (zona1)

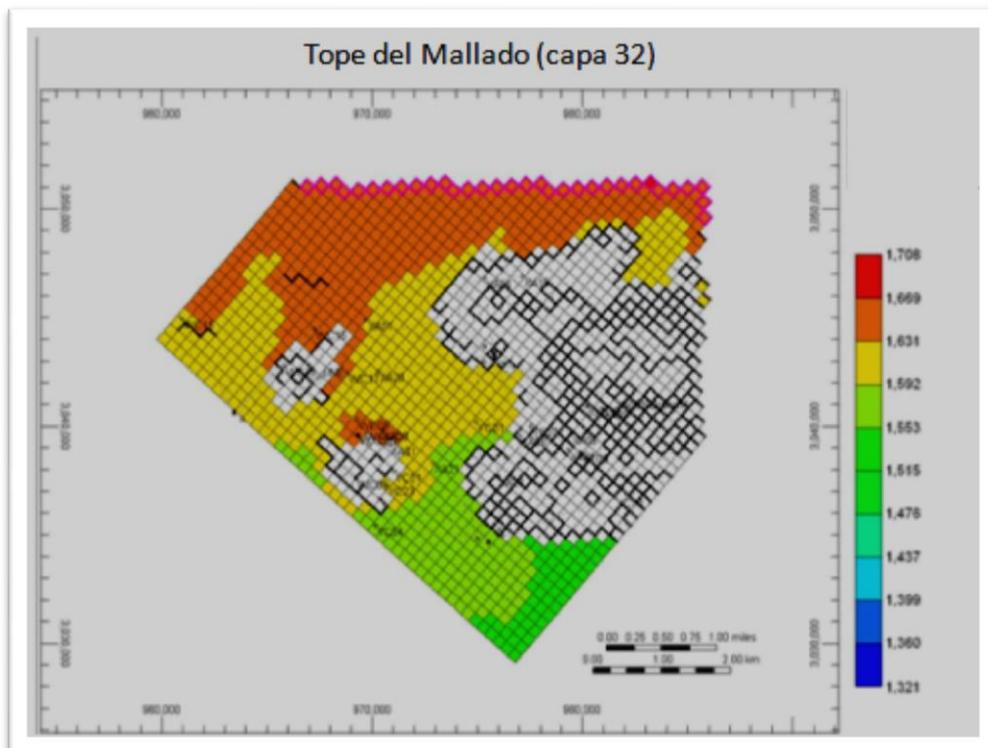


Figura 38. Vista de planta del sub modelo mostrando la ubicación del acuífero (zona2)

### 4.9.3.3 Cotejo del historial de producción en función de la tasa de líquido.

Como los pozos a ser estudiados se encuentran en una zona que poseen una alta permeabilidad y por ende una alta producción de líquido, para el cotejo histórico se consideró, no solo la tasa de agua producida sino la tasa de líquido producida. Realizar el cotejo de esta manera garantiza conocer el comportamiento de producción de la arena de interés.

## 4.10 Inicialización del modelo

### 4.10.1 Condiciones iniciales.

Las condiciones iniciales de presión y temperatura fueron estimadas respectivamente a 780 psi y 123 °F, a una profundidad de referencia de 1580 pies.

Las condiciones iniciales pueden ser estimadas a través de correlaciones de presión y temperatura específicas para el área de Junín <sup>[32]</sup>. Estas correlaciones son expresadas de la siguiente manera:

$$P_{inicial(psi)} = 0.4108 \times prof_{yac} + 131.66 \quad (\text{Ec.12})$$

$$T_{inicial(^{\circ}F)} = 0.0187 \times prof_{yac} + 94.377 \quad (\text{Ec.13})$$

## 4.11 Construcción del pozo horizontal A1

### 4.11.1 Diagrama de completación del pozo A1

El pozo A1, posee una configuración de perforación horizontal como la mayoría de los pozos existentes en la Faja Petrolífera del Orinoco, el mismo se perforó verticalmente hasta una profundidad de 2410 pies(MD), la sección horizontal

tiene una longitud de 4760 pies (MD) y la profundidad total del pozo se encuentra a 6830 pies (MD). La Figura 39 muestra el diagrama de completación actual de este pozo.

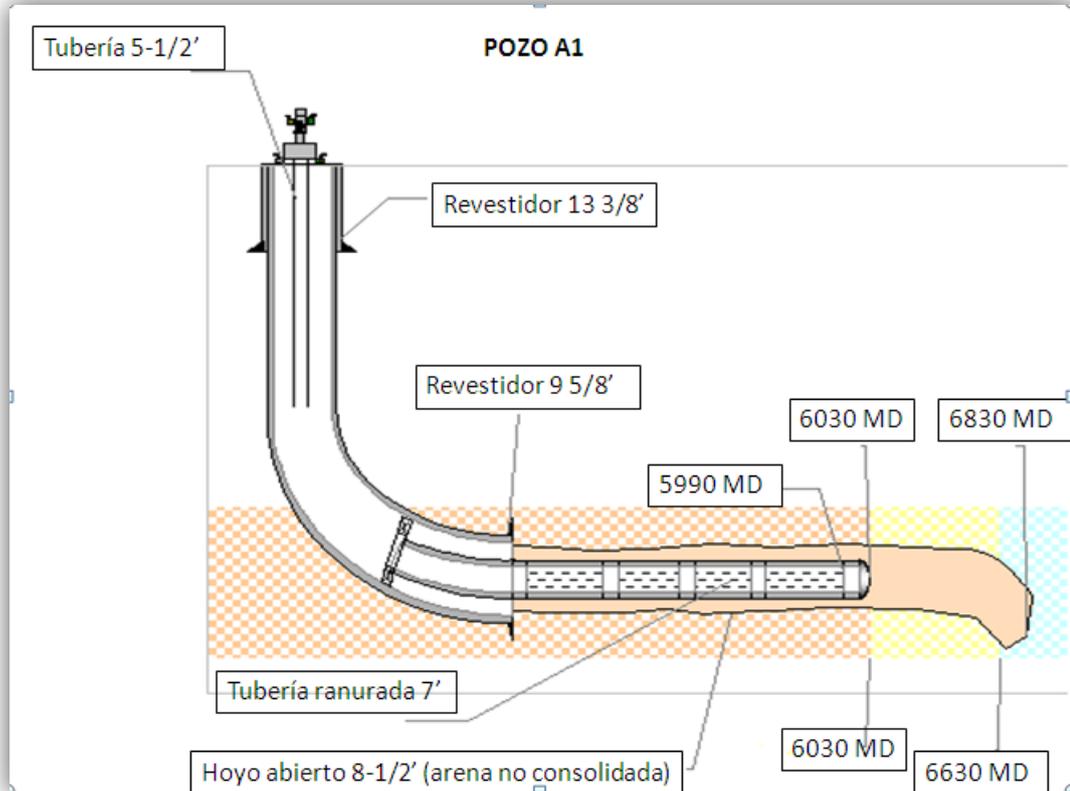


Figura 39. Diagrama de completación actual del pozo A1 <sup>[23]</sup>.

#### 4.11.2 Construcción del pozo inyector con la herramienta Flexwell™

El simulador STARS posee una opción que permite modelar flujo de fluidos dentro de la tubería, esta opción lleva por nombre Flexwell™, y en este trabajo es utilizada para modelar la inyección del tratamiento en el pozo A1.

Para simular la inyección del tratamiento con la herramienta Flexwell™, fue necesario la construcción de un pozo copia con las mismas características que el pozo A1, llamado de aquí en adelante Inyector. Este pozo tiene la misma trayectoria y perforaciones que el pozo A1, con la finalidad de reproducir a escala de campo la operación que se desea ejecutar.

Es importante mencionar que el Flexwell™ proporciona la facilidad de realizar una inyección dual en el mismo instante de tiempo pero en zonas diferentes, es decir, se pueden inyectar dos fluidos diferentes por tuberías distintas en las zonas de interés

La inyección del sistema gelificante se realizó utilizando la técnica de inyección dual, es decir, inyectar un fluido de control (gasoil) a través del espacio anular entre la tubería de producción y la tubería continua con la finalidad de presurizar la zona que posee mayor caída de presión y evitar que el fluido de tratamiento retorne y dañe la zona productora. Simultáneamente se realiza la inyección del sistema gelificante a través de la tubería continua a la inyección del fluido de control.

Es importante mencionar que dentro de la herramienta Flexwell™ el anular, tubería de producción y tubería continua deben ser representados por pozos individuales. En la tabla 3 se puede observar los valores de diámetros y longitud cargados en esta herramienta para cada uno de estos pozos. Estos pozos pueden ser concéntricos o paralelos en la figura 40 se puede observar la configuración final del Flexwell™, para lo cual se escogió una configuración de pozos concéntricos, ya que la propuesta inicial de inyección del sistema gelificante fue propuesta de esta manera.

Tabla 3. Configuración final del Flexwell™ para el pozo A1.

Datos de entrada	Anular	Tubing	Coiled tubing
Diámetro interno (pulgadas)	6.34	4.09	2.44
Diámetro externo (pulgadas)	7	4.5	2.87
Longitud sección horizontal (pies)	4760	3580	3610
Concentricidad	-	x	X

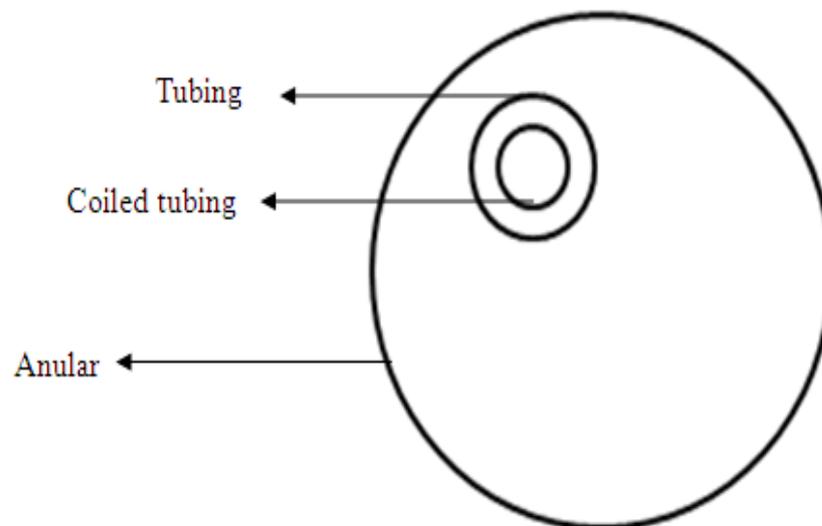


Figura 40. Configuración final de las tuberías del Flexwell™

## 4.12 Determinación de las propiedades del sistema gelificante

A continuación se describen como fueron calculadas las propiedades del sistema gelificante.

### 4.12.1 Cinética de la reacción de gelificación.

La cinética de la reacción se determina mediante la constante de velocidad y la estequiometría de la reacción. En los sistemas de gel la reacción de gelificación es utilizada en la mayoría de los casos como:



Donde C1, C2 y C3 son referidos a la concentración de masa en fase acuosa inicial del polímero, el entrecruzador y del gel respectivamente. La velocidad de reacción puede ser definida a través de la constante de reacción.

Sin embargo, considerando la ley de velocidades, la ecuación cinética que describe la reacción mostrada en la ecuación 14 es la siguiente:

$$\frac{\partial[\text{gel}]}{\partial t} = K * [\text{Polimero}]^x * [\text{Entrecruzador}]^y \quad (\text{Ec. 15})$$

Donde,

$\frac{\partial[\text{gel}]}{\partial t}$  : Porcentaje de formación de velocidad de gel en minutos

K: constante cinética de gelificación

Polímero: porcentaje concentración de polímero

Entrecruzador: porcentaje de concentración del entrecruzador

X, Y: ordenes de reacción de la gelificación

Es importante mencionar que en el caso de este trabajo especial de grado se usó una cinética de reacción de primer orden, (ya que la misma no se encuentra caracterizada para ordenes de reacciones mayores), con el fin de simplificar los cálculos y minimizar el tiempo de simulación, el cual ha sido utilizado en trabajos anteriores <sup>[32]</sup>, a continuación se presenta la ecuación que se utilizó para realizar dicha simulación.

$$\text{solución}_{polimerica} \rightarrow GEL \quad (\text{Ec. 16})$$

La constante de velocidad de la reacción se determinó usando la ley de velocidades de una reacción (Ecuación 17), en este caso específico la ecuación es de primer orden y puede presentarse de la siguiente manera:

$$\frac{\delta[\text{Reactivo}]}{\partial t} = -k[\text{Reactivo}^1] \quad (\text{Ec. 17})$$

Integrando la ecuación anterior obtenemos:

$$\text{Ln}[\text{Reactivo}] = -k * t + \text{Ln}[\text{Reactivo}_0] \quad (\text{Ec. 18})$$

Sustituyendo,

$$\text{Ln}[\text{soluciongelificante}] = k * t + \text{Ln}[\text{soluciongelificante}_0] \quad (\text{Ec. 19})$$

Donde  $[\text{soluciongelificante}_0]$  es la concentración inicial del reactivo, de esta forma se consigue que la constante cinética de la velocidad ( $k$ ) sea igual a la siguiente ecuación 20.

$$K = \frac{\text{Ln}[\text{solucion gelificante}_0] - \text{Ln}[\text{soluciongelificante}]}{t} \quad (\text{Ec. 20})$$

Utilizando la teoría del tiempo de vida media de una reacción (tiempo necesario para que consuma o se transforme la mitad de la concentración inicial del reactivo) se obtiene la ecuación 21. Este procedimiento se ha usado en distintos trabajos de investigación <sup>[2]</sup>.

$$[\text{soluciongelificante}] = \frac{[\text{solucion gelificante}_0]}{2} \quad (\text{Ec. 21})$$

Realizando una sustitución de la ecuación 21 en la ecuación 20 se obtiene la siguiente ecuación.

$$K = \frac{\text{Ln}[\text{solucion gelificante}_0] - \frac{\text{Ln}[\text{solucion gelificante}_0]}{2}}{t_{1/2}} \quad (\text{Ec. 22})$$

Mostrando la ecuación 23 que representa la constante cinética en función del tiempo de vida media

$$K = \frac{\text{Ln}[2]}{t_{1/2}} \rightarrow K = \frac{0.6931}{t_{1/2}} \quad (\text{Ec. 23})$$

En las reacciones de primer orden, el tiempo de vida media no depende de la concentración inicial, por lo cual la constante siempre queda caracterizada en el sistema. Para el estudio del sistema gelificante de este trabajo especial de grado se asume que el tiempo de vida media es igual a la diferencia del tiempo final menos el inicial dividido entre dos (*10 horas*).

Es importante mencionar que los componentes declarados en el simulador fueron expresados como fluidos de inyección, es decir; agua y gasoil. Por otra parte, para simular el efecto del gel en el medio poroso se declaró un componente llamado

“SOLPOLI”, el cual representa la mezcla del polímero con los dos entrecruzadores antes de la reacción. Esta solución gelificante se declaró en fase acuosa, ya que es la fase en que se encuentran tanto el polímero como los entrecruzadores antes de ser inyectada en el yacimiento y lograr su consistencia final.

Como producto de la reacción se declaró un componente llamado “GEL” en fase sólida, esto debido a que en la realidad el gel es una solución viscoelástica que permanece casi inmóvil en el yacimiento. En la tabla 4 se puede observar la declaración de los componentes y sus respectivas propiedades.

Tabla 4 Datos de entrada de las propiedades de los componentes

<b>Componentes</b>	<b>Fase</b>	<b>Peso molecular (lb/lbmol)</b>	<b>Densidad (lb/ft<sup>3</sup>)</b>	<b>Viscosidad (Cp.)</b>
<b>AGUA</b>	Acuosa	18	63.7989	0,55
<b>PETRÓLEO</b>	Oleica	415	62.15	5000
<b>GASOIL</b>	Oleica	132,7	53.5319	2,4168
<b>SOLPOLI</b>	Acuosa	400159	63.7989	6,69
<b>GEL</b>	Solida	400159	63.7989	---

Para simular el componente solido “GEL” y lograr reproducir la restricción al flujo de agua se utilizo el comando “BLOCKAGE”, con el cual se produce reducción de la permeabilidad (bloqueo) mediante la transferencia de masa (adsorción). Es importante mencionar que este comando requiere como dato el factor de restricción de flujo del componente capturado y éste ultimo depende a su vez del factor de resistencia residual <sup>[31]</sup> <sup>[32]</sup>. Para calcular este valor se debe realizar una iteración en base a la concentración mínima con la cual el gel comienza a ejercer el bloque a la fase indicada, estas concentraciones se obtienen

como dato de la formulación del sistema gelificante, para calcular este parámetro se utilizó la siguiente:

$$RRF_w = 1 + RRSFT \cdot \max(0, C_{sj} - Sldmin) \quad (\text{Ec. 24})$$

Las densidades para el sistema de gelificante (solpoli y gel) fueron asumidas en la fase agua ya que es la fase que las contiene. Mientras que las viscosidades de cada fluido fueron determinadas en el laboratorio.

A continuación se explica el cálculo de la viscosidad y el peso moléculas de la solución polimérica.

*Regla de mezcla no-lineal para la viscosidad de la fase acuosa.*

Para modelar la viscosidad de la fase acuosa (polímero + agua), la opción por defecto del simulador (regla de mezcla lineal) no es la adecuada, por lo que se empleó el método basado en la (regla de mezcla no-lineal para un componente clave) <sup>[3]</sup>, Dado que los entrecruzadores no contribuyen al aumento de la viscosidad de la mezcla, el componente clave en este caso es el polímero. Este método consiste en lo siguiente:

Fundamentalmente la fracción de masa  $X_i$  del componente clave en la regla de mezcla logarítmica lineal viene dada por la siguiente ecuación:

$$\ln(\mu_\alpha) = \sum_{i=1}^{n_t} X_i * \ln(\mu_i) \quad (\text{Ec. 25})$$

Se reemplaza por una función no lineal, es decir:

$$X_p \rightarrow f(X_p) \quad (\text{Ec. 26})$$

Donde,

$\mu_\alpha$  : Viscosidad de la mezcla.

$\mu_i$ : Viscosidad del componente

$X_p$  : Fracción molar del polímero.

El requerimiento de que las pseudos-composiciones aún sumen un valor igual a 1, arroja una condición en el simulador respecto al factor de normalización N, de la siguiente manera:

$$f(X_p) + N * \sum_{i=1}^{n_t} X_j = 1 \quad (\text{Ec. 27})$$

Con

$$N = \frac{1 - f(X_p)}{\sum_{j \neq p}^{n_t} X_j} \quad (\text{Ec. 28})$$

Sin embargo  $\sum_{j \neq p}^{n_t} X_j = 1 - X_p$ , y la ecuación 28 pueden ser escritos de la siguiente manera

$$N = \frac{1 - f(X_p)}{1 - X_p} \quad (\text{Ec. 29})$$

De manera tal que la regla de mezclar logarítmica modificada se muestra de la siguiente forma:

$$\text{Ln}(\mu_\alpha) = f(X_p) * \text{Ln}(\mu_p) + \frac{1 - f(X_p)}{1 - X_p} * \sum_{i \neq p}^{n_t} X_i * \text{Ln}(\mu_i) \quad (\text{Ec. 30})$$

Y que puede reducirse a la regla de mezcla original, si la función  $f(X_p)$  resulta ser lineal.

Como primer paso para calcular la función  $f(X_p)$ , se determinó en el laboratorio a través del uso de un reómetro la viscosidad de la solución polimérica a diferentes concentraciones, estos datos fueron graficados como se muestra en la Figura 41.

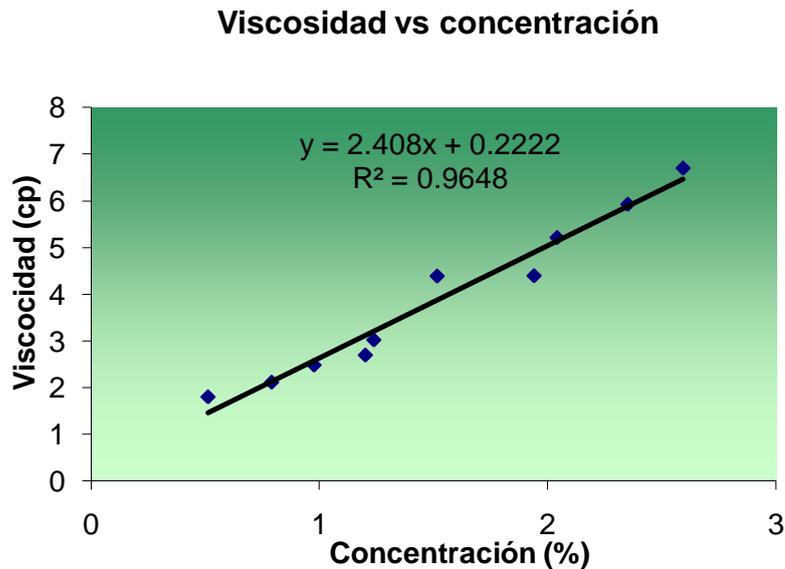


Figura 41. Gráfico de viscosidad de la mezcla no lineal en función de la concentración de polímero

Se determinó la fracción de molar de polímero en la solución gelificante partiendo de la concentración ( $x_p$ ).

