



REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE LOS LLANOS OCCIDENTALES
"EZEQUIEL ZAMORA" VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO
SOCIAL PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**SELLANTE PERMANENTE PARA EL CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN
DEL POZO 18M-20 PAEZ MINGO BARINAS AÑO 2019.**

Autor: Quintero G Laura S.
C.I:20.099.630
Aguirre R María A.
C.I:20.866.205

Tutor Académico:
Ing. Durant Miguel

Barinas, Junio de 2019



REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE LOS LLANOS OCCIDENTALES
"EZEQUIEL ZAMORA" VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO
SOCIAL PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**SELLANTE PERMANENTE PARA EL CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN
DEL POZO 18M-20 PAEZ MINGO BARINAS AÑO 2019.**

Trabajo Especial de Grado presentado como requisito parcial para optar por
el título de: Ingeniero de Petróleo.

Autor: Quintero G Laura S.

C.I:20.099.630

Aguirre R María A.

C.I:20.866.205

Tutor Académico:

Ing. Durant Miguel

Barinas, Junio de 2019.



REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE LOS LLANOS OCCIDENTALES
“EZEQUIEL ZAMORA” VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO
SOCIAL PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor(a) del Trabajo Especial de Grado presentado por el ciudadano Quintero G Laura S, **C.I.20.099.630**, para optar al título de **Ingeniero de Petróleo**, considero que este reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Barinas a los 17 días del mes de Mayo de 2019

Tutor(a):Ing. Durant Miguel

C.I.:19.430.475



REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE LOS LLANOS OCCIDENTALES
"EZEQUIEL ZAMORA" VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO
SOCIAL PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO

APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor(a) del Trabajo Especial de Grado presentado por el ciudadano Aguirre R María A. **C.I.:20.866.205**, para optar al título de **Ingeniero de Petróleo**, considero que este reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Barinas a los 17 días del mes de Mayo de 2019

Tutor(a):Ing. Durant Miguel

C.I.:19.430.475



**REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE LOS LLANOS OCCIDENTALES
“EZEQUIEL ZAMORA” VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO
SOCIAL PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**SELLANTE PERMANENTE PARA EL CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN
DEL POZO 18M-20 PAEZ MINGO BARINAS AÑO 2019.**

Por Autor: Quintero G Laura S.
C.I:20.099.630
Aguirre R María A.
C.I:20.866.205

Trabajo Especial de Grado aprobado en nombre de la Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales “Ezequiel Zamora” por el siguiente jurado, a los 14 días del mes de Junio de 2019.

ING. JUAN SANCHEZ
C.I. 12.384.657

ING. ORLANDO RAMOS
C.I. 19.429.489

ING. MIGUEL DURANT
C.I. 19.430.475

DEDICATORIA

Principalmente doy gracias Dios por ser mi mentor en los momentos difíciles, por colocar personas maravillosas en mi camino y por estar en todo momento presente guiándome a seguir adelante para cumplir esta meta.

A mis padres *Aura Guedez* y *Manuel Quintero* por su infinito amor siempre incondicional a pesar de los obstáculos presentados a lo largo de este camino, siendo ellos ese motor fundamental para nunca rendirme y poder seguirá delante.

A mi hermana *Rosa Quintero* por esta siempre hay a mi lado apoyándome en todo.

A mi pareja *Raquel Quintero* por aparecer en mi vida y enseñarme tantas cosas en tan poco tiempo y motivarme a seguir adelante a pesar de las circunstancias.

A mi abuelo *Ramón Aponte* y a mi ángel *Jhudreyka Rangel* que desde el cielo han estado guiando mis pasos para que lo lograra de la mejor manera posible.

A mis familiares y amigos más cercanos por estar siempre pendiente de mí apoyándome en todas las maneras posibles y dándome buenos consejos para seguirá delante.

Quintero G. Laura S.

DEDICATORIA

A Dios padre todo poderoso por derramar sus bendiciones y brindarme día a día la fortaleza para seguir adelante y acompañarme en los buenos y malos momentos de mi vida.

A mi hermano Jhon M Acosta, aunque ya no estés presente este logro te lo dedico a ti.

A mis padres Rosaura M Rodríguez y José L Aguirre, por su guía continua, consejos y por su apoyo en todo lo que me he propuesto en la vida.

Al sr Pablo Acosta a quien aprecio como un padre, gracias por su apoyo incondicional.

A mi pareja José Manuel Osuna, por apoyarme día a día y brindarme el aliento que en ocasiones perdía por desesperación, gracias por motivarme a seguir adelante.

A mis familiares y amigos que siempre estuvieron presentes, dándome palabras de aliento.

Aguirre R María A

RECONOCIMIENTO

A Dios gracias por su misericordia, bondad y amor me ayudo a seguir esforzándome para culminar una de las metas de mi vida.

A mis padres Rosaura M Rodríguez y José L Aguirre que son mis pilares fundamentales quienes de una u otra manera, siempre estuvieron apoyándome para lograr mis objetivos.

A mi hermano Jhon Marcelo A, por cuidarme desde el cielo en cada paso de mi vida, siempre te recordare con amor y cariño.

Al sr Pablo Acosta, mi ejemplo a seguir, gracias por su apoyo incondicional.

A mis hermanos(as) José A, Pablo A, Roxi A, Rosbelis A y Luis R, por ser parte fundamental en mi vida.

A mis queridas tias Coromoto R, Liliana R, María R y Alicia R, gracias por sus consejos infinitos.

A mis compañeros de clase y amigos con los que compartí gratos momentos, en especial a Franco Drines, gracias por brindarme tu apoyo incondicional y a tus palabras de motivación.

Mis sinceras gracias son también para mi casa de estudio UNELLEZ, que me educo en sus aulas con los mejores profesionales de la carrera de Ingeniera en Petróleo, por impartir sabiduría, conocimiento y dedicación a lo largo de mi formación como profesional.

A mi tutor académico Ing. Miguel Duran por ser mi guía durante la elaboración y culminación del trabajo especial de grado, gracias a su reconocida vocación académica.

Al Prof. Jesus Guevara por brindarme su apoyo sin dudar en ningún momento y siempre y motivarme para la culminación de esta meta.

Aguirre R María A

RECONOCIMIENTO

A Dios todo poderoso por su amor incondicional y ser el mayor mentor para el logro de esta meta.

A mis padres Aura G y Manuel Q por su gran amor y su apoyo en todo momento, gracias a su sacrificio, a ella la mayor de las gracias. Te amo mucho. A mi hermana Rosa Q por su amor y cariño. La amo mucho.

A mi abuelo Ramón A y a mi ángel Jhudreyka R, que aunque no estén físicamente siempre serán recordados por todas sus enseñanzas, amor y buenos consejos. Siempre los amare.

A mis abuelas Nahir G y Rosa A, a mis Tias Keila G, Yuraima A, Nahima G, Magali A, Cruzcelia A, Maigualida A, Marina A, Brumelis A, Yuraxi M, a mis Tios José Polacre, Luis Ramón A, Larry Wladimir G, Gilmer G, José Guedez, Rafael Aponte, Cesar Aponte, porque a pesar de la distancia siempre prestaron apoyo durante todo el recorrido de mi carrera. Los quiero mucho.

A mis primo(as) Michely, María Daniela, María De Los Ángeles, Gioconda, Dariana, Natalia, Deliana, Genesis, Daniel, David, Jesus, Luis Angel, José Ricardo, Carlos Javier, Raul Eduardo, Moises, Leandro, Angel, gracias por acompañarme en esta travesía y estar siempre para prestar su apoyo y llenarme de motivación para seguir adelante deseando siempre lo mejor los quiero mucho.

A mi mejor amiga Yaneidis Isabel Piñero Villanueva y demás amistades por estar siempre a mi lado dándome buenos consejos y motivándome a ser cada día mejor.

A mi tutor académico Miguel Durant por su comprensión, apoyo y ayuda metodológica en el transcurso de este Trabajo Especial de Grado, infinitas Gracias.

Al Profesor Jesús Guevara por apoyarme y motivarme a no desmayar y enseñarme académicamente a ser una buena profesional a lo largo de mi carrera.

A mí casa de estudio UNELLEZ y a los profesores que la integran por abrirme sus puertas y dar la mejor de sus enseñanzas.

Quintero G. Laura S.