Se calculó el logaritmo neperiano de la viscosidad de la mezcla  $\ln(\mu_a)$  y se graficó versus la fracción molar correspondiente. La curva trazada a partir de estos puntos corresponde a la función no-lineal mostrada en la Figura 42 (roja) se trazó una línea recta para unir los valores extremos de la viscosidad ( $\mu_p$ ) de la mezcla. Esta curva corresponde al  $\ln(\mu_p)$  como función lineal de  $X_p$  en la Figura 42 (negra).

Se sustituyen los diferentes valores de  $\ln(\mu_a)$  en la ecuación de la función lineal (*recta*) con la finalidad de hallar la fracción molar de la solución  $f(X_{sol})$

correspondiente a los 11 valores de viscosidad de la mezcla requeridos por el simulador

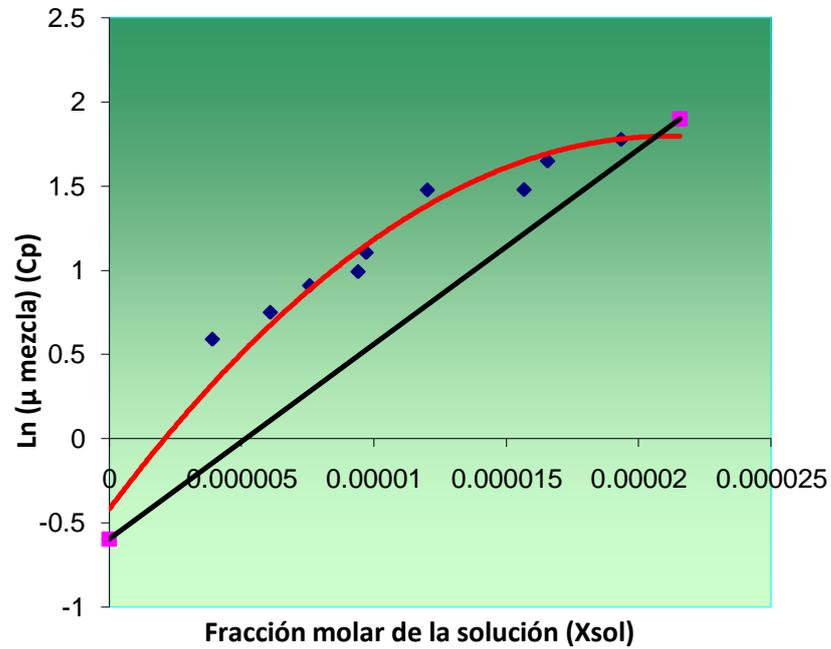


Figura 42. Gráfico del Ln de la viscosidad en función de la fracción molar de la solución  $f(xsol)$

Por último se realizó una normalización de los valores de  $f(X_p)$ , realizando una división de este término por  $f(X_p^{max})$ , para luego ser ingresados en el simulador.

Tabla 5. Valores obtenidos del ajuste de la curva no-lineal de la viscosidad de la solución gelificante

Xsol(x)	Visc.	Ln(Visc)	f(x)	fn(x)
0	0,55	-0,597837	-8,52022E-10	0,0000
3,9036E-06	1,80545455	0,59081239	2,73704E-05	0,4756
6,09E-06	2,11818182	0,75055809	3,10488E-05	0,5396
7,5762E-06	2,48454545	0,91008973	3,47224E-05	0,6034
9,4053E-06	2,69818182	0,99257815	3,66219E-05	0,6364
9,7111E-06	3,02272727	1,10615949	3,92373E-05	0,6819
1,2023E-05	4,38636364	1,47850056	4,78113E-05	0,8309
1,5673E-05	4,39454545	1,4803641	4,78542E-05	0,8316
1,6561E-05	5,21	1,65057986	5,17738E-05	0,8997
1,9339E-05	5,92181818	1,77864353	5,47227E-05	0,9510
2,1562E-05	6,69363636	1,90115728	5,75439E-05	1,0000

*Determinación del peso molecular y fracción de la solución gelificante.*

Para calcular el peso molecular de la solución gelificante se utilizó el método del promedio ponderado del peso molecular por la concentración de cada componente. En la Tabla 6 se pueden observar los parámetros usados en dicha formulación

Tabla 6. Peso molecular de los componentes usados en la solución gelificante.

Componentes	Peso molecular (gr/mol)
Polímero	400000
Entrecruzador 1	30
Entrecruzador 2	129

El peso molecular de la solución se calcula bajo la siguiente ecuación

$$PM_{solgel} = \frac{PM_{pol}C_{pol} + PM_{entre1}C_{entre1} + PM_{entre2}C_{entre2}}{C_{pol} + C_{entre1} + C_{entre2}} \quad (\text{Ec. 31})$$

Los moles de la solución gelificante y los moles de agua se calcularon a través de la ecuación 32 y 33, respectivamente.

$$Moles_{solgel} = \frac{M_{pol} + M_{entre1} + M_{entre2}}{PM_{solgel}} \quad (\text{Ec. 32})$$

$$Moles_{agua} = \frac{M_{agua}}{PM_{agua}} \quad (\text{Ec. 33})$$

Los moles totales de la mezcla (solución gelificante + agua) se obtuvieron utilizando la ecuación 34

$$Moles_{mezcla} = moles_{solgel} + moles_{agua} \quad (\text{Ec. 34})$$

Por ultimo, la fracción molar de la solución gelificante ( $X_{SolGel}$ ) en la mezcla se determino a través de la ecuación 35

$$X_{\text{solgel}} = \frac{\text{moles}_{\text{solGel}}}{\text{moles}_{\text{mezcla}}} \quad (\text{Ec. 35})$$

#### 4.13 Análisis de sensibilidad

Para realizar el análisis de sensibilidad fue necesario determinar cuáles parámetros tenían mayor impacto a la hora de la aplicación del tratamiento gelificante en cuanto a la producción de agua ( $Q_w$ ) y la producción de crudo ( $Q_o$ ). Estos parámetros están relacionados con:

- Volumen de solución gelificante a ser inyectado
- Tasa de inyección
- Lugar de la inyección del tratamiento.

Las sensibilidades realizadas a los volúmenes de inyección fueron tomados como referencia de la propuesta diseñada para ser aplicada en el campo, el segundo parámetro se realizó con el fin de observar cual es la colocación del gel a diferentes tasa de bombeo, y por último el lugar de colocación, para éste último punto se realizaron inyecciones en el talón del pozo y en el hoyo realizado al tope de la lutita durante la perforación del pozo A1 en las figura 43, 44 y 45 se puede observar un esquema de inyección.

Es importante resaltar que la inyección de gasoil se realiza para presurizar la zona 30 pies por encima de la inyección de la solución gelificante y evitar que la misma de distribuya hacia la zona menos presurizada y sea producida.

En la tabla 7 se puede observar la matriz de sensibilidad utilizada en la simulación numérica.

Tabla 7. Matriz de sensibilidad

Puntos de inyección	Tasas de inyección (bbl/min)	Volúmenes de inyección (bbl)
Hoyo	1, 2 y 3	200, 400, 600, 800 y 1000
Talón	1, 2 y 3	200, 400, 600, 800 y 1000
Talón- Hoyo	1, 2 y 3	400, 800, 1200, 1600 y 2000

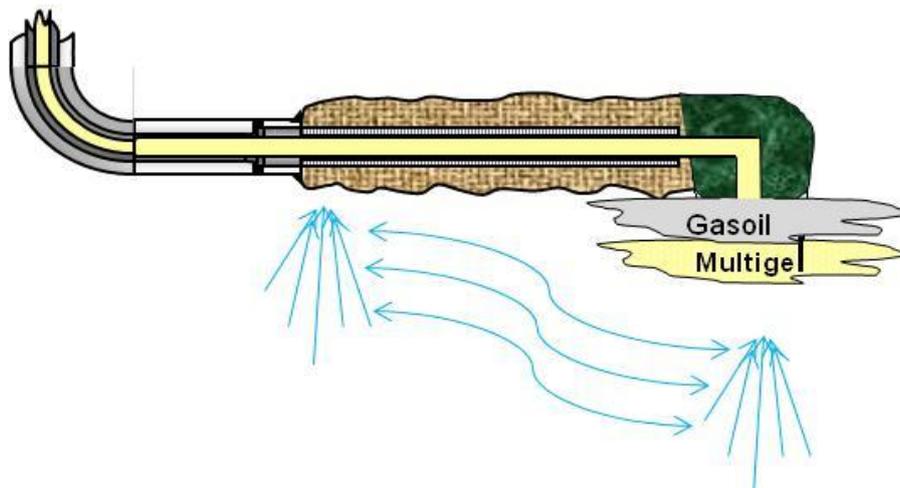


Figura 43. Esquema de inyección del sistema gelificante en el hoyo del pozo A1

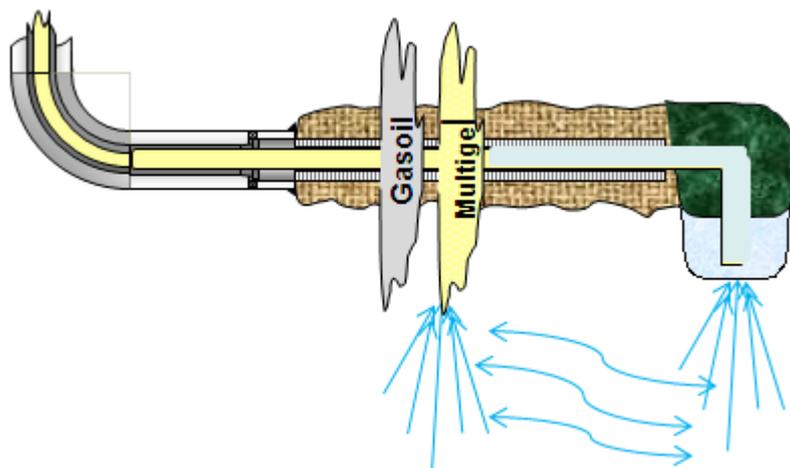


Figura 44. Esquema de inyección del sistema gelificante en el talón del pozo A1

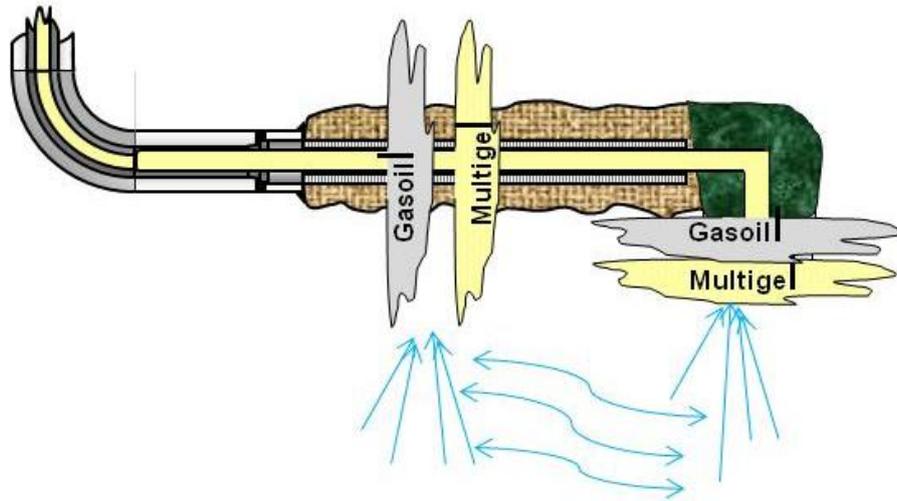


Figura 45. Esquema de inyección del sistema polimérico talón-hoyo del pozo A1

#### 4.14 Comparación del costo del tratamiento con gel vs el costo del manejo de agua en superficie.

Para evaluar la eficiencia de la inyección de geles, se realizó una comparación del costo del barril de gel y cuál era el impacto que esta inyección ocasionaba en la reducción de la producción de agua del pozo A1, para realizar esto se compararon las graficas de producción de agua del caso base (sin inyección de gel) vs la graficas de tasa de producción de agua post-inyección, esto con el fin de observar cual era la reducción de costo obtenida a realizar la inyección del tratamiento con gel.

Los costos manejados son los siguientes: 300 \$ el barril de gel preparado y el costo de manejo de agua en superficie 0,76 \$ el barril.

## CAPÍTULO V

### 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de las corridas de simulación efectuadas durante la investigación, así como el razonamiento, comparación y discusión de los mismos. Capítulo

El criterio para la selección del mejor caso de simulación fue aquel que arrojó mejores resultados al momento de realizar el tratamiento de la inyección del sistema gelificante MULTIGEL<sup>®</sup>, es decir, aquel caso que garantizo un mayor control de la excesiva producción de agua.

#### 5.1 Determinación de las causas de la excesiva producción de agua en el pozo horizontal A1

En la figura 46 se puede observar el registro eléctrico del pozo A1, el cual contiene el registro de gamma ray, resistividad y litología de las facies presentes en las cercanías del pozo.

En este registro se puede observar que la profundidad a la que se encuentra el tope de la arena de interés, es de 2553 pies (MD), y la longitud horizontal del pozo A1 es de aproximadamente 3247 pies (MD). El pozo se encuentra completado con liner ranurado de 7 pulgadas de diámetro. En este registro también se puede observar la profundidad a la que se encuentra el sello lutítico, específicamente en 5800 pies (MD).

La figura 47 muestra una sección de la línea sísmica, donde se observa la trayectoria del pozo A1 en la arena productora de crudo, al final de la sección horizontal el pozo A1 atraviesa el tope de la lutita comunicando la arena

productora de agua con la arena productora de crudo.

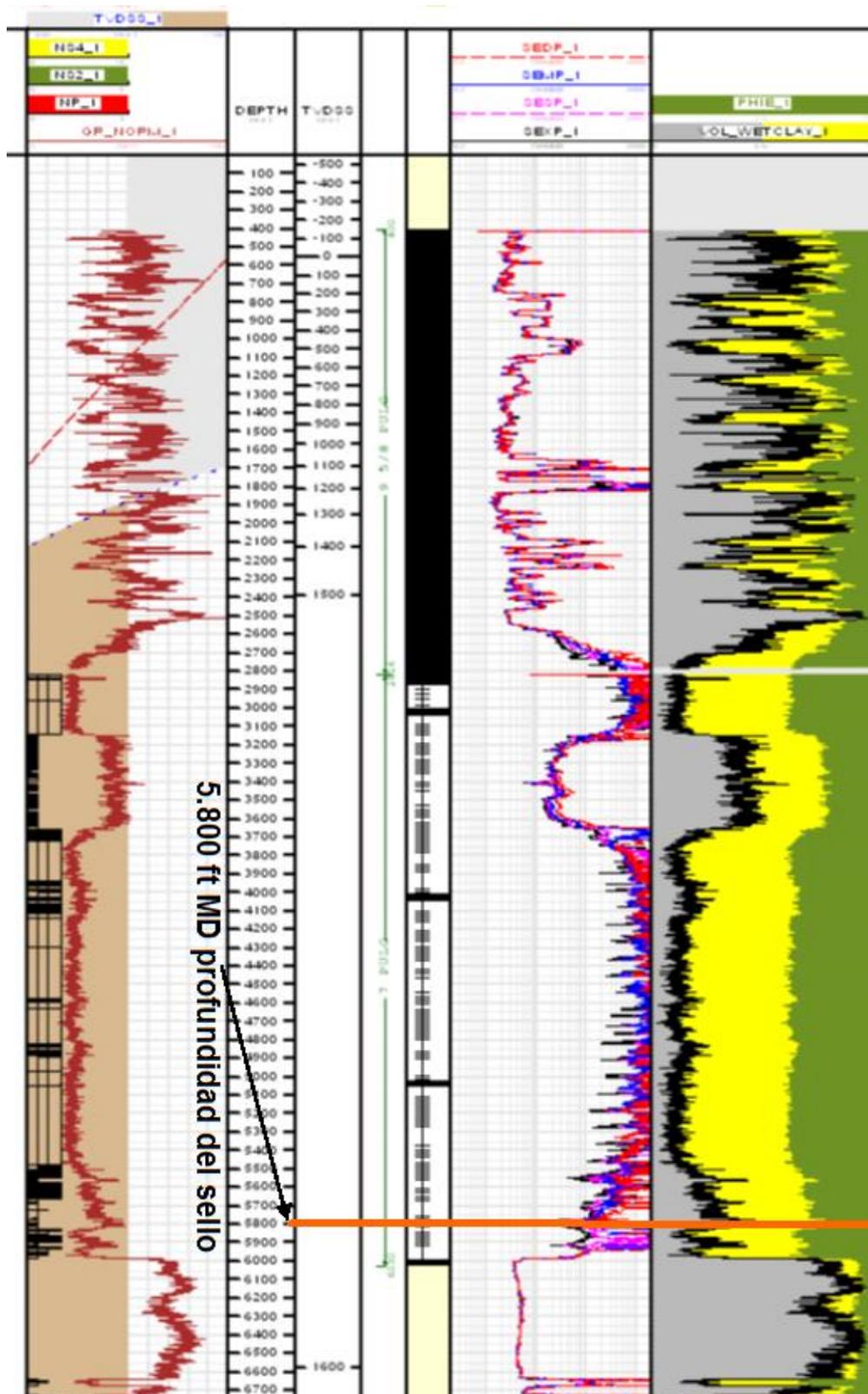


Figura 46. Registro eléctrico del pozo A1

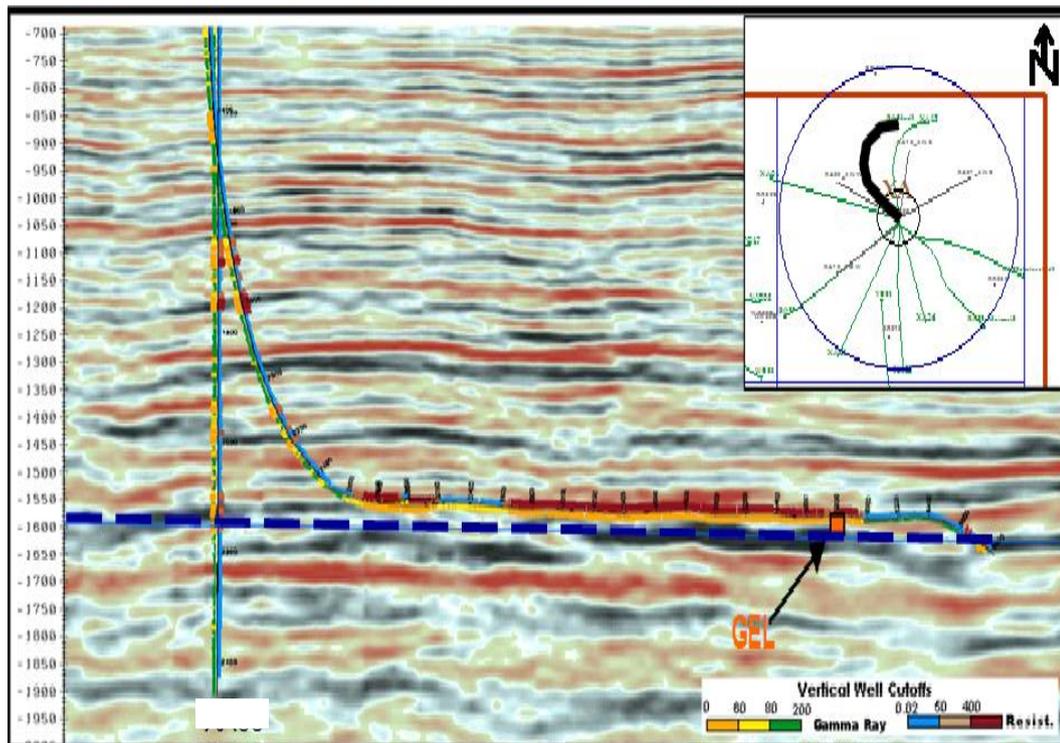


Figura 47. Sección de la línea sísmica del pozo A1

En la Figura 48 se puede visualizar el gráfico de tasa de agua y crudo vs tiempo, el cual permite identificar el momento de la irrupción de agua en el pozo A1. La irrupción abrupta que se observa en el gráfico para el año 2006, cuando la curva de producción de agua intersecta a la de crudo pudiera ser un indicativo de un problema de conificación o “cresting”, canalización o mala cementación del pozo.