ÍNDICE GENERAL

APROBACIÓN DEL TUTOR.....	III
DEDICATORIA.....	IV
RECONOCIMIENTO.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
INDICE DE ANEXOS.....	XVI
RESUMEN.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I: EL PROBLEMA	
Planteamiento Del Problema.....	3
Objetivos De La Investigación.....	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos.....	4
Justificación De La Investigación.....	5
Alcances Y Limitaciones.....	6
Alcances.....	6
Limitaciones.....	6
CAPITULO II MARCO CONTEXTUAL	
Área De La Investigación.....	7
Descripción Del Área De Estudio.....	8
Marco Teórico	10

Problemas Asociados al Yacimiento.....	11
Técnicas de Diagnóstico para el control de la Producción.....	15
Tecnologías Para el Control de Agua en los Pozos.....	18
Sistemas Gelificante Polimérico (Gel).....	19
Rango de Aplicación de Tratamientos de Geles.....	21
Variables Importantes de los Geles Poliméricos.....	21
Conificación de Agua.....	25
Antecedentes.....	26
Sistema de Variables.....	28
Cuadro De Variables.....	29
Normativas y Aspectos Legales.....	30
Leyes Orgánicas.....	31
CAPITULO III MARCO METODOLOGICO	
Tipo de Investigación.....	33
Metodología.....	34
Población y Muestra.....	34
Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos.....	35
CAPITULO VI ANALISIS DE RESULTADOS	
Evaluación Estratigráfica Y Petrofísica Del Pozo.....	37
Aspectos Del Yacimiento.....	38

Presión Del Yacimiento.....	39
Mecanismo existente para el control de la alta producción de agua en el pozo Páez Mingo 18-m20.....	40
Describir los tipos de sellantes comerciales para el control de la alta producción de agua en pozos petroleros.....	42
Seleccionar un sellante permanente para el control de la alta producción de agua en el pozo Páez mingo 18-m20.....	44
Presentación comercial del Gel MARCIT SM	47
Rango de aplicación del gel marcitsm de acuerdo a las características del pozo 18m-20.....	49
Antecedente sobre la aplicación del gel marcitsm en Venezuela.....	50
CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
Conclusiones.....	52
Recomendaciones.....	54
Referencias Bibliográficas.....	55
ANEXOS.....	57

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Mapa de variables.....	29
Tabla 2. Presión del Yacimiento.....	39
Tabla 3. Propiedad de aplicación del Gel Marcitsm.....	49
Tabla 4. Características del pozo 18M-20.....	50

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO II

Figura 1 Descripción del área de estudio.....	7
Figura 2 Datos generales promedio del yacimiento Gob. A/B 0001.....	8
Figura 3 Ubicación geográfica del campo Páez mingo Edo barinas.....	8
Figura 4 Columnasestratigráfica de la cuenca barinas apure.....	9
Figura 5 Filtraciones en el revestidor, tuberías o empacaduras.....	10
Figura 6 Flujo canalizado detrás del revestidor.....	11
Figura 7 Fracturas o fallas entre un pozo productor y un pozo inyector...	12
Figura 8 (a) fracturas o fallas en una capa de agua superior o inferior en un pozo vertical.....	13
Figura 8 (b) Fracturas o fallas en una capa de agua superior o inferior en un pozo horizontal.....	14
Figura 9 Conificación y escretamiento.....	15
Figura 10 Barrido areal deficiente.....	16
Figura 11 Esquema de formación de un gel polimérico.....	22
Figura 12 Grafico de viscosidad del gel vs tiempo de gelificacion inicial..	24
Figura 13 Geles de baja viscosidad.....	25

CAPITULO III

Figura 14 Cotejo histórico del yacimiento.....	36
Figura 15 Propiedades del yacimiento.....	36

CAPITULO IV

Figura 16 Saturaciones de petróleo de la formación gobernador.....	38
---	----

Figura 17	Diferencia de los pozos más cercanos al pozo 18M-20.....	39
Figura 18	Comportamiento de producción de pozos vecinos.....	40
Figura 19	Mapa Isopaico-estructural a nivel del yacimiento “A/B 0001”	41
Figura 20	Inyección de Gel Polimérico.....	47
Figura 22.	Procedimiento de elaboración del gel MARCITsm.....	48

INDICE DE ANEXOS

Anexo A.1	
Completacion Original Del Pozo 18m-20 Año(1973).....	48
Anexo A.2	
Completación Del Pozo 18m-20 Año (1974).....	49
Anexo A.3	
Completación Del Pozo 18m-20 Año (2010).....	50
Anexo A.4	
Comportamiento De Producción De Pozos Vecinos.....	51
Anexo A.5	
Mapa Isopaico Estructural De La Formación GOB A/B 0001.....	52
Anexo A.6	
Inyección De Gel En Pozos.....	53
Anexo A.7	
Inyección De Gel A 10%.....	54
Anexo A.8	
Inyección De Gel A 50%.....	55
Anexo A.9	
Descripción De Problema En Un Pozo Productor Con Alto Corte De Agua.....	56
Anexo A.10	
Inyección De Gel Marcit sm En Un Pozo Con Alto Corte De Agua.....	57



REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE LOS LLANOS OCCIDENTALES
“EZEQUIEL ZAMORA” VICE-RECTORADO DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO
SOCIAL PROGRAMA INGENIERÍA, ARQUITECTURA Y TECNOLOGÍA
SUBPROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEO

SELLANTE PERMANENTE PARA EL CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN
DEL POZO 18M-20 PAEZ MINGO BARINAS AÑO 2019.

Autor: Quintero G Laura S.

C.I:20.099.630

Aguirre R María A.

C.I:20.866.205

Tutor (Académico):Ing. Durant Miguel

Mayo 2019.

Resumen

El presente trabajo especial de grado tiene como objetivo general, Proponer un Sellante permanente que sirva como apoyo para el control de agua de formación del pozo 18M-20 ubicado en PAEZ-MINGO, Barinas Estado Barinas, la investigación desarrollada es de tipo descriptiva, apoyada en la metodología de proyecto factible, así mismo las técnicas de recolección de información que utilizaremos en esta investigación será a través de revistas, internet y libros que nos permitan recolectar toda la información para así poder darle solución al problema planteado en el pozo del campo Páez Mingo. Se concluye que el problema del aumento de producción de agua se debe a la formación de un cono con canales preferentes, producidos por la mala cementación detrás del casing además de la cercanía del acuífero, para la solución del problema se propone aplicar un Sellante de permanente para el control de agua de formación en su producción, al ver que el incremento del agua aumenta para solucionar el problema proponemos un sellante de gel permanente el cual actuara en las zonas de ingreso de agua con la finalidad de crear un bloqueo selectivo al agua y minimizar el impacto causado por el acuífero desde el yacimiento hacia el pozo, por eso es necesario plantear soluciones tecnológicas que permitan revestir esta situación, la inyección de geles consiste en taponar una canalización de agua, lo que se traduce en gradientes de presión favorables para mejorar la eficiencia areal de inyección ya que con el Sellante permanente se reduce la permeabilidad de las zonas “ladronas” en pozos inyectoras, mejorando la eficiencia volumétrica, aumentando de esta manera el factor de recobro de petróleo.

Descriptores o palabras claves: Sellante Permanente, Control de agua, formación.

E-mail:laurasofhiaquinteroguedez20@gmail.com, aguirremaria13@hotmail.com

INTRODUCCION

Hoy en día la producción de petróleo está afectada con el incremento de agua ya que producen un promedio de tres a cuatro barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos y se gastan más de 30 millones de dólares por año para hacer frente a los problemas del agua insertada ya que es el fluido más abundante y afecta toda la vida del campo petrolero, ningún operador desea producir agua por lo tanto se toman nuevas alternativas para detener parcialmente este exceso de producción, en muchos casos las tecnologías innovadoras para el control de agua pueden significar una reducción de los costos y un aumento en la producción excesiva de agua esto quiere decir que son los geles poliméricos que actúan como una solución de baja viscosidad compuesta de un polímero y un agente entrecruzado 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 hidrocarburos en zonas previamente estudiadas.

El control de agua y gas en los pozos petroleros es uno de los problemas más comunes que se presentan, en el transcurso de los años la industria del petróleo ha desarrollado diversas tecnologías para localizar, disminuir, controlar y/o eliminar la entrada de agua a los pozos productores de petróleo. El agua y el gas se encuentran presentes en todos los campos petroleros, siendo el agua el más abundante.