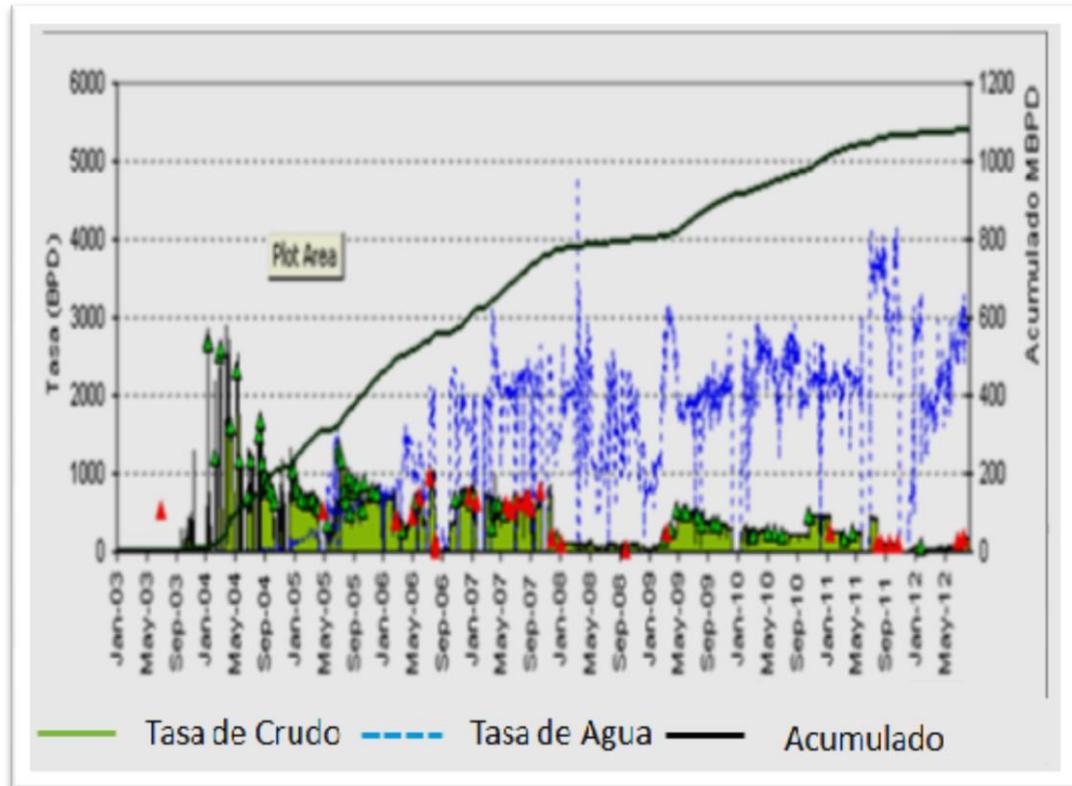


Figura 48. Grafico de tasas de agua y tasa de crudo vs tiempo del pozo A1.

Luego de haber analizado el registro eléctrico, la sección sísmica del pozo y el gráfico de producción del pozo A1 se puede llegar a la conclusión de que el problema de producción de agua de dicho pozo es causa de una canalización inducida, debido a la comunicación de la arena productora de agua con la arena de crudo.

## 5.2 Ajuste histórico del modelo de simulación.

La reproducción del comportamiento histórico de producción y presión de un yacimiento dependen del ajuste de las variables con mayor impacto en el modelo de simulación numérica.

En base a esto, la estrategia que se tomó para realizar el ajuste de producción y presión de los pozos en estudio se presenta a continuación:

5.2.1 Ajuste de la distribución de permeabilidad del modelo.

La permeabilidad es una de las propiedades más importantes en un modelo de simulación, por tal motivo, esta propiedad fue modelada nuevamente, con la finalidad de representar en el modelo la distribución de permeabilidad de la zona en estudio, en la figura 49 se puede observar un histograma de la permeabilidad que cumple con lo anteriormente descrito, es decir, los valores de permeabilidad con lo que se logro el cotejo de los pozos en estudio fueron los siguientes (800 a 8000) mD.

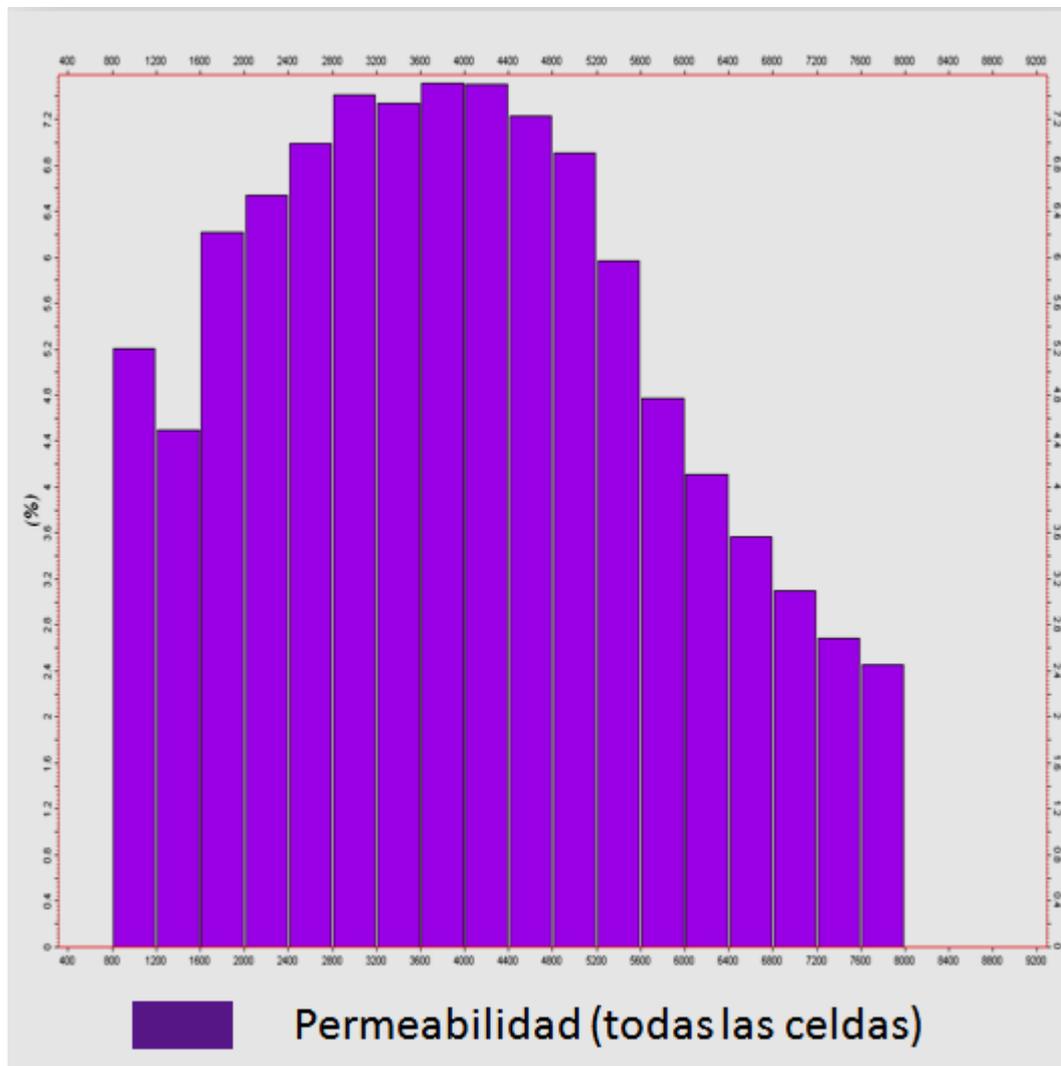


Figura 49. Histograma de distribución de permeabilidad.

En la figura 50 se puede observar una vista lateral del plano 10 en la dirección J de la propiedad permeabilidad, donde se muestra el ajuste mencionado en la sección 4.9.2 de la metodología del trabajo a las celdas correspondientes, las celdas de color rojo representan el canal de ruptura del tope de la lutita. En la figura 51 se puede observar una vista 3D de la distribución de la permeabilidad en el sub modelo.

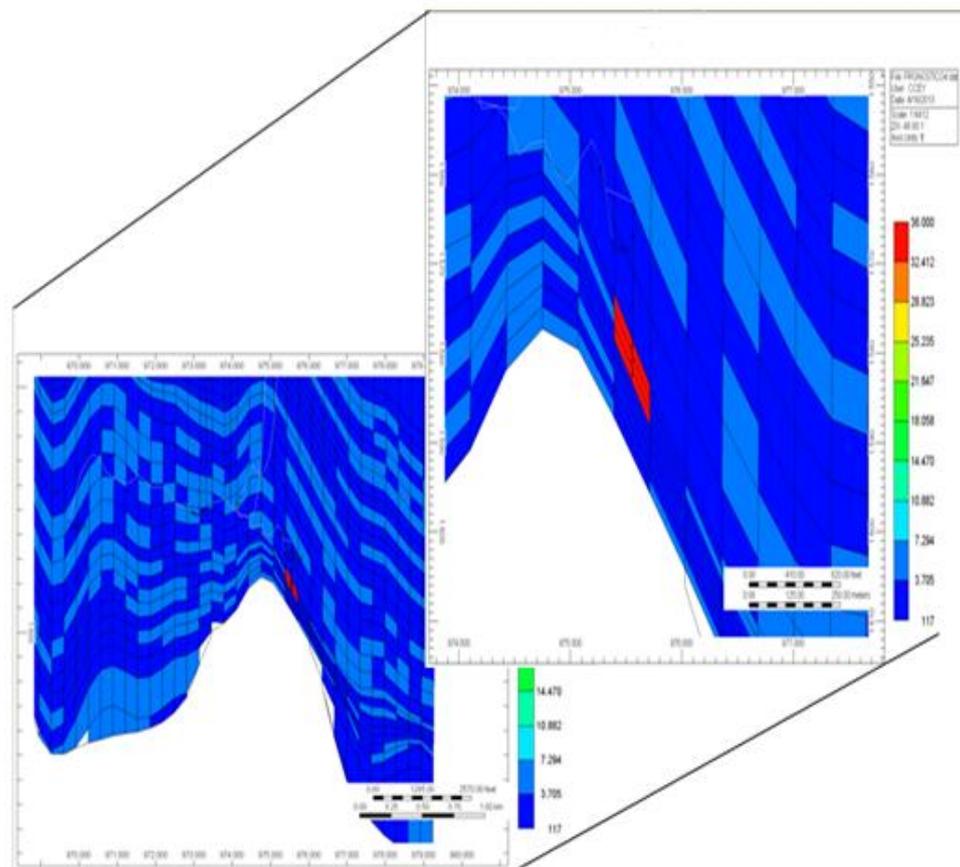


Figura 50. Vista lateral de la propiedad permeabilidad, donde se observa el ajuste realizado para crear el hoyo en el sub modelo de simulación

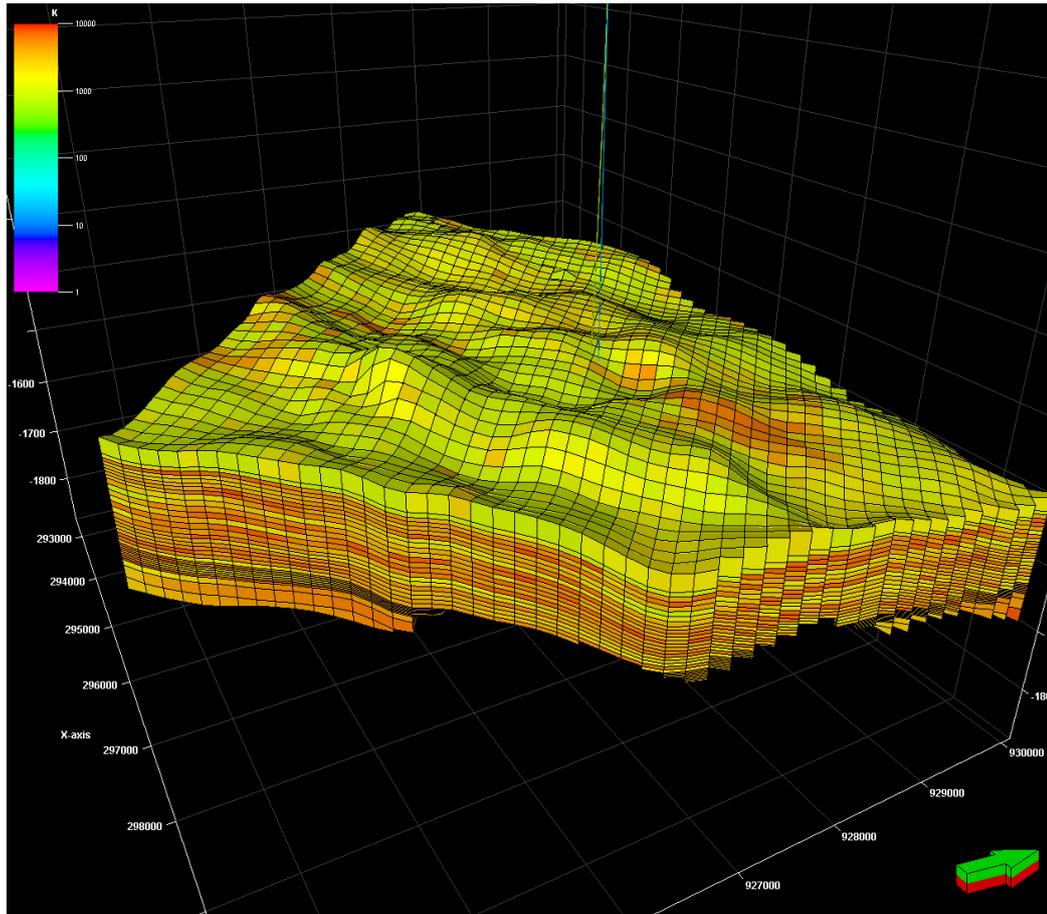


Figura 51. Vista 3D de la nueva distribución de permeabilidad cargada en el sub modelo

### 5.2.2 Ajuste del “net to gross”

Como se mencionó anteriormente, esta propiedad fue revisada con los registros eléctricos del los pozo A1 y el pozo vertical perforado en la zona de interés, lo que permitió observar la presencia de lutita, sin embargo, cabe destacar que la distribución de la lutita en el modelo original representaba un sello regional en las capas 23 y 24, la zona arcillosa que se encuentra en la zona de estudio, estas dos capas fueron reinterpretadas con la ayuda de un geólogo y posteriormente ajustadas.

En la Figura 52 y 53 se muestra una vista de las capa 23 y 24 de la propiedad “net to gross” contenida en el modelo de simulación inicial, en la figura 54 y 55 se

pueden observar los cambios realizados a estas capas.

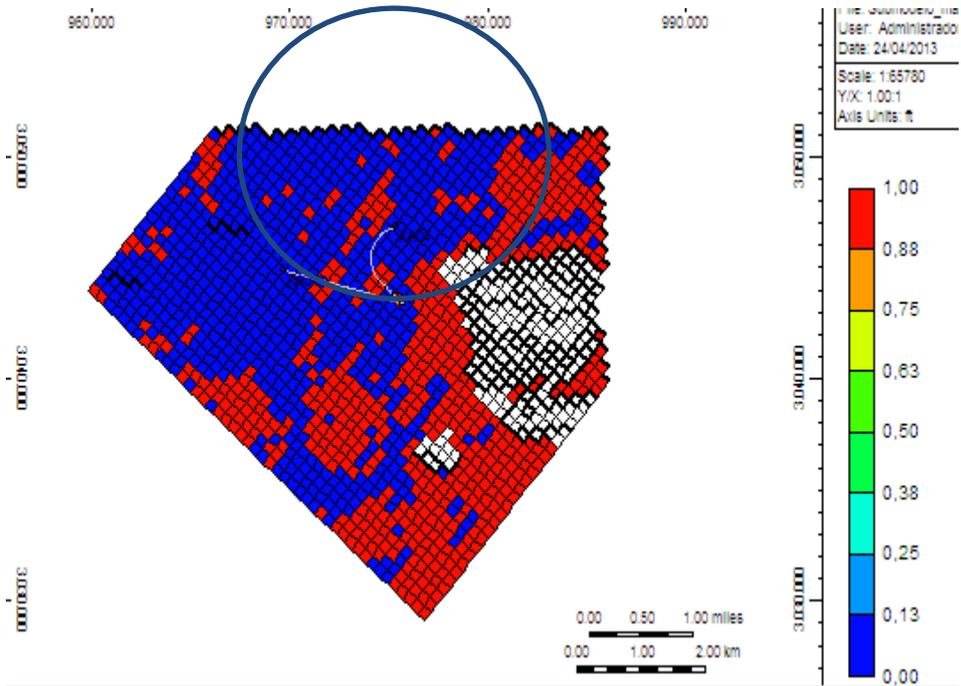


Figura 52. Vista de planta de la distribución de lutitas y arenas en la capa 23 del sub modelo inicial

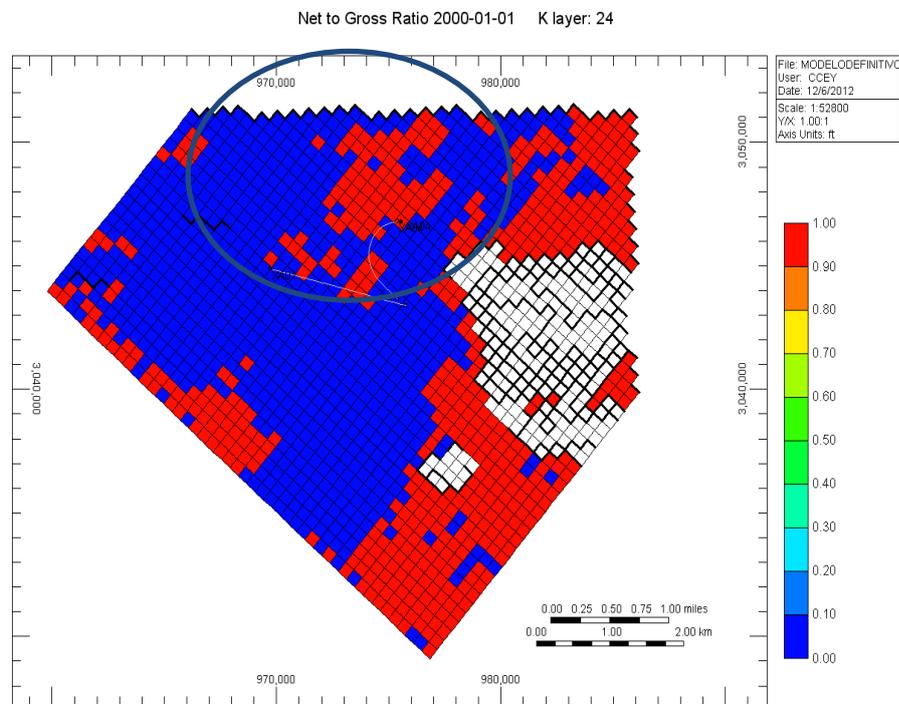


Figura 53. Vista de planta de la distribución de lutitas y arenas en la capa 24 del sub modelo inicial

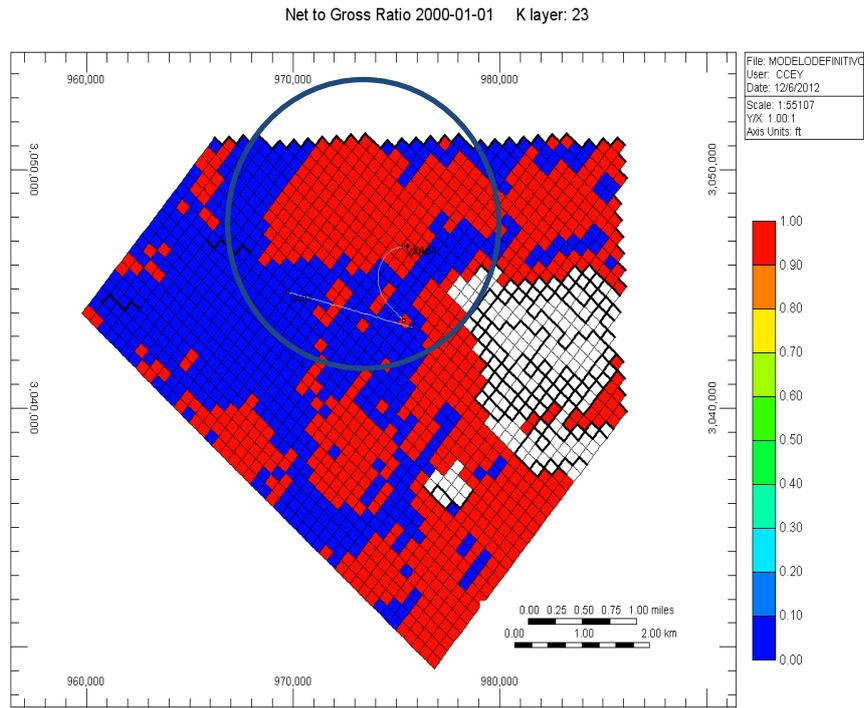


Figura 54. Vista de planta de la distribución de lutitas y arenas en la capa 23 del sub modelo modificado

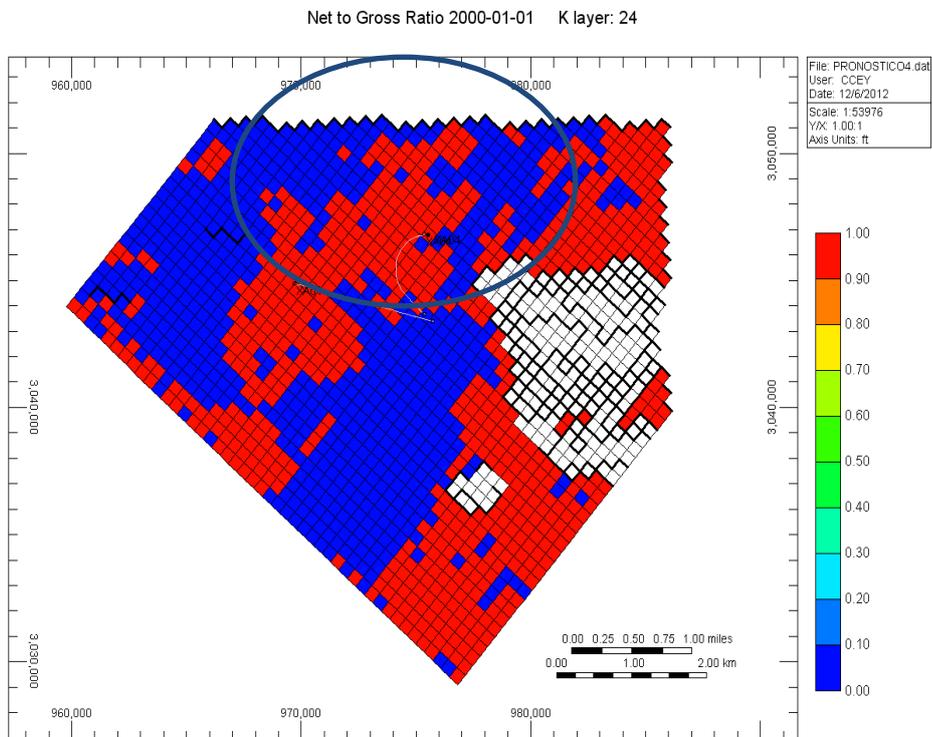


Figura 55. Vista de planta de la distribución de lutitas y arenas en la capa 24 del sub modelo modificado.

5.2.3 Ajuste de presión de fondo fluyente de los pozos A1 y A2

Las figuras 56 y 57 muestran el comportamiento de presión de fondo fluyente, reales y simulados vs el tiempo de producción para los pozos A1 y A2 respectivamente, logrado luego de modificar los parámetros antes mencionados, es decir: La distribución de permeabilidad, cambio en la propiedad de net to gross, contacto agua petróleo y ubicación del acuífero.

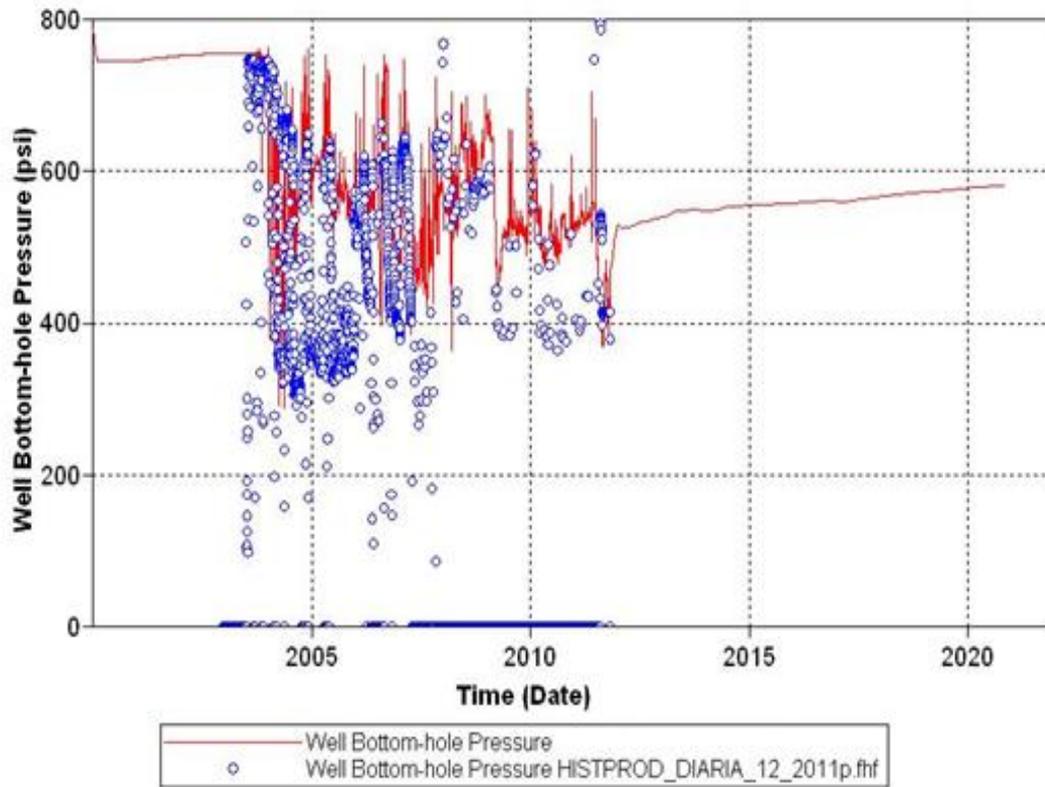


Figura 56. Gráfico de presión de fondo fluyente vs tiempo del pozo A1, donde se visualizan los valores reales y simulados con predicción

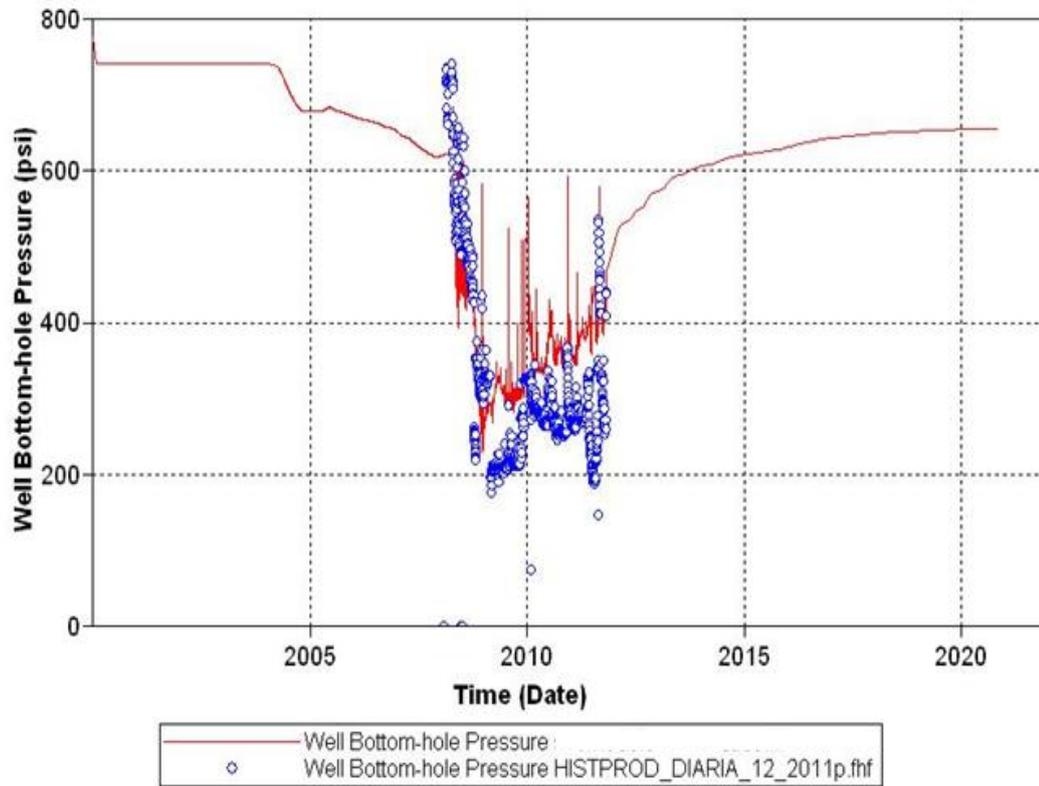


Figura 57. Gráfico de presión de fondo fluyente vs tiempo del pozo A2, donde se visualizan los valores reales y simulados con predicción

En las figuras 56 y 57 se observa que el comportamiento de presión simulado sigue la tendencia del comportamiento histórico dentro de un rango representativo para cada uno de los pozos en estudio. Adicionalmente, se pudo observar el pronóstico del comportamiento promedio de presión hasta el año 2020.

#### 5.2.4 Ajuste de producción de petróleo.

En las figuras 58 y 59 se pueden observar los gráficos de ajuste de la tasa y producción acumulada de crudo con su historial de producción para el pozo A1 y en las figuras 60 y 61 para el pozo A2, esto como resultado de las modificaciones en: distribución de permeabilidad, curvas de permeabilidad relativa y en el net to gross.

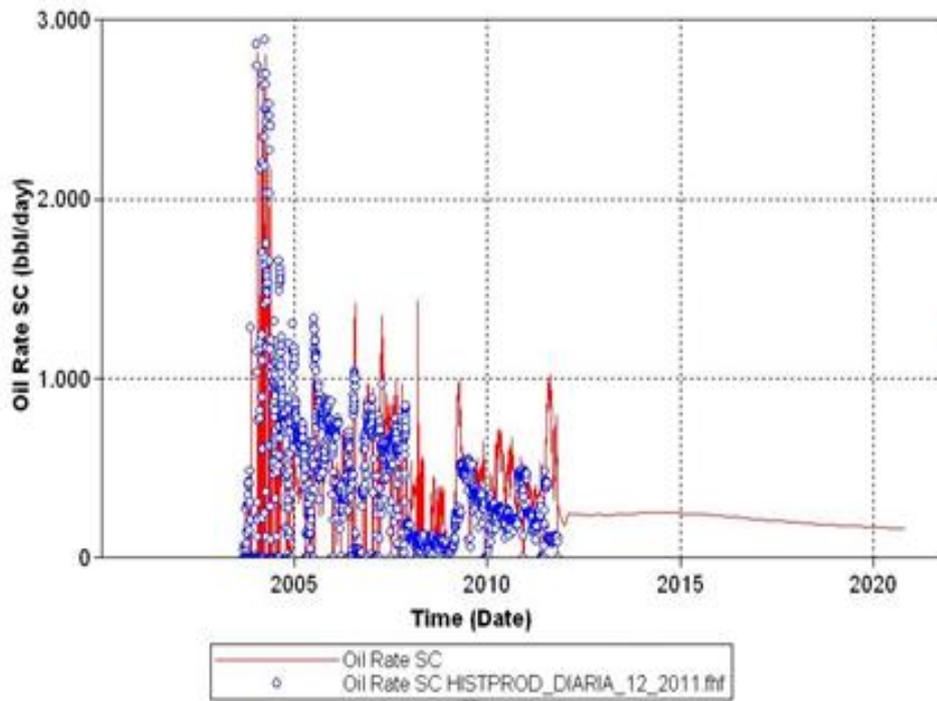


Figura 58. Gráfico de tasa de crudo real y simulado vs tiempo del pozo A1, donde se visualizan los valores reales y simulados con predicción

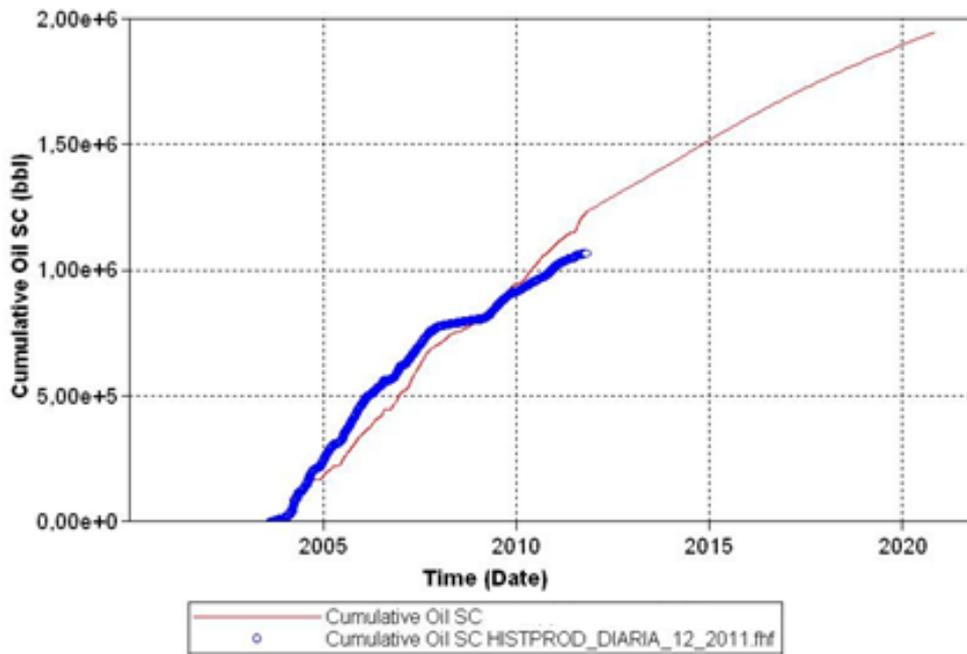


Figura 59. Gráfico de producción acumulada de crudo vs el tiempo, donde se visualizan los valores reales y simulados con predicción para el pozo A1

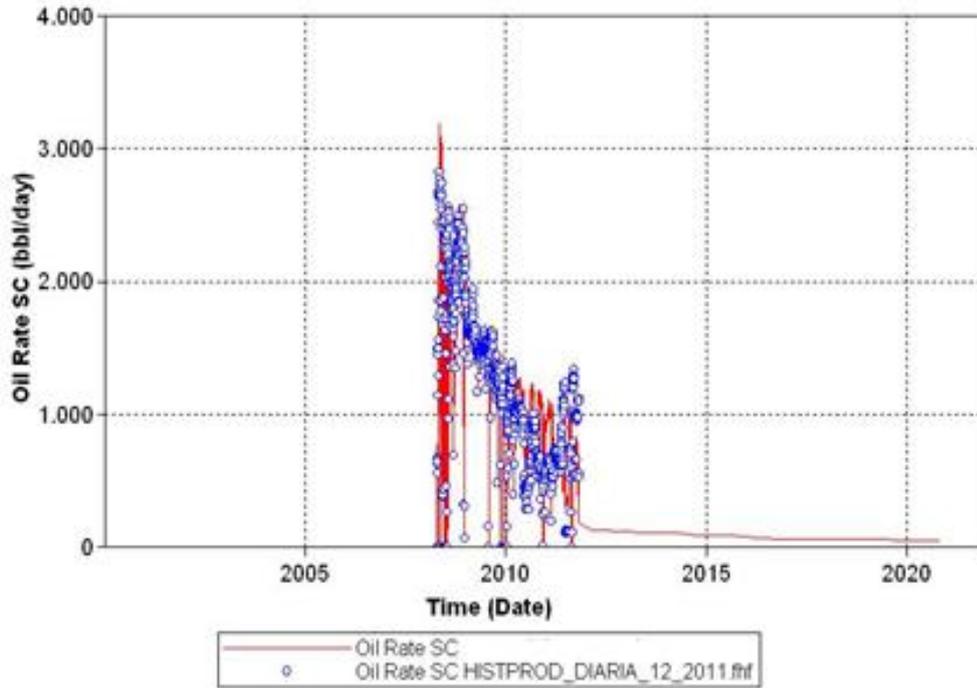


Figura 60. Gráfico de tasa de crudo vs tiempo del pozo A2, donde se visualizan los valores reales y simulados con predicción

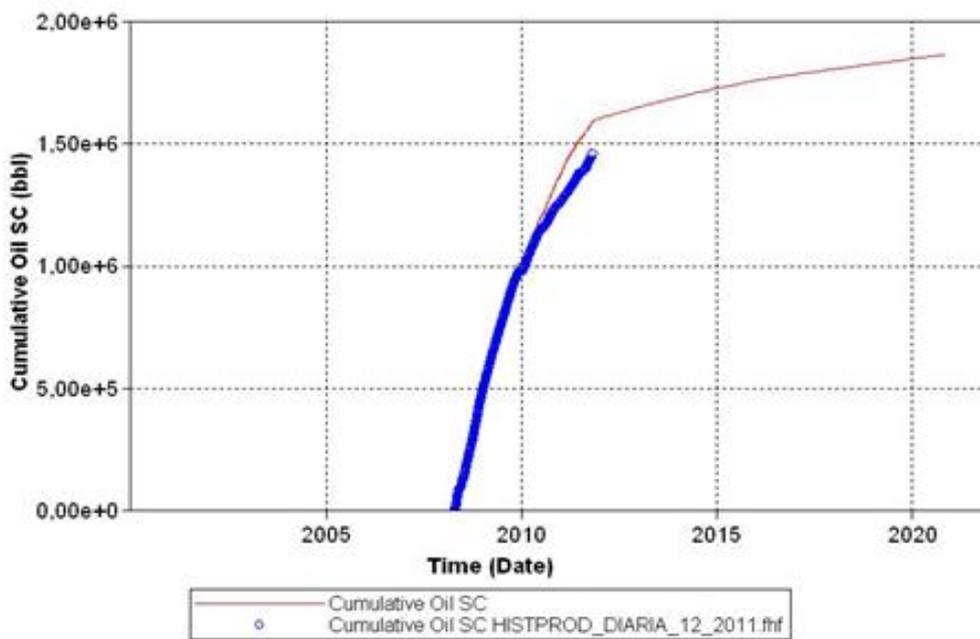


Figura 61. Gráfico de producción acumulada vs tiempo del pozo A2, donde se visualizan los valores reales y simulados con predicción

Las figuras 58, 59, 60, y 61 muestran un comportamiento representativo de producción, tanto de las tasas de petróleo producido como el acumulado, desde el inicio de la producción de ambos pozos.

Para el pozo A1 desde el 2004 y para el pozo A2 desde el 2008, alcanzando un acumulado de crudo de 1,24 MMBLS y 1,48 MMBLS respectivamente hasta el 1/11/2011 (ultima fecha actualización de los datos de producción).

En cuanto al pronóstico promedio de los pozos A1 y A2 (año 2020) los acumulados de crudo son de 1,86 MMBLS y 1,70 MMBLS respectivamente.

### 5.2.5 Ajuste de producción de agua

En las figuras 62 y 63 se puede observar el ajuste de la tasa y el historial de producción de agua, mientras que en las figuras 63 y 64 se puede observar los gráficos de producción acumulada de agua y el historial de producción de los pozos A1 y A2 respectivamente, obtenidos principalmente de la modificación del contacto agua petróleo y las modificaciones de la litología de las capas del modelo.