La producción indeseada de agua afecta a la industria petrolera en los siguientes aspectos: a) Incremento en los costos de rehabilitación de pozos; b) Erosión y daño a los equipos de subsuelo y superficie; c) Reducción de la Productividad del pozo; d) Incremento en los pozos de producción para separar y procesar el agua de la superficie y e) Incremento en los costos de protección de medio ambiente. Es por ello que se hace necesario del conocimiento de las distintas técnicas de diagnóstico y tecnologías para controlar y/o eliminar la entrada de agua en los pozos productores de petróleo (Bailey et al., 2000).

En concordancia a lo anteriormente expuesto, el uso de sistemas gelificantes poliméricos (geles), es la técnica usada con mayor frecuencia para controlar los problemas de alta producción de agua. Algunas de las características que ha llevado a la extensión de su uso son: fácil aplicación, control del tiempo de gelificación, habilidad para penetrar en la matriz porosa y posibilidad de fácil remoción. Adicionalmente, muchos de ellos han mostrado comportamiento de reducción selectiva de permeabilidad al agua, sin afectar significativamente la permeabilidad al petróleo, lo que ha hecho atractivo su uso en zonas productoras en donde las zonas de petróleo no pueden ser aisladas al momento del tratamiento. (Franco y Pérez, 2012).

El objetivo de este trabajo especial de grado es proponer un sellante permanente para el control de agua de formación, en consecuencia se buscaran soluciones para el control de agua mediante la aplicación de un sellante permanente. Así mismo se explicara la forma metodológica que compone el trabajo de investigación, donde el mismo está estructurado por 5 capítulos los cuales son: El Capítulo I; se basa en explicar el planteamiento del problema de esta investigación, sus objetivos específicos y su objetivo general, el Capítulo II se basa en el marco teórico de la investigación esto quiere decir que en este capítulo se explica toda la información recolectada por internet, libros, revistas del sistema de los geles también el tratamiento de agua en los pozos petroleros, el Capítulo III se basa en la parte metodológica en la cual se va a realizar el trabajo especial de grado, en el Capítulo IV se desarrollan los objetivos planteados en la aplicación del trabajo de grado y por último el Capítulo V explica las conclusiones y las recomendaciones.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Desde los inicios de la explotación petrolera, el hombre bien ha sabido la necesidad imperante de realizar nuevos hallazgos petrolíferos que permitan un continuo suministro de crudos, que garantice la demanda energética, la cual es cada vez más exigente en el ámbito mundial. Es entonces, que surge la necesidad de optimar cada vez más los planes de explotación.

La inyección de geles se ha convertido en una tecnología aceptada y comprobada con la que se ha trabajado durante los últimos 15 años, pues tiene la capacidad de penetrar profundo en la formación creando un sello y reduciendo considerablemente la permeabilidad de la zona. Además, esta tecnología no requiere de complicados equipos y enormes volúmenes de tratamiento, por lo que puede resumirse como una tarea sencilla. **Robert Romero (2009)**

El equipamiento de superficie consiste de una unidad de bombeo tipo triplex, una tolva alimentadora de polímero, un mezclador de polímero y un sistema dosificador de gelificantes, todo esto puede estar contenido en un tráiler montado en un semirremolque de mediana dimensión.

La operación está controlada electrónicamente. El seguimiento del proceso de inyección se realiza con una frecuencia de 30 minutos. El producto como tal y sus cálculos dependen del pozo en que se implementará en campo, caso que no será presentado en esta disertación. Sin embargo, los parámetros de temperatura en fondo, volúmenes de tratamiento y desplazamiento y máxima presión en fondo que deben ser tenidos en cuenta para el diseño del fluido divergente a usar.

El agua es el fluido más abundante en los campos petroleros, la misma puede acarrear problemas cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar los gastos asociados con el manejo del agua cuando su producción es excesiva, entonces con el fin de minimizar el efecto de las canalizaciones de agua y mitigar las

heterogeneidades de las formaciones se aplica la inyección de geles debido a que el taponamiento de canalizaciones por otros medios como los mecánicos, cementaciones o silicatos no han sido eficaz ya que no pueden circunscribirse estrictamente los niveles canalizados, lo cual convierte a la inyección de geles en un método más efectivo para el control de producción de agua en los yacimientos, siempre y cuando éstos se inyecten apropiadamente, tanto en pozos productores como en inyectoros. **Armando Cabrera (2012)**