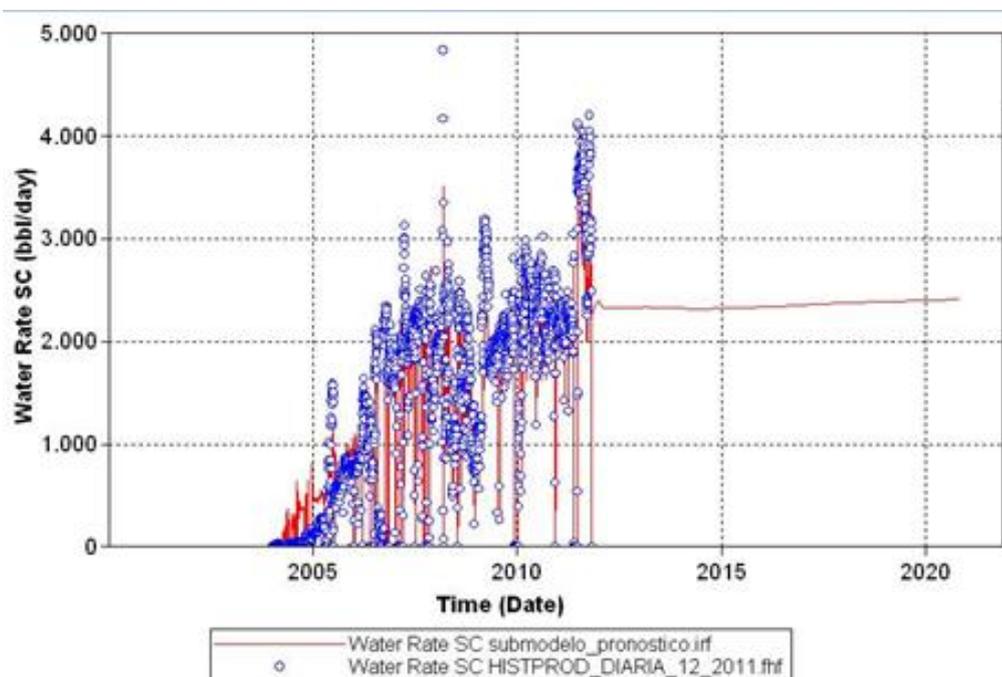


Figura 62. Gráfico de tasa de producción de agua vs tiempo del pozo A1, donde se visualizan los valores reales y simulados con predicción para el pozo

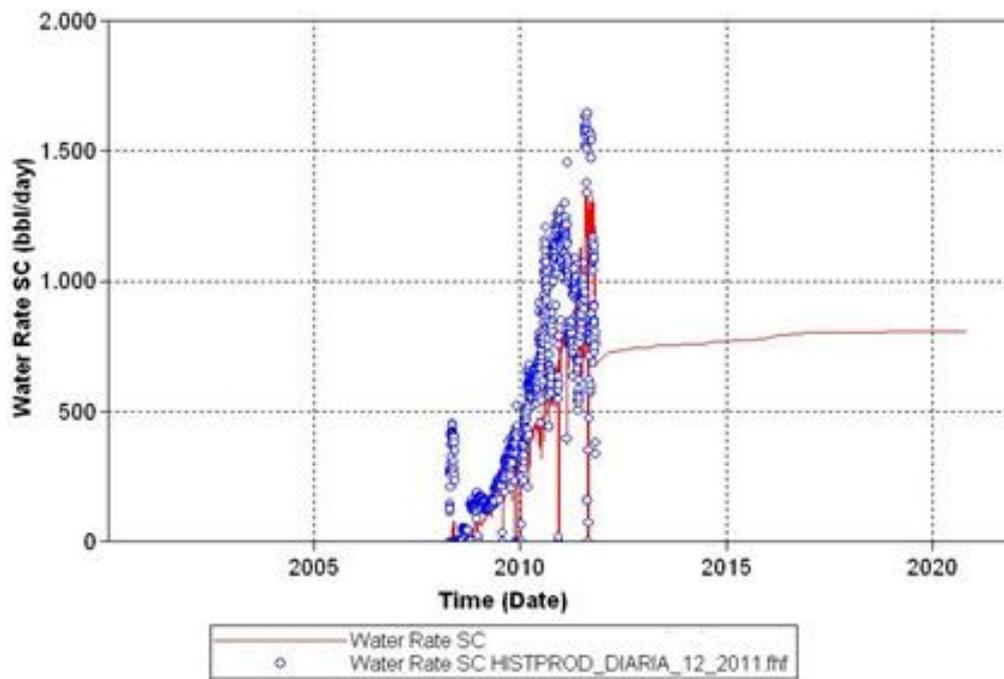


Figura 63. Gráfico de tasa de producción de agua vs tiempo del pozo A2, donde se visualizan los valores reales y simulados con predicción

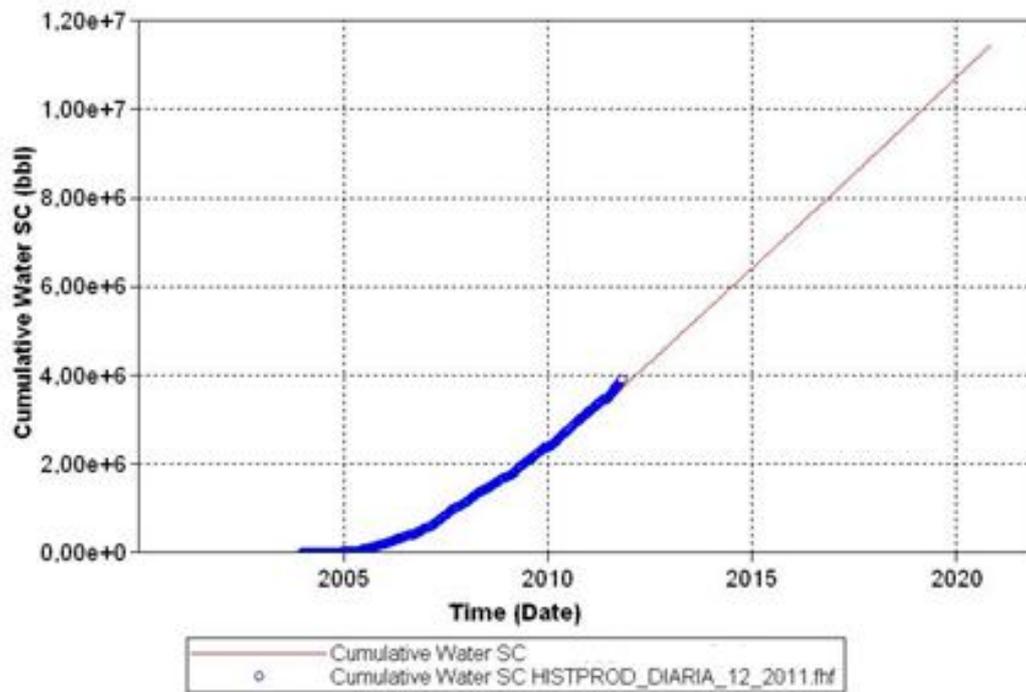


Figura 64. Gráfico de producción acumulada de vs tiempo del pozo A1, donde se visualizan los valores reales y simulados con predicción para el pozo

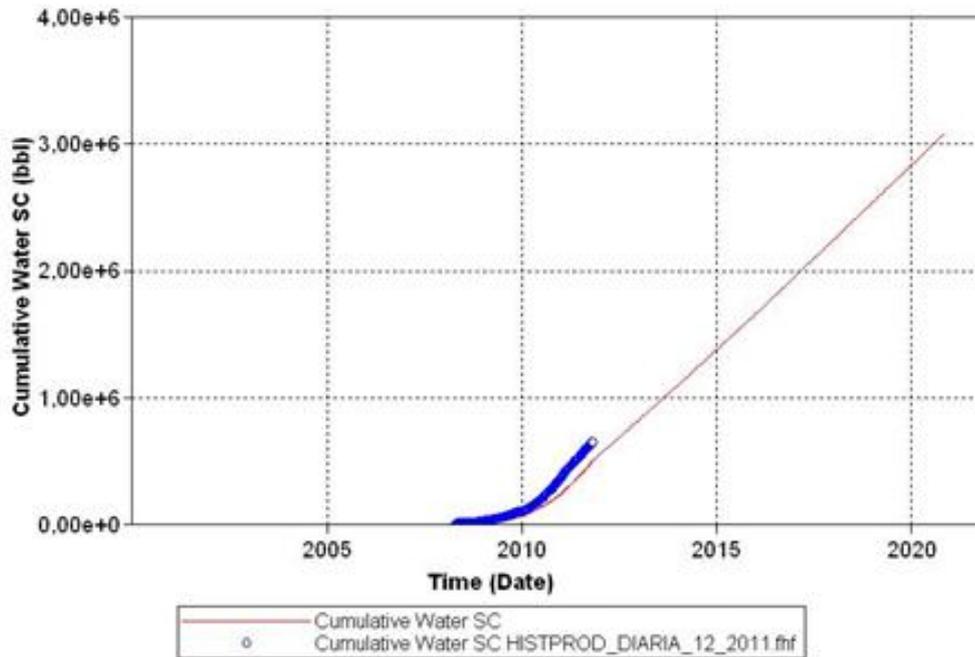


Figura 65. Gráfico de producción acumulada de agua vs tiempo del pozo A2, donde se visualizan los valores reales y simulados con predicción

Las figuras 62, 63, 64, y 65 muestran un comportamiento representativo de producción, tanto de las tasas de agua producida como en el acumulado, desde el inicio de la producción de ambos pozos, para el pozo A1 desde el 2004 y para el pozo A2 desde el 2008.

El acumulado de agua de de los pozos A1 y A2 respectivamente son 4 MMBLS y 700MBLS hasta el 1/11/2011 (ultima fecha actualización de los datos de producción).

En cuanto al pronóstico promedio para los pozos A1 y A2 (año 2020) los acumulados de son de 10,7 MMBLS y 3,26 MMBLS respectivamente.

### 5.3 Aplicación del tratamiento de gel

Luego de realizar las primeras corridas del modelo cotejado, se observó que la entrada de agua al pozo A1 no solo provenía de la ruptura del tope de la lutita sino también de las cercanías del talón del pozo, por esta razón se realizó la simulación de la inyección del tratamiento gelificante en este punto, tal y como se describió en la matriz de sensibilidad del capítulo anterior. Ver tabla 7

#### 5.3.1 Celdas contactadas por el Gel

En las figuras 66, 67, 68, 69 y 70 se puede observar las celdas contactadas por el gel, es importante mencionar que en estas figuras se observan líneas de flujo que indican la procedencia del agua y los caminos preferenciales existentes en el modelo de simulación antes del tratamiento con gel. Posterior a la inyección del tratamiento se observa como las líneas de flujo disminuyen específicamente en el punto de colocación del gel y adicionalmente se observa un cambio en la dirección del flujo hacia el otro punto de entrada de agua al pozo. Adicionalmente, en estas figuras se ilustra la concentración de la fase sólida, lo que permite visualizar la distribución del sistema gelificante en el medio poroso.

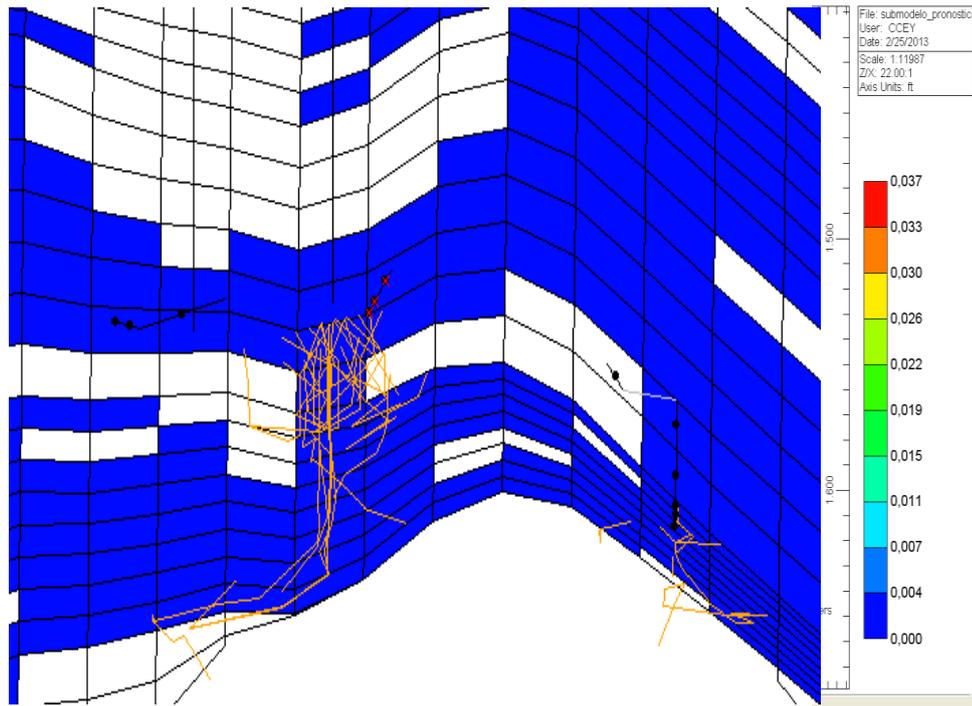


Figura 66. Vista lateral del comportamiento de las líneas de flujo antes de la inyección de la solución gelificante en el hoyo

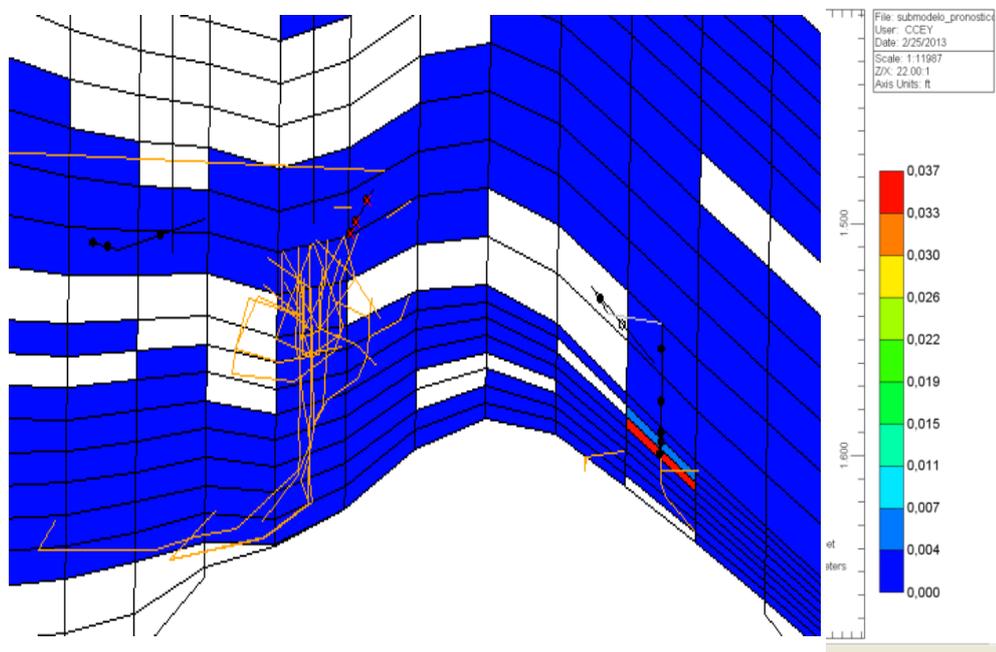


Figura 67. Vista lateral del comportamiento de las líneas de flujo y las celdas contactadas después de la inyección de la solución gelificante en el hoyo (propiedad: concentración de la fase sólida).

En la figura 66 se muestra una vista del plano 10 en J del de la propiedad concentración de la fase sólida contenida en el sub modelo, donde se ilustra el flujo de agua tanto en el talón como en el hoyo del pozo en estudio antes de la inyección del tratamiento.

Posterior al tratamiento con sistema gelificante en el hoyo del pozo, se observa en la figura 67 que la reducción promedio de permeabilidad es de 5000 mD aproximadamente donde el gel contacta el medio poroso, también se pudo observar que la concentración del gel disminuye de abajo hacia arriba, esto es debido a que el punto de inyección se encuentra a mayor profundidad y por el diferencial de presión existente en el pozo, el gel se distribuye de esta manera.

También en la figura 67 se visualiza como las líneas de flujo disminuyen en la zona donde gel contacta el medio poroso y a su vez como las líneas de flujo aumenta hacia la zona del talón del pozo, indicando con esto que el tratamiento resulta efectivo en la zona de aplicación, pero como en este caso en particular el pozo posee 2 entradas de agua franca, el agua que era producida por el hoyo ahora es producida por el talón del mismo.

En la figura 68 se observa un grafico de tasa de agua vs longitud horizontal el pozo A1, este grafico muestra las tasas de agua antes de la inyección de solución gelificante (verde) y la tasa de agua posterior al tratamiento (lila), como se explico anteriormente el flujo de agua aumenta hacia la zona del talón del pozo posterior a la aplicación del tratamiento.

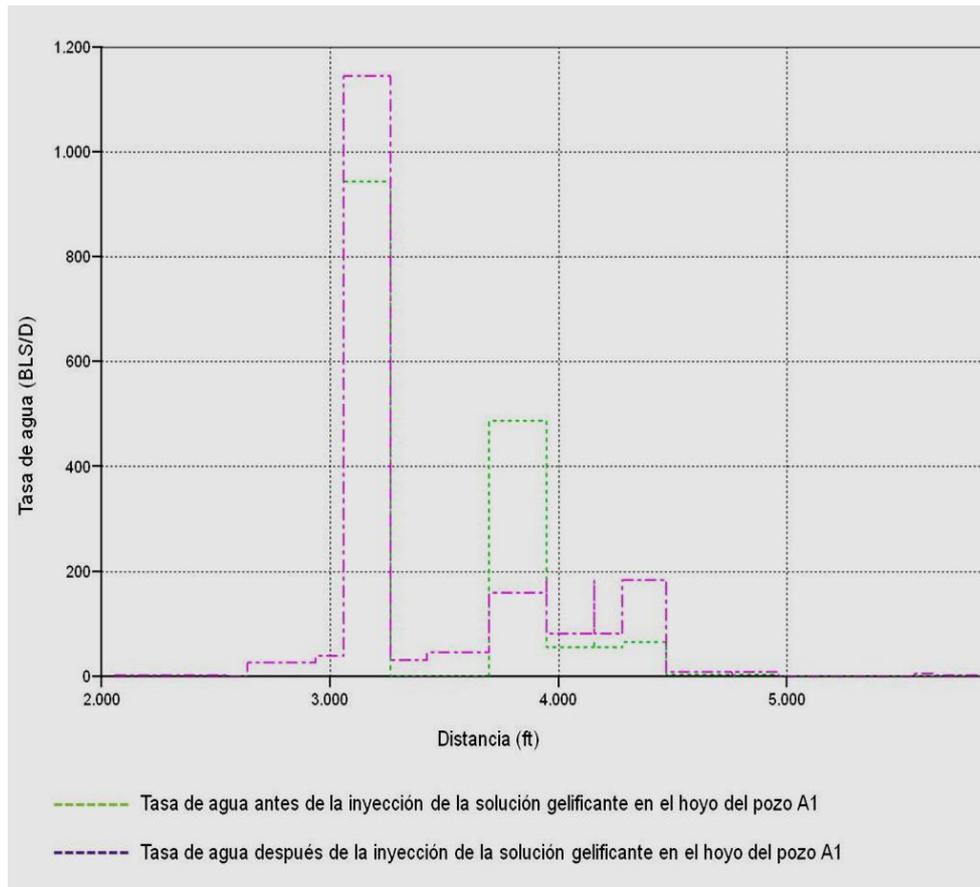


Figura 68. Gráfico de tasa de agua vs longitud horizontal del pozo A1

Es importante mencionar que la distribución del gel en este sub modelo es la misma, aun cuando se modifique el volumen y la tasa de gel inyectado, sin embargo, mientras se inyecten volúmenes más elevados de gel las concentraciones de este serán mayores en las celdas contactadas.

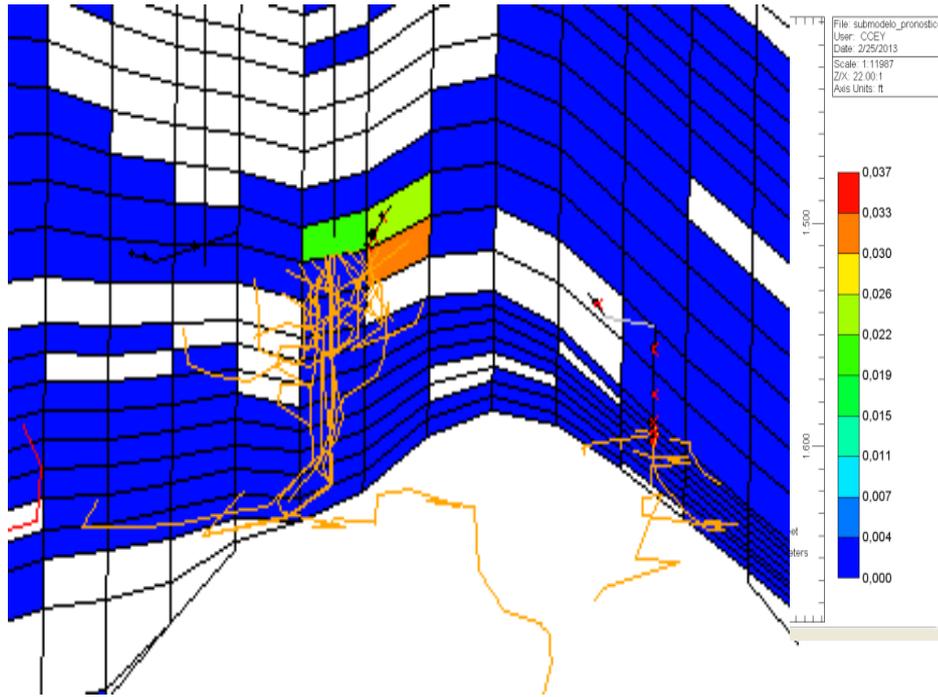


Figura 69. Vista lateral de la propiedad concentración de la fase solida (J 10), donde se observa el Comportamiento de las líneas de flujo y las celdas contactadas después de la inyección de la solución gelificante en el talón del pozo

A1

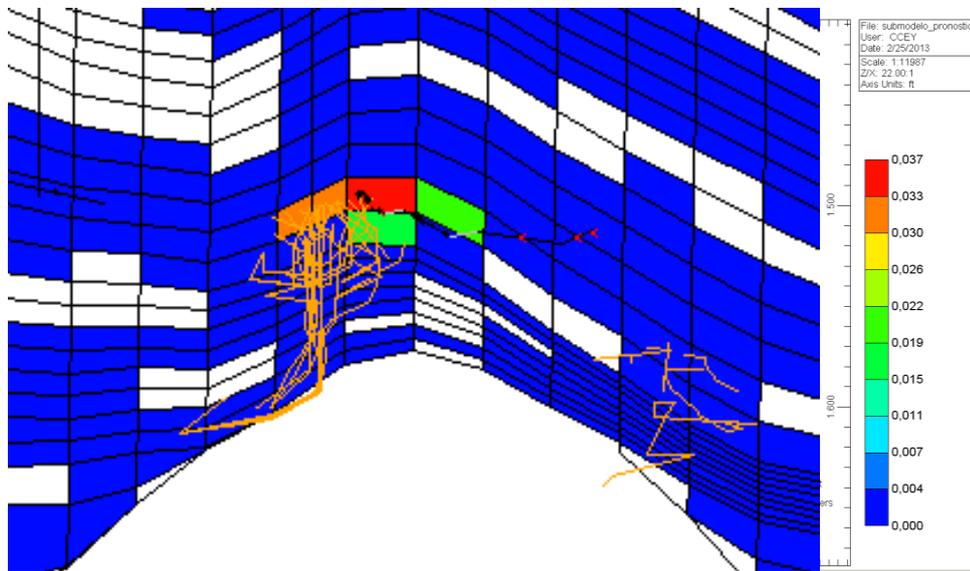


Figura 70. Vista lateral de la propiedad concentración de la fase solida (J 11), donde se observa el Comportamiento de las líneas de flujo y las celdas contactadas después de la inyección de la solución gelificante en el talón del pozo

A1

En las figuras 69 y 70 respectivamente se observa la distribución del gel en el medio poroso cuando el mismo es inyectado en el talón del pozo, el promedio de la reducción de permeabilidad en estas celdas se encuentra alrededor de 100 mD.

También es posible observar que posterior a la inyección del sistema gelificante en el talón del pozo las líneas de flujo no cambian significativamente en ninguna de las dos zonas francas de irrupción de agua, lo que indica que el tratamiento resultó poco efectivo en este punto, sin embargo, se puede visualizar que posterior al tratamiento en la zona del talón existe un bloqueo, pero como esta zona posee la mayor caída de presión el agua es producida con la misma intensidad que era producida sin la inyección del tratamiento.

En la figura 71 se observa un grafico de tasa de agua vs longitud horizontal del pozo A1, este grafico muestra las tasas de agua antes de la inyección de solución gelificante (verde) en la zona del talón y la tasa de agua posterior al tratamiento (Azul), donde se visualiza el comportamiento descrito anteriormente.

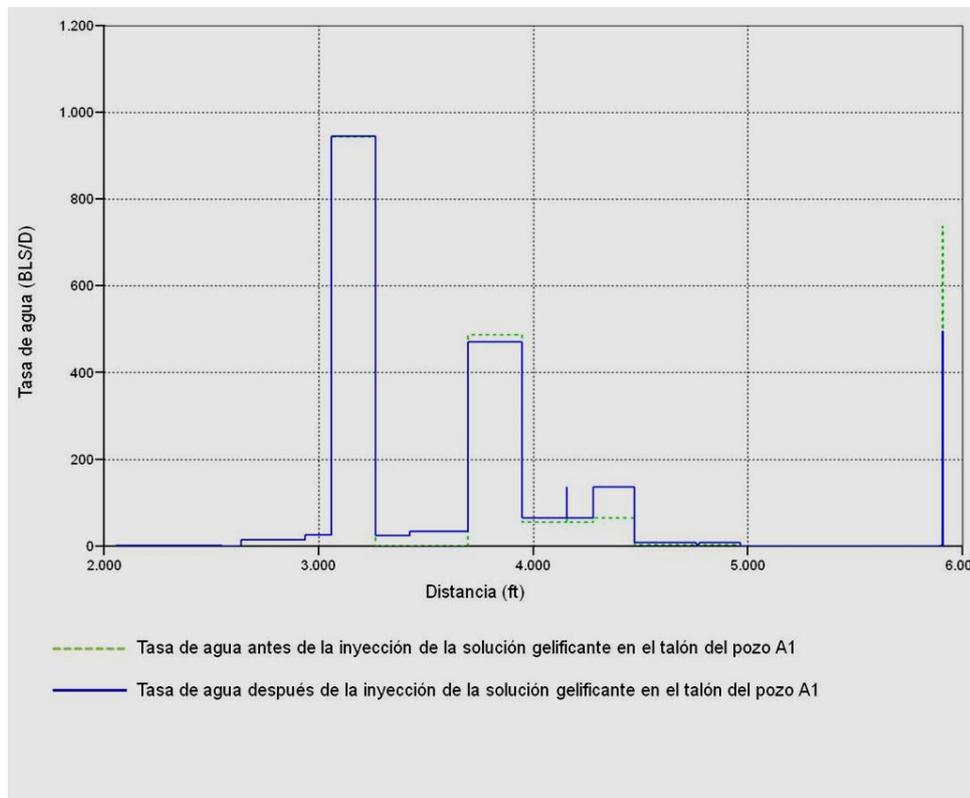


Figura 71. Gráfico de tasa de agua vs longitud horizontal del pozo A1

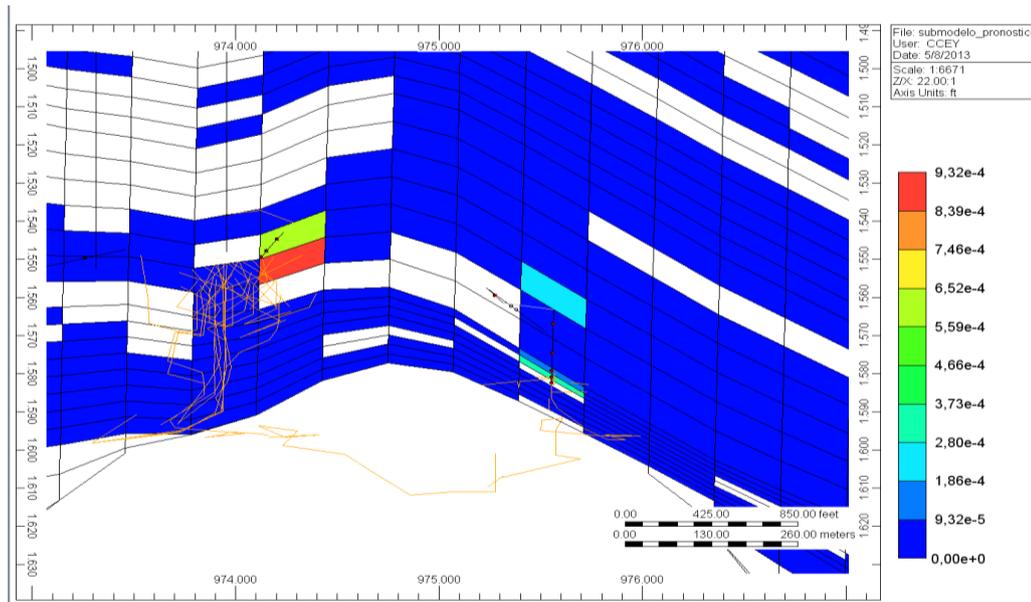


Figura 72. Vista lateral de la propiedad concentración de la fase solida, donde se observa el Comportamiento de las líneas de flujo y las celdas contactadas después de la inyección de la solución gelificante en el talón-hoyo del pozo A1

En la figura 72 se puede observar que la distribución del gel contactó celdas tanto en el hoyo del pozo como el talón del mismo, la reducción de permeabilidad hacia la zona del talón es de aproximadamente 70 mD mientras que hacia la zona del hoyo es de 100 mD.

Adicionalmente, se obtuvo como resultado que la inyección del tratamiento influye directamente en las dos zonas (talón-hoyo), las líneas de flujo se reducen hacia la zona del hoyo del pozo, sin embargo, hacia la zona del talón del pozo las líneas incrementan, esto debido a que es la zona que posee menor presión y la saturación de agua es máxima, esto último se debe al canal de agua existente hacia esta zona y la comunicación del agua proveniente del hoyo del pozo.

### 5.3.2 Efecto de la inyección del gasoil

Un resultado importante de la simulación fue la inyección de gasoil en el espacio anular tubería producción- tubería continua a nivel de pozo, el cual además de

presurizar el espacio anular a nivel de pozo, permitió una disminución en la viscosidad del crudo existente en la zona de inyección, logrando con esto la formación de un frente que permitiera a la solución gelificante posicionarse en la zona de interes y evitar que fuese producida a través del liner ranurado.

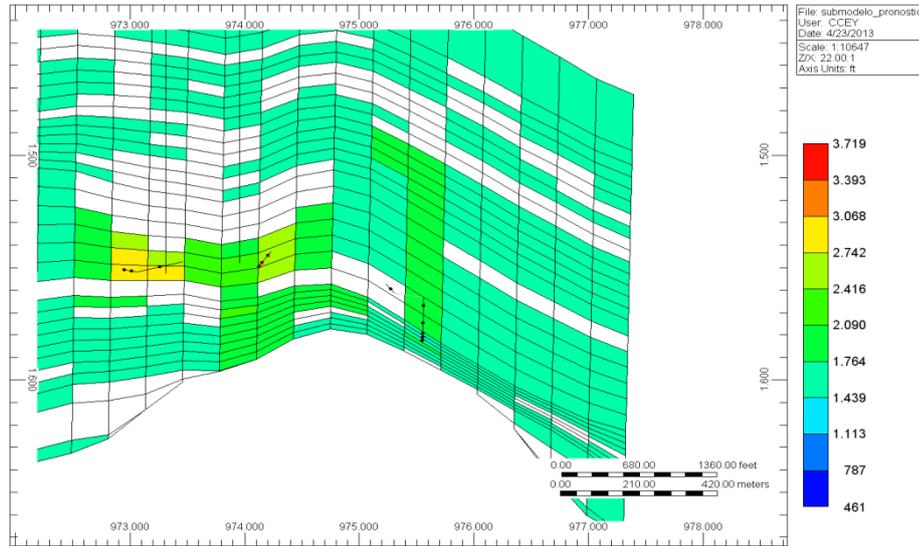


Figura 73. Vista lateral del sub modelo mostrando los valores de viscosidad de petróleo en el hoyo del pozo A1 antes de la inyección de gasoil

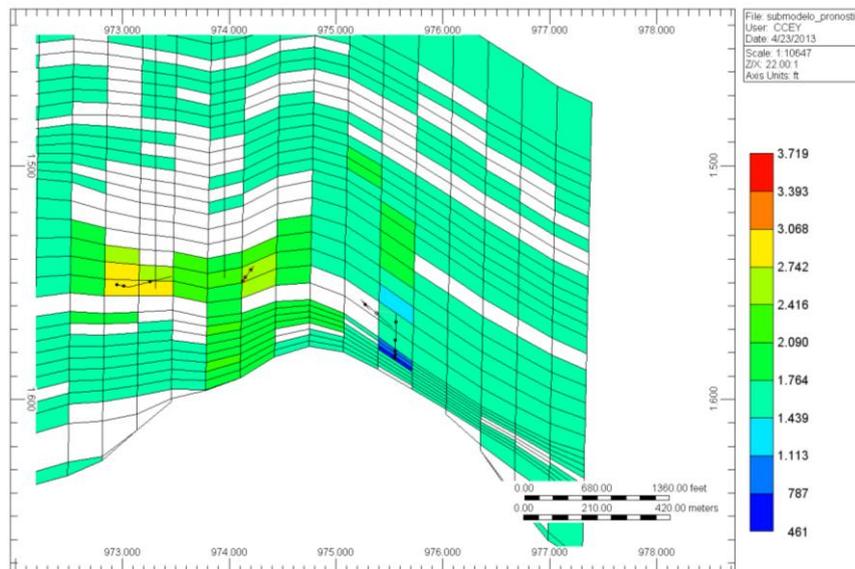


Figura 74. Vista lateral del sub modelo mostrando los valores de viscosidad de petróleo en el hoyo del pozo A1 después de la inyección de gasoil

La reducción promedio de viscosidad en la zona del hoyo después de la inyección de gasoil es de 700 cp aproximadamente, como se puede observar en las figuras 73 y 74.

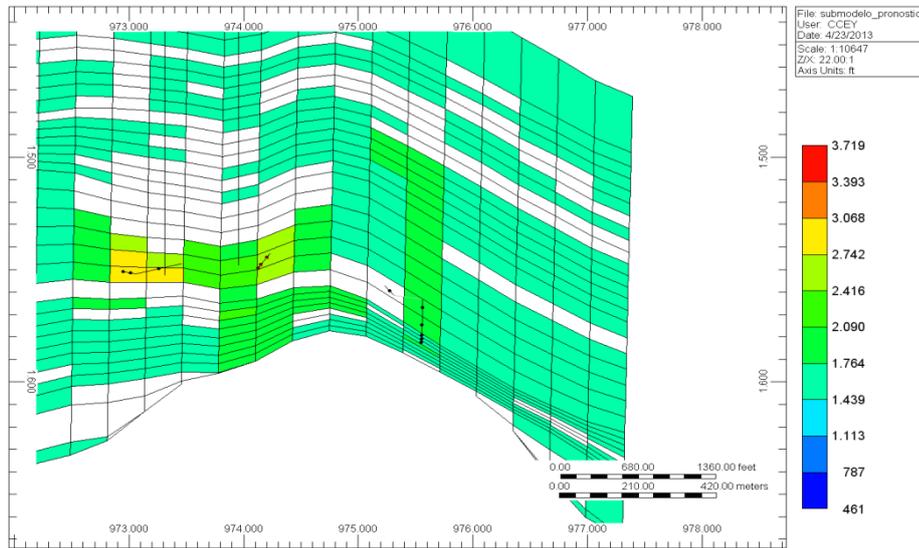


Figura 75. Vista lateral del sub modelo mostrando los valores de viscosidad de petróleo en el talón del pozo A1 antes de la inyección de gasoil

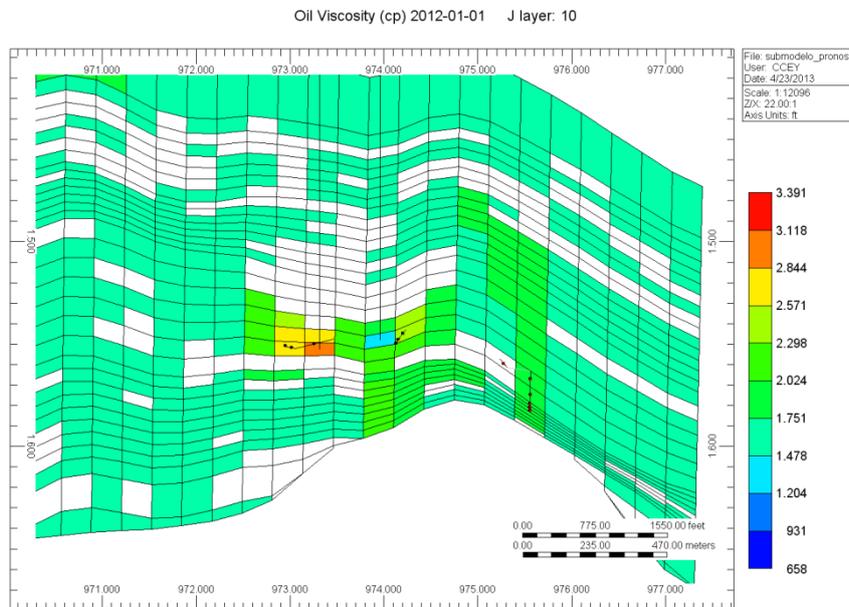


Figura 76. Vista lateral del sub modelo mostrando los valores de viscosidad de petróleo en el talón del pozo A1 después de la inyección de gasoil

La reducción promedio de viscosidad en la zona del talón después de la inyección de gasoil es de 350 cp aproximadamente, como se puede observar en las figuras 75 y 76.

### 5.3.3 Análisis de sensibilidades

En las figuras 77, 78 y 79 se pueden observar los gráficos de producción de agua vs el tiempo, obtenidos como resultado de la inyección del tratamiento gelificante, es decir, en el hoyo, en el talón del pozo y en ambos puntos simultáneamente. Es importante mencionar que en cada uno de los gráficos se puede observar: la cantidad de volumen inyectado, la tasa de inyección y los puntos de inyección, también se puede visualizar que la tendencia general es similar para todos los casos, comenzando con la reducción de la tasa de producción de agua respecto al caso base y luego un incremento progresivo de la misma llegando a producir una cantidad de agua superior al caso base.

Este comportamiento puede ser explicado de la siguiente manera: cuando la solución gelificante es colocada en el yacimiento ocasiona un bloqueo en el canal preferencial del agua, por lo que la misma debe encontrar nuevos caminos para ser producida. En consecuencia, el agua se va a desplazar por los poros que contengan Swirr, desplazando en cierta medida el crudo contenido en ellos, creando estos nuevos canales y permitiendo con esto, una mayor comunicación de agua hacia el pozo.

En la figura 80 se puede observar una grafica del comportamiento de la producción de crudo posterior a la aplicación del tratamiento, es importante mencionar que este comportamiento es similar posterior a la aplicación del sistema gelificante en los dos puntos de inyección.