Del mismo modo para un país como Venezuela que depende en gran parte de la bonanza petrolera, se hace fundamental aplicar las más efectivas técnicas que permitan recobrar la mayor cantidad de crudo al menor costo para la nación, las cuales representarán una mayor cantidad de divisas para el país. Por otra parte la aplicación de geles ha sido ampliamente utilizada en yacimientos de crudos livianos y medianos, pero al igual que otras tecnologías aplicadas en la industria petrolera venezolana, esta aplicación resulta muy novedosa para yacimientos con crudos extrapesados contenido en la faja petrolífera del Orinoco (F.P.O).

En concordancia a lo anteriormente expuesto la investigación centra su estudio en el campo Páez Mingo ubicado en la cuenca Barinas – Apure presenta un acuífero de fondo activo, en consecuencia actualmente en el área se tiene un bajo factor de recobro y alta producción de agua. Evaluaciones realizadas con una herramienta tecnológica de jerarquización de métodos de recuperación mejorada desarrollada por PDVSA al área, sitúan los métodos químicos de recuperación mejorada de petróleo como una alternativa para aumentar el factor de recobro y mejorar la producción del mismo.

En la realización de este mecanismo que se está implementando en el pozo, surge con la necesidad de reducir la significativa producción de agua dentro del yacimiento 18M-20, lo cual tiene impacto en el costo del barril así como el aseguramiento la recuperación de las reservas remanentes, actualmente en el campo ya hablado cuenta con pozos que presentan alto cortes de agua lo que no permite explotar eficientemente sus reservas y cumplir con la actividad de generación de crudo, la producción de agua

es un factor limitante que controla la vida productiva del pozo, una producción excesiva de agua es costosa para el volumen del fluido que causa problemas de separación y dispersión, también origina una disminución en la producción de crudo, problemas de corrosión en la competición mecánica del pozo.

Es por estas razones que este trabajo tiene la finalidad fundamental de llevar a cabo un estudio que permita identificar la procedencia del agua en los pozos productores del campo Páez-Mingo, para evaluar la factibilidad o no de la tecnología de geles como método químico, para de esta forma reducir el rápido incremento de agua producida sufrido en los pozos y por ende mejorar la explotación del mismo.

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION

Objetivo General:

Proponer un sellante permanente para el control de agua de formación en el campo Páez mingo 18-m20, ubicado en la cuenca Barinas-Apure.

Objetivos Específicos

Identificar el modelo estratigráfico y petrofísico del pozo para descartar problemas de producción de agua.

Determinar un mecanismo existente para el control de la alta producción de agua en el pozo Páez mingo 18-m20.

Describir los tipos de sellantes comerciales para el control de la alta producción de agua en pozos petroleros.

Seleccionar un sellante permanente para el control de la alta producción de agua en el pozo Páez mingo 18-m20.

JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION

En la aplicación de este sistema podemos implementar que es un material empleado para el control de agua diseñado para sellar zonas de ingreso de agua, la baja viscosidad de este sistema hace que este ingrese a la zona invadida de agua con mayor facilidad, el resultado final del tratamiento es un gel polimérico muy firme en el cual el tiempo de gelificación puede ser controlado desde unos pocos minutos hasta horas, este sistema se puede bombear profundamente en la formación como gel fino sin perder su capacidad reticular, la amplia demanda de petróleo a nivel mundial y su elevado precio hacen necesario y viable el desarrollo y aplicación de técnicas que permitan aumentar el factor de recobro de los yacimientos en donde las técnicas de recobro primario y secundario han sido agotadas.

Después de la implantación de recuperación primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía entre 60 y 80% (promedio 72%) del crudo originalmente en sitio, lo cual representa volúmenes importantes. Es importante resalta que en relación a otros proyectos anteriormente desarrollados este mecanismo permitirá establecer un patrón o guía al momento de realizar el análisis de producción de agua del yacimiento petrolífero ya que este estudio contempla una integración del modelo estático con la distribución de fluidos presentes en el mismo. Con el desarrollo del presente trabajo se podrán coleccionar bases teóricas y prácticas, las cuales servirán de insumo en dicha tecnología dentro del campo Páez Mingo Barinas.