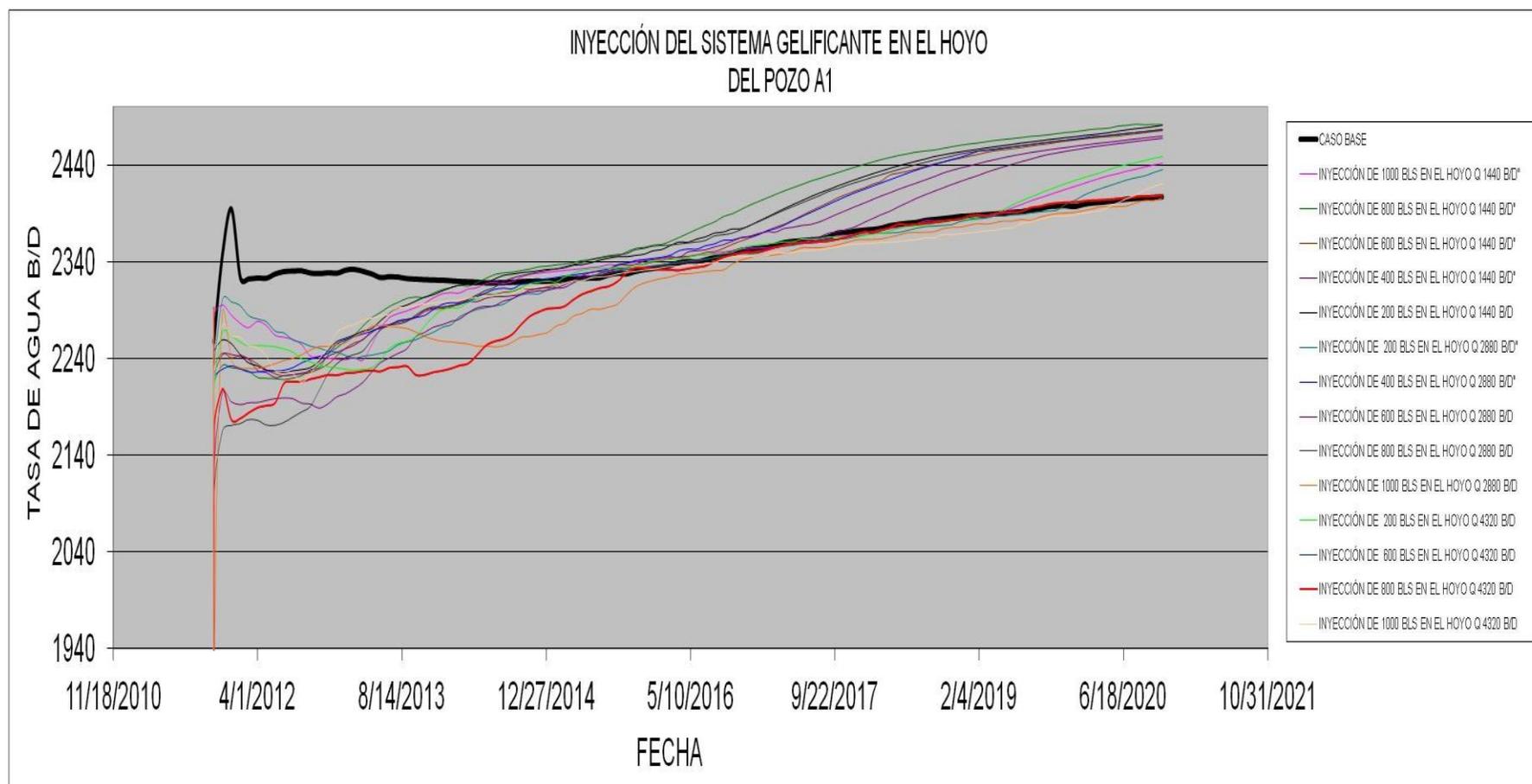


Figura 77. Grafico de tasa de agua vs tiempo

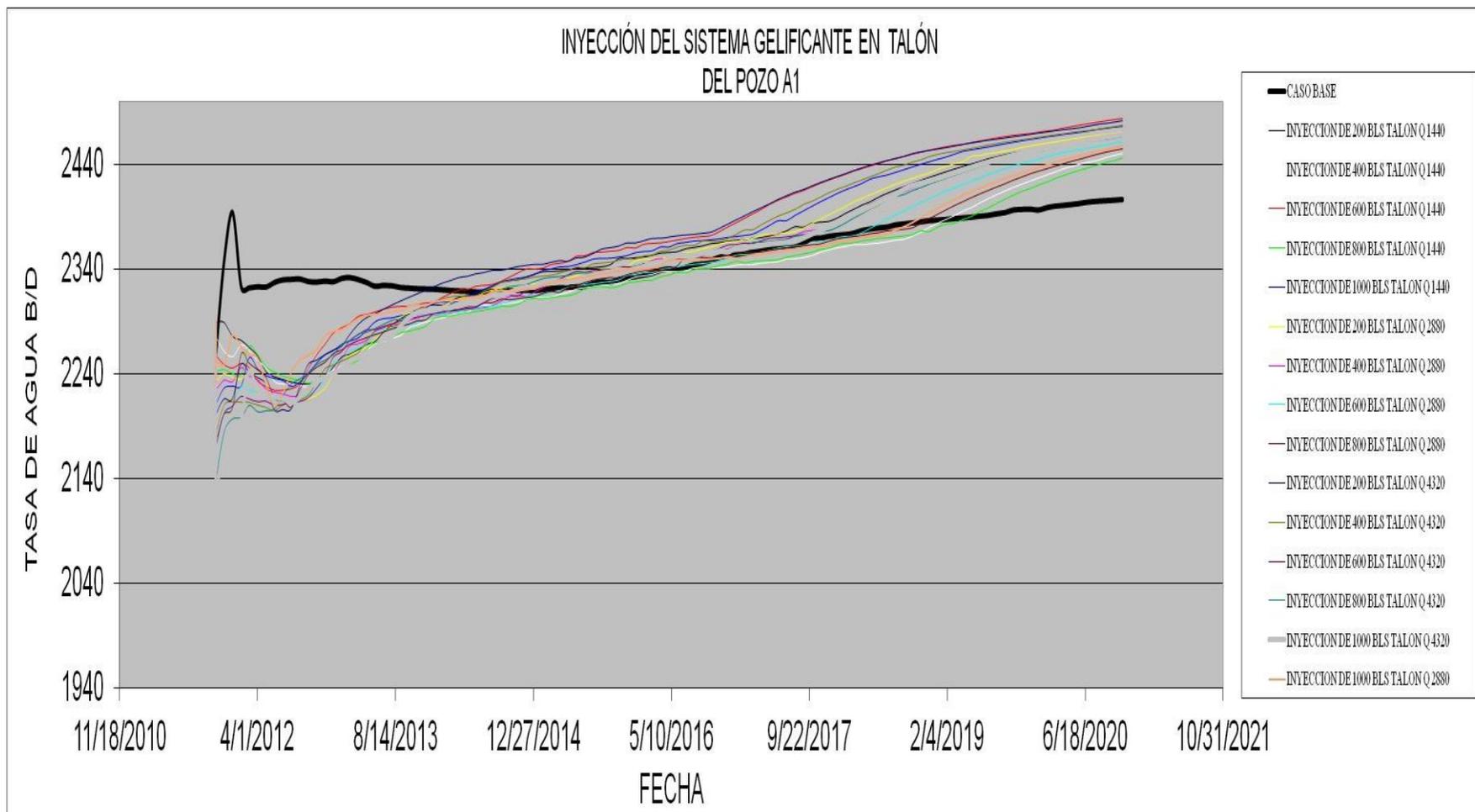


Figura 78 Grafico de tasa de agua vs tiempo

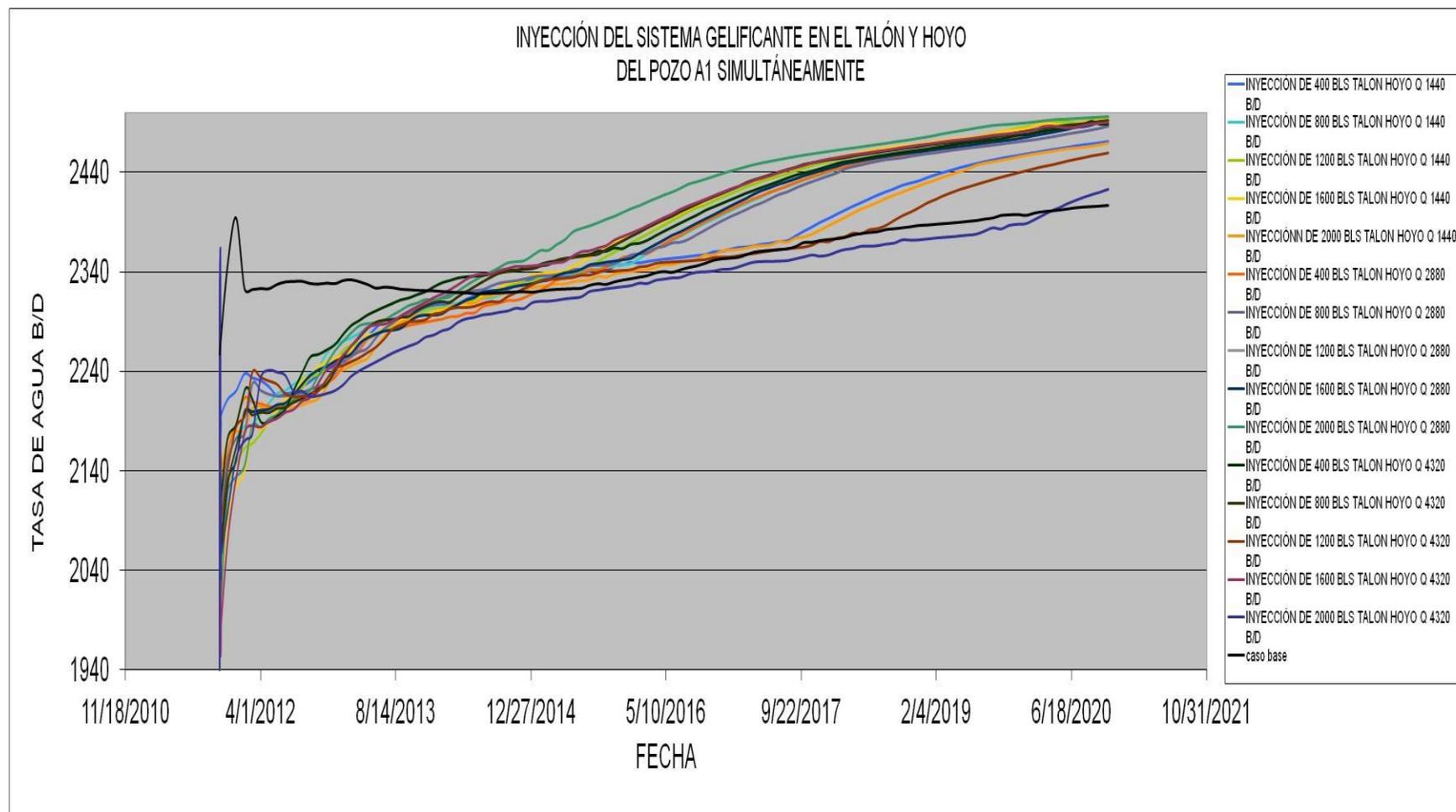


Figura 79. Grafico de tasa de agua vs tiempo

Se puede observar en la figura 80 que la producción de crudo incrementa posterior a la aplicación del tratamiento gelificante, esto se debe a la manera como fueron controlados los pozos y a la condición de bloqueo únicamente al agua ejercida por la solución gelificante.

El pozo fue controlado mediante tasa de líquido y BHP, como ninguno de estos dos controladores es violado y posterior al tratamiento con sistema gelificante existe una reducción de agua el simulador el simulador debe compensar esta pérdida de liquido con crudo, por esta razón se muestra en la figura 80 un grafico de producción de tasa de crudo vs tiempo, en el talón del pozo.

Es importante mencionar que el comportamiento que se observa en esta figura es similar cuando el sistema es aplicado en el hoyo del pozo, es decir, existe un incremento en la producción de crudo post tratamiento en la zona

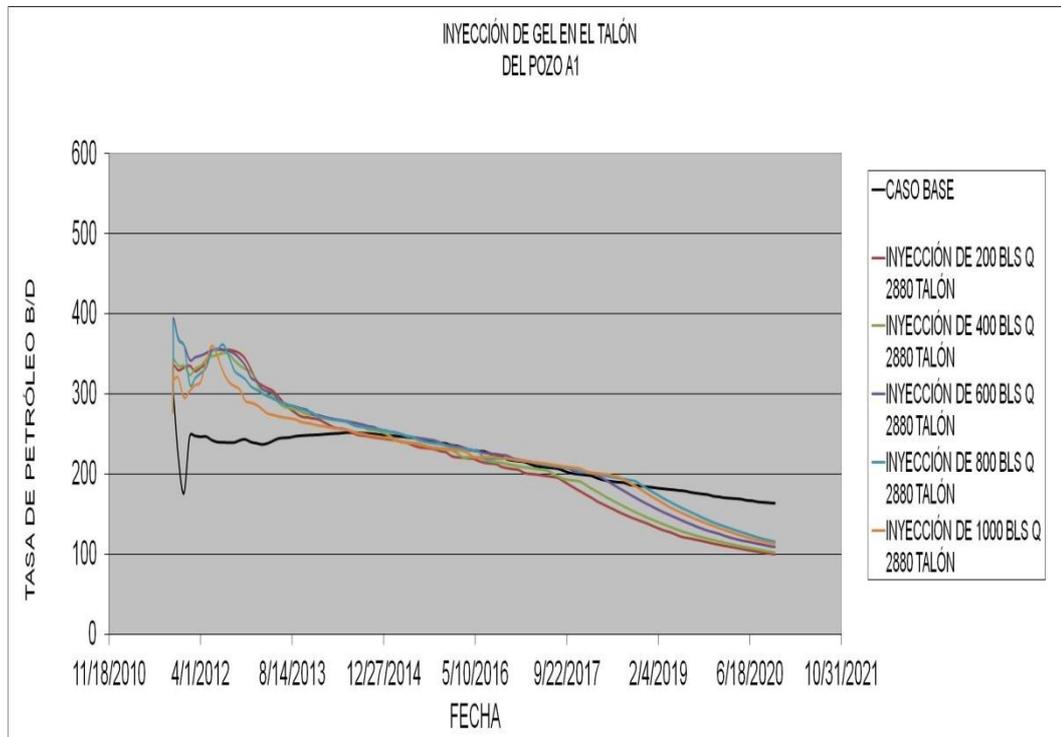


Figura 80. Gráfico de tasa de petróleo vs tiempo

En el caso de la inyección en el hoyo se puede visualizar en la figura 81 que el mejor caso de reducción de tasa de agua, es cuando se realiza la inyección de un volumen de 600 BLS de solución gelificante a una tasa de 3 BLS/MIN, la reducción de la producción de agua en promedio respecto al caso base es de 160 BLS aproximadamente, el tiempo de reducción es de 5 años antes de que la producción de agua supere el caso base. Este comportamiento cumple con la hipótesis de que la distribución del gel en el hoyo a mayores tasas abarcará mayor longitud vertical que horizontal, ya que el fluido se inyecta a mayor velocidad para una tasa de 3 BLS/MIN que una tasa de 1BL/MIN.

Este resultado contrasta con el hecho de que en experiencias previas de campo y de laboratorio las tasas de inyección más efectivas para la colocación del sistema gelificante eran menores a 1 BL/MIN.

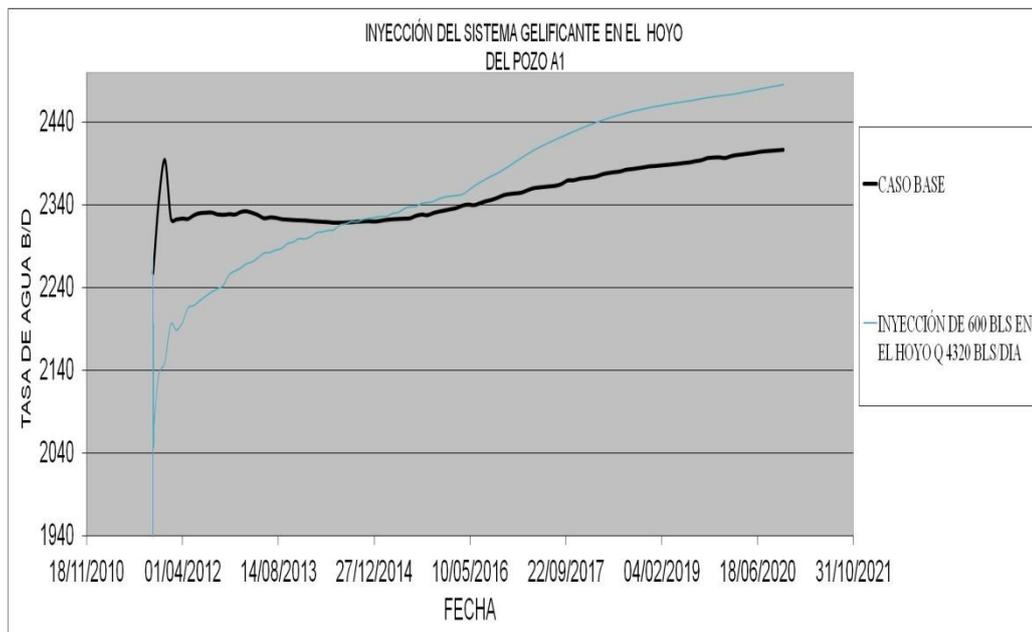


Figura 81. Gráfico de tasa de agua vs tiempo

En el caso de la inyección en el talón se puede visualizar en la figura 82 que el mejor caso de reducción de agua, es la inyección de un volumen de 600 BLS de solución gelificante a una tasa de 2 BLS/MIN, la reducción de la producción de agua en promedio respecto al caso base es de 110 BLS aproximadamente, el

tiempo de reducción es de 3 años antes de que la producción de agua supere el caso base. Se puede observar que el tiempo en el cual la producción agua supera al caso base es 2 años menor que en el caso del hoyo, esto es debido a que en la zona del talón del pozo existe mayor diferencial de presión favoreciendo el flujo de fluido del yacimiento hacia esa zona, también se observa que la tasa más indicada no es la más alta sino la de 2 BLS/MIN ya que su busca una mejor colocación en la cercanía del talón del pozo.

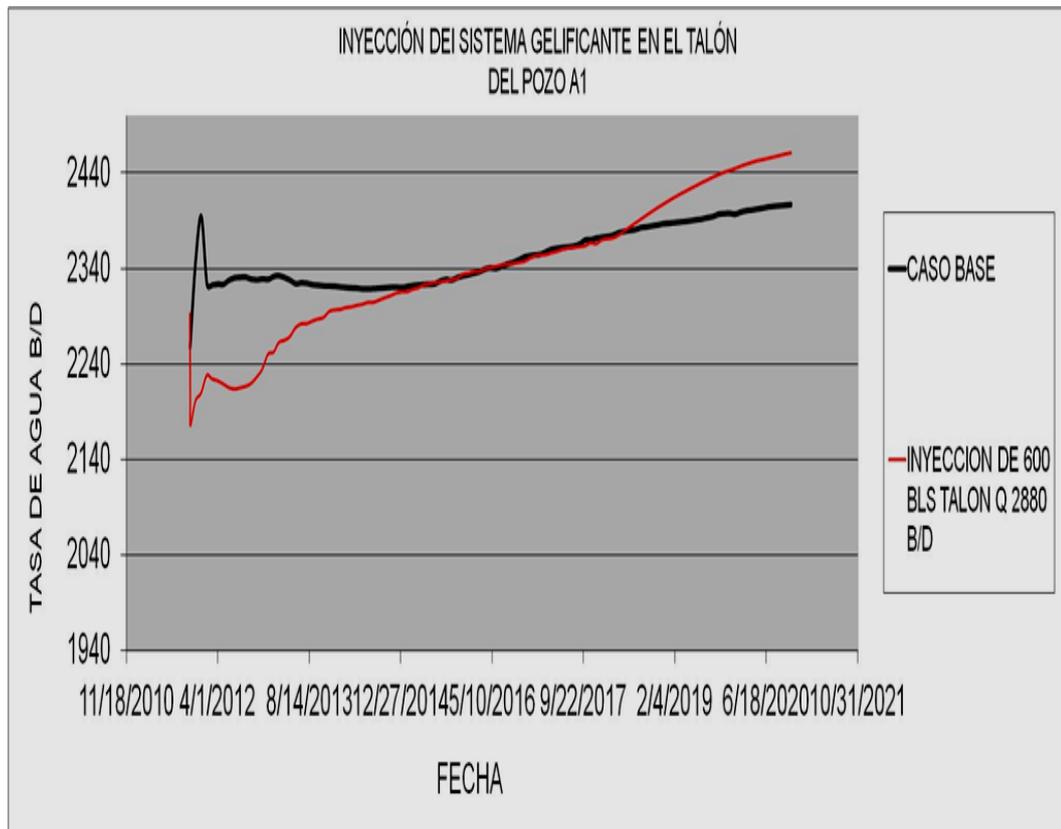


Figura 82. Gráfico de tasa de agua vs tiempo

En el caso de la inyección talón-hoyo se realizó una corrida que involucrara los mejores casos de inyección tanto en el talón como en el hoyo, es decir, la inyección de un volumen de 600 BLS a una tasa de 3 BLS/MIN en el hoyo y 600 BLS a una tasa de 2 BLS/MIN en el talón del pozo, (ver figura 83) el resultado obtenido en cuanto a la reducción promedio de la tasa de agua es de 135 BLS aproximadamente y el tiempo de reducción es de 3 años, lo que indica que la

mayor reducción de la tasa se agua se observa cuando se realiza la inyección del tratamiento en el hoyo del pozo y por lo tanto la inyección del talón no resulta ser eficiente.

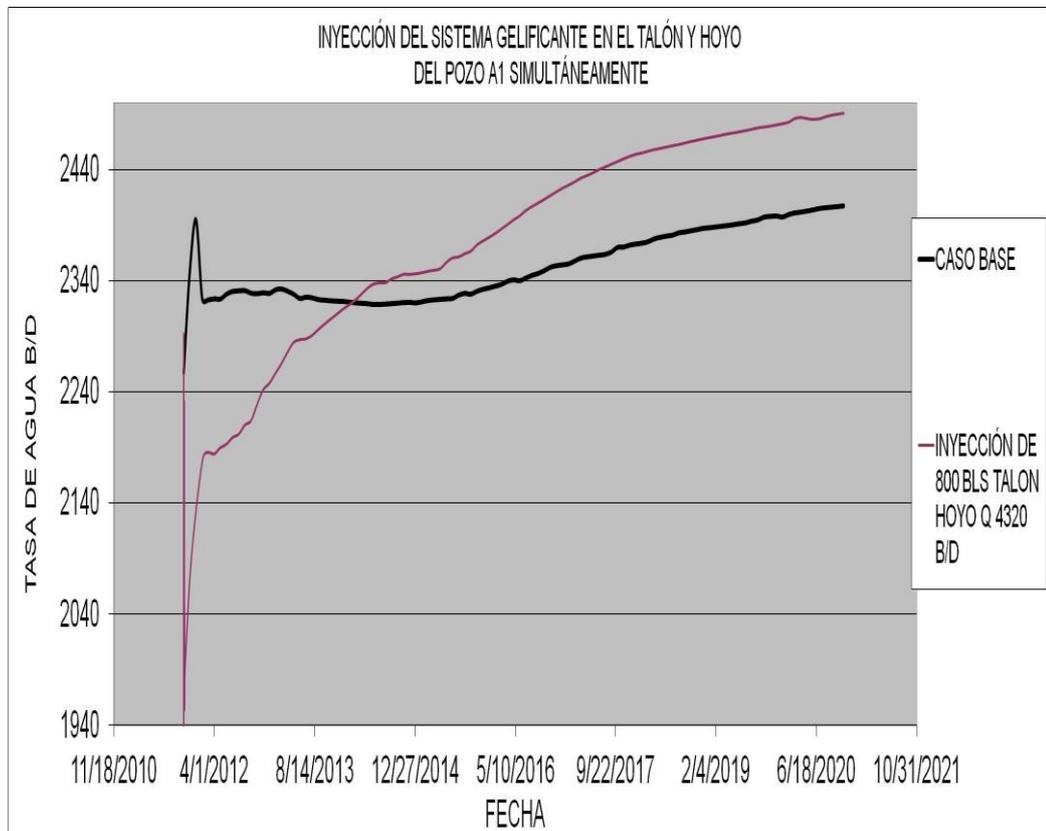


Figura 83. Gráfico de tasa de agua vs tiempo

Adicionalmente, se verificó para cada una de las sensibilidades realizadas, que posterior a la inyección del tratamiento del sistema gelificante, la producción de agua del pozo A2 no depende directamente de la comunicación con el pozo A1.

De manera ilustrativa un resultado de esto se muestra en la figura 84.

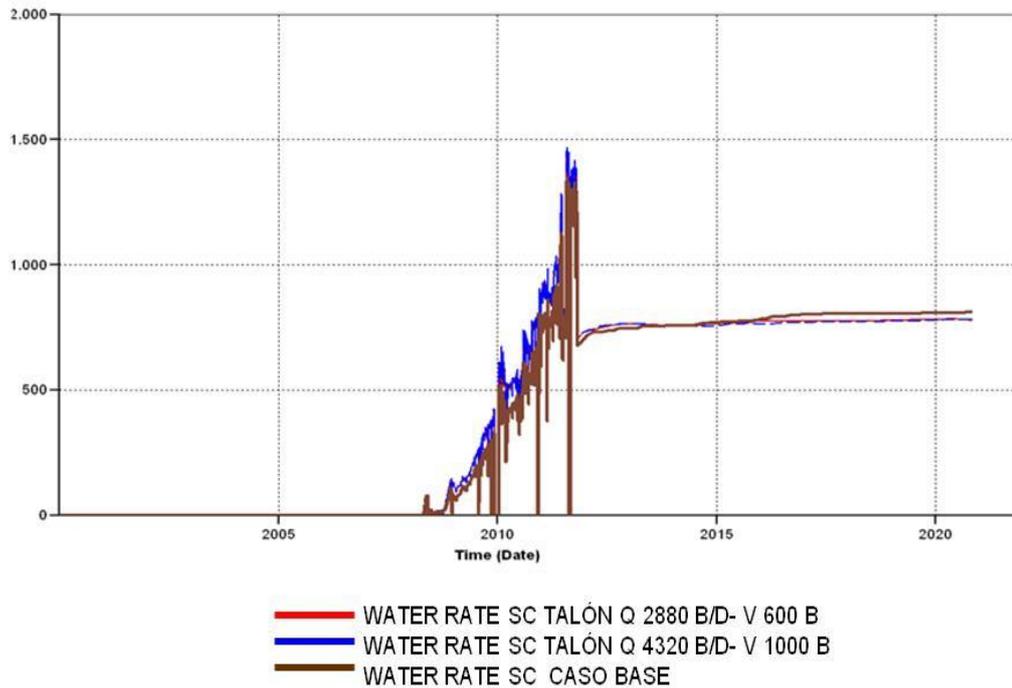


Figura 84. Gráfico del comportamiento producción de agua vs el tiempo del pozo A2

#### 5.3.4 Comparación del costo del tratamiento con gel vs el costo del manejo de agua en superficie.

Luego de realizar la inyección de los diferentes volúmenes de gel en el pozo A1 como está referido en la tabla 7, se pudo observar mediante el grafico de barras de la figura 85, que el caso con el cual se obtiene mayor reducción de costo de tratamiento de agua, es el referido a la inyección de 600 BLS de solución gelificante en hoyo a una tasa de 3 BLS/MIN.

Es importante mencionar que esta reducción de costo consistió en evaluar la cantidad de agua producida en el caso base vs la cantidad de agua producida post-tratamiento durante los dos primeros años de producción, la comparación se realizó mediante la producción de agua del caso base y la producción obtenida de cada uno de los casos de inyección del tratamiento gelificante, obteniendo conesto, que el caso en donde la reducción de costo es mayor es la inyección de

600 BLS en el hoyo del pozo. También es importante mencionar que aunque este es el mejor caso de reducción de la producción de la tasa de agua, el costo de la inyección del sistema gelificante no paga la inyección del tratamiento, sin hacer referencia a la producción de crudo.

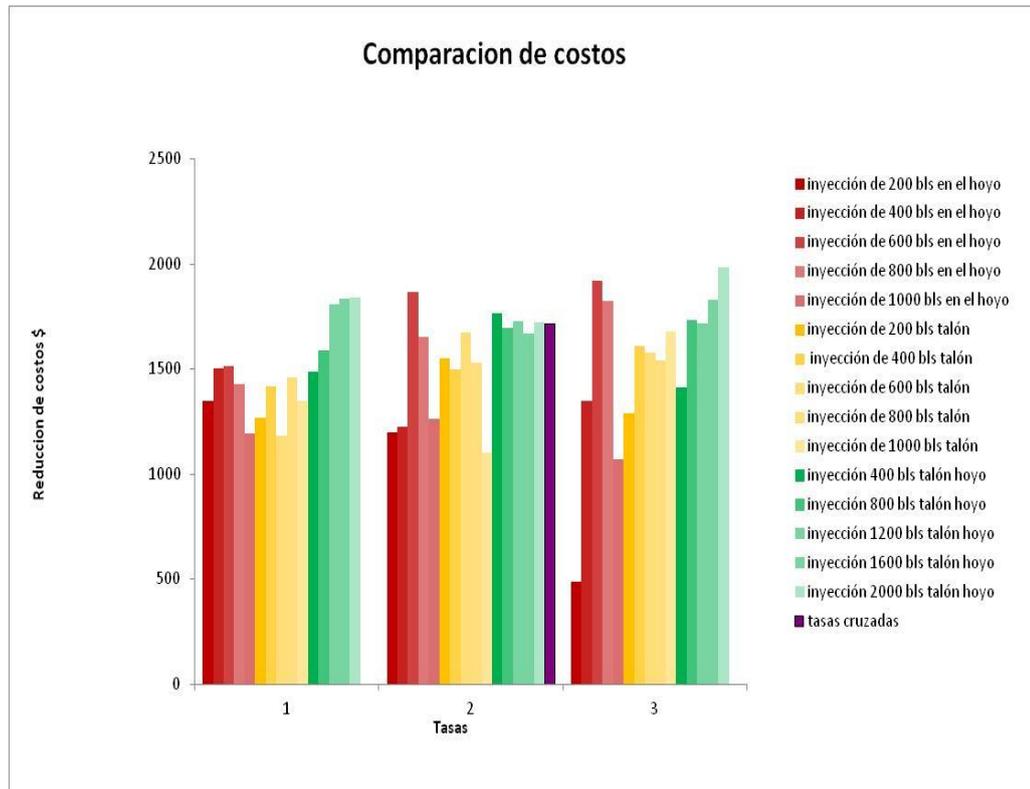


Figura 85. Grafico de barras de reducción de costos para cada una de los volúmenes inyectados.

Tabla 8. Reducción de costo en el manejo de volúmenes de agua en superficie post tratamiento con inyección de sistema gelificante.

Puntos de inyección	Tasas de inyección (BLS/min)	Reducción de costo por volumen de gel inyectado \$				
		200 BLS	400 BLS	600 BLS	800 BLS	1000 BLS
Hoyo	1	1348	1502	1511	1427	1192
Hoyo	2	1197	1225	1868	1650	1259
Hoyo	3	487	1347	1921	1825	1071
Talón	1	1267	1419	1183	1458	1350
Talón	2	1548	1495	1672	1526	1103
Talón	3	1289	1608	1576	1537	1679
Talón-Hoyo	1	1488	1586	1809	1834	1839
Talón-Hoyo	2	1765	1695	1726	1669	1719
Talón-Hoyo	3	1410	1734	1715	1829	1983

Es importante mencionar que en la tabla 8 los volúmenes inyectados en talón hoyo son el doble de lo que indica la tabla.

## CONCLUSIONES

- El cotejo histórico permitió identificar la procedencia de 2 canales francos de agua en el modelo, provenientes de la arena inferior productora de agua, estos canales están ubicados hacia la zona del Talón y al final del pozo (Hoyo).
- Se logró simular la inyección del tratamiento gelificante, a través de un modelo cinético simplificado, suponiendo que el gel en el medio poroso se comporta como un sólido, capaz de reducir la permeabilidad absoluta de la formación. La eficiencia del tratamiento está condicionada a las variaciones de la tasa, volumen y punto de inyección de la solución gelificante.
- De las sensibilidades a la inyección de la solución gelificante realizada en el pozo A1, se determinó que los volúmenes inyectados de solución gelificante por encima de 600 BLS no ofrecen ningún cambio significativo en la reducción de la producción de agua (sin afectar los criterios económicos propios de este tipo de tratamiento)
- La reducción en la tasa de producción de agua para el mejor esenario de la simulación de la inyección de MULTIGEL<sup>®</sup> en el pozo A1 es menor al 5% respecto al caso base (sin inyección de gel).
- Bajo las condiciones de canalización de flujo presentes del sub modelo provenientes en este caso en particular del (hoyo), resulta más favorable inyectar la solución gelificante a tasa en el orden entre 2 y 3 (BPM), a diferencia de los modelos empíricos observados en la literatura que expresan la inyección del tratamiento a una tasa igual o menor a 1 (BPM).
- Según la condición de altos diferenciales de presión existentes en las

cercanías del talón de los pozos horizontales, la duración del tratamiento es menor que en el caso del hoyo.

- Al comparar el costo por barril del producto Multigel<sup>®</sup> y los barriles reducidos en la tasa de producción de agua del pozo A1 posterior al tratamiento, no resulta viable la inyección desde el punto de vista económico.

## RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio a nivel de laboratorio para determinar la ecuación de reacción que represente el sistema Multigel<sup>®</sup> sellante que satisfaga el comportamiento de la Faja Petrolífera del Orinoco.
- Realizar un estudio a nivel de laboratorio que permita determinar el factor de resistencia residual al petróleo con las condiciones expresadas anteriormente en el trabajo especial de grado
- Realizar un refinamiento local en el mallado de simulación en futuros trabajos , con el fin de robustecer los resultados de la simulación de la inyección del sistemas gelificante.
- Realizar una evaluación económica que permita determinar la rentabilidad de la aplicación de la tecnología Multigel<sup>®</sup> sellante en pozos horizontales en yacimientos de crudos pesados.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Parra, E., Clases de tecnología de pozos horizontales (2010)
- [2] Cordero, F. J. “Modelling Horizontal Wells in a Water Drive Reservoir: Guafita Norte Field, South Western Venezuela. Artículo Técnico SPE 23662 presentado en la 2da Conferencia Latinoamericana de Ingeniería de Petróleo, II LAPEC, en Caracas, Venezuela (1992).
- [3] Universidad Central de Venezuela UCV [en línea] > <http://www.lacomunidadpetrolera.com> [consulta:2011].
- [4] Hellenen, J., “ Numerical Simulation of Chemical Flow-Zone Isolation”
- [5] PDVSA, Intevep. “Química de los sistemas multiGel”. Manual. Los Teques.Venezuela. (2010)
- [6] Escobar, V., Sánchez, O., Restrepo, D., Lopera, S “Nueva metodología de laboratorio para evaluar la efectividad de tratamientos modificadores de permeabilidad relativa”. Universidad Nacional de Colombia. Medellin, Colombia (2004).
- [7] Qing, Y., Dai, C., Xie, Y Case Study on Polymer Gel to Control Water Coning for Horizontal Well in Offshore Oilfield OTC 21125, (2011).
- [8] Arangath, R., Mkpasi, E. “Water Shut-Off Treatments in Open Hole Horizontal Wells Completed with Slotted Liners”. Artículo Técnico SPE 74806 presentado en la Conferencia de Tubería Flexible, Texas, USA (2002).
- [9] Liang, J. T., Lee, R. L., Seright, R. S. “Gel Placement in Production Wells”. Artículo Técnico SPE 20211. Noviembre de (1993).

- [10] Miller, M. Chan, K. S. “Water and Gas Control gel Placement”, Society of Petroleum Engineers. SPE 38325, (1997).
- [11] Pacelli L, Mohamed M “Effect of bridging adsorption on the placement of Gels for water control” artículo técnico SPE 57269, (1999).
- [12] Seright, R., Liang, J., Lindquist, B., Dunsmuir, J. “Characterizing Disproportionate Permeability Reduction Using Synchrotron X-Ray Computed Microtomography”. SPE 71508, (2001).
- [13] Liang, J., Seright, R., “Wall-Effect/Gel-Droplet Model of Disproportionate Permeability Reduction”. Society of Petroleum Engineers. SPE 59344, (2000).
- [14] Ferreira, G. “Estudio de la selección y jerarquización técnico económica De pozos candidatos para la aplicación de geles en el control de de la producción de agua” Universidad Central de Venezuela (2006).
- [15] Briceño. G., Lisett. C., Leal. A., Omar. E “Factibilidad del uso de la tecnología dows y tecnología de geles para el control de la producción de agua” Universidad Central de Venezuela (2002).
- [16] Bailey, B., Crabtree, M, et. al., “Control del Agua”. Oilfield Review, (2000).
- [17] Velásquez, A. “Estudio de Simulación numérica de yacimientos para la evaluación de la aplicación de un tratamiento de geles como método de control de agua en el yacimiento G-10 GF-1 del campo Guafita Norte, Estado Apure”, Universidad de Oriente, Anzoátegui, Venezuela, (2006).

- [18] Hutchins, R., Dovan, H and Sandiford, B., “Field applications of High temperature organic Gels for Water control”, SPE/DOE 35444 presented at the SPE/DOE tenth symposium on improved Oil recovery, Tulsa, Oklahoma. U.S.A, April (1996).
- [19] Prado, M “Diagnostico, control y prevención de la producción excesiva de agua en pozos horizontales.” PDVSA Intevep, (2006).
- [20] Marcos, J., Pardo, E., Casas, J., Delgado, D., Rondon, M., Exposito, M., Zerpa,L., “Static and dynamic models of formation wáter in Sincor Area, Orinocobelt, Venezuela”. SPE 107378, (2009).
- [21] Solorzano, E., Marquez, C., Rodriguez, J. “Regional study of Junin Areaof the Faja Petrolifera del Orinoco, Venezuela”. Artículo Técnico presentado en el Congreso Mundial de Crudo Pesado 2009.
- [22] Plahn S., Stevens D., Enkababian P., Anyan S., y Feraud J., “A Novel Dual Injection Systemfor Water-Shutoff Ttreatments”, paper SPE 38194 presented at the European Formation Damage Conference, Hague, The Netherlands, 2-3 June (1997).
- [23] PDVSA, Petrocedeno “Proyecto de Water Shut Off “**WSO**” Campo de Petrocedeno”. Unidad fluvial GTOP, (2010).
- [24] Sepúlveda, J., Escobar, F., Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas. Editorial: Universidad Surcolombiana. Colombia, (2005).
- [25] Halliburton Energy Services. “Conformance Technology. Identification and treatment of water-control problems for improved reservoir recovery efficiency”, Houston, Halliburton Energy Services Publication, (2001).

- [26] Simpson, G., “Integrated approach to solving water conformance problems”. SPE 53667. Halliburton Energy Services Publication, (1999).
- [27] Suarez., O. “Guía de Ingeniería Petrofísica”. Registros. Documento No Publicado.
- [28] Manual de referencia: Schlumberger. “Venezuela WEC. Evaluación de Pozos”. (1997).
- [29] Liang J., Lee R., and Seright R., “Gel Placement in Production Wells”, paper SPE 20211 presented at the SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, U.S.A, 22-25 April 1990.
- [30] Dai C., You Q., Xie Y., He L., Cui Y., and Zhao F.,” Case study on polymer gel to control water coning for horizontal well in offshore oilfield”, paper OTC 21125, china university of petroleum, 2011.
- [31] Manual de referencia: Computer Modelling Group Ltd, “Builder -Windows based software tool”, User’s Guide, version 2011.
- [32] Proaño, A., “Estudio de la factibilidad de la aplicación de geles como método de control de agua en pozos horizontales”. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela (2010).
- [33] Alves, Y., Inizan, M., Draoui, E. Germain, P. “Water Production Management Pilot: High rate Water producer well in the “RC” cluster of Petrocedeno Field, Junin Area: Studies and Basis of design”. Artículo Técnico presentado en el Congreso Mundial de Crudo Pesado, Venezuela (2009).
- [34] Francesco V., Martin B., Alan M., y Tomy M., “Applicability of Water Shutoff Treatment for Horizontal Wells in Heavy-Oil Reservoirs”, paper SPE

106908 presented at the Europeac/EAGE Annual Conference and Exhibition held in London in (2007).

[35] R.H. Lane and R.S. Seright., “Gel Water Shutoff in Fractured or Faulted Horizontal Wells”, paper SPE 65527 presented at International Conference on Horizontal Well Technology in (2000).

[36] Julio H., Raul M., Amaury M., María F., and Dennis C., “Reservoir Simulation of Non Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profiles and Sweep Efficiency in the Lagomar Field Western Venezuela”, paper SPE 92025 presented at the SPE International Petroleum Conference in Mexico held in Puebla, Mexico, 8–9 November (2004).

[37] Sabino, C. El proceso de investigación. Editorial Panapo, Caracas, 1992.

[38] Arias, F. “El proyecto de investigación. Guía para su elaboración”. Editorial Episteme, Caracas, (1999).

[39] Balestrini, M. Cómo se elabora el proyecto de investigación. Editorial BL Consultores Asociados, 7<sup>a</sup> ed., Caracas, (2006).

[40] Prado M., “Estudio de Factibilidad de Aplicación de la Tecnología de Geles, para Corregir los Problemas de altos cortes de agua en el Yacimiento B6/9-SVS 82”, Tesis de Grado, Facultad de Ingeniería, UCV, Caracas, Venezuela, 2001.

[41] Energía de activación. Ecuación de Arrhenius. Catálisis. [Disponible [http://www.hiru.com/es/kimika/kimika\\_01600.html](http://www.hiru.com/es/kimika/kimika_01600.html)] Fecha de Revision: Marzo 2013.

[42] Curvas de permeabilidad [disponible [www.firp.ula.ve](http://www.firp.ula.ve) ] fecha de revisión marzo 2013.