La inyección de geles no requiere de complicados equipos y enormes volúmenes de tratamiento, por lo que puede resumirse como una tarea sencilla. El equipamiento de superficie consiste de una unidad de bombeo tipo triplex, una tolva alimentadora de polímero, un mezclador de polímero y un sistema dosificador de gelificante. Todo este equipamiento puede estar contenido en un tráiler montado en un semirremolque de mediana dimensión. La operación está controlada electrónicamente. El seguimiento del proceso de inyección se realiza con una frecuencia de 30 minutos.

ALCANCES Y LIMITACIONES

Alcances

Se pretende recopilar toda la información sobre las experiencias previas a nivel nacional y estudios realizados sobre la aplicación de métodos químicos como proceso de recobros mejorados en los yacimientos producto de una búsqueda de información en diferentes fuentes ya sea internet, libros, revistas, periódicos, etc. El manejo de la información teórico-práctica que aportará este trabajo especial de grado ayudará y facilitará la toma de decisiones en etapas de conceptualización del esquema de explotación de dicho campo. Se espera generar una metodología integrada que minimice la incertidumbre en la perforación de nuevas localizaciones en los yacimientos con alto corte de agua y a su vez permita maximizar el recobro óptimo de las reservas existentes.

Limitaciones

- Carencia de documentos para el análisis de costos y factibilidad financiera.
- Escasos antecedentes y/o publicaciones sobre la aplicación en campo de métodos químicos en yacimientos.
- Pruebas de campo que generen datos más reales y precisos al momento de aplicar la propuesta.
- Pruebas en laboratorios.

CAPITULO II

MARCO CONTEXTUAL

AREA DE LA INVESTIGACION

PETROLEOS DE VENEZUELA C.A (PDVSA)

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y sus filiales, es una corporación propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, subordinada al Estado venezolano y profundamente comprometida con el auténtico dueño del petróleo: el pueblo venezolano, Sus operaciones son supervisadas y controladas por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo, ente rector de la política petrolera nacional, en el marco de los grandes lineamientos de la Ley del Plan de la Patria, Segundo Plan Socialista de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2013-2019.

Las principales funciones de PDVSA incluyen planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de sus empresas tanto en Venezuela como en el exterior; adicionalmente, sus actividades también incluyen la promoción o participación en aquellas, dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenible del país, incluyendo las de carácter agrícola e industrial, elaboración o transformación de bienes y su comercialización, y prestación de servicios, para lograr una adecuada vinculación de los recursos provenientes de los hidrocarburos con la economía venezolana. De acuerdo con un estudio comparativo publicado por Petroleum Intelligence Weekly (PIW), PDVSA es la quinta empresa petrolera más importante del planeta.

Este trabajo especial de grado tiene como área de investigación el pozo 18M-20 perteneciente al Campo Páez Mingo Barinas y se encuentra ubicado en la cuenca barinas - apure en la formación gobernador, sus coordenadas son:

N: 88840,00

E: 96071,00

Localización AOG. A nivel del Yacimiento “A/B 0001” el pozo 18M-20 se encuentra ubicado a 8179’ TVDSS y entre los pozos vecinos más cercanos se encuentran el 18M-52 y 18M-49, los cuales se encuentran a una distancia de 447 m y 480 m respectivamente.

Figura 1. Descripción del área de estudio



Fuente: Hernández, R (2009).

Figura 2. Datos generales promedio del yacimiento GOB A/B 0001

Porosidad (%)	17
Permeabilidad (mD)	1000
Gravedad (°API)	18
RAP (BAPD/BPPD)	35
Presión inicial (lpca)	3670
Presión actual (lpca)	3500
Viscosidad (cp)	19
Razón de movilidad	9
Factor de recobro primario (%)	30.9
Factor de recobro actual (%)	17
POES (MMBN)	460.9
Np (MMBN)	78
Reservas remanentes totales (MMBN)	64.8
Reservas recup. primarias (MMBN)	142.4
Temperatura (°F)	230

Fuente: Uzcategui N (2010).

DESCRIPCION DEL AREA DE ESTUDIO

Ubicación Geográfica Del Campo Páez Mingo

El Campo Páez Mingo está ubicado en la Cuenca Barinas-Apure. Posee una extensión de 36,79 km². Está limitado al Norte por la falla Páez-4, la cual presenta un rumbo N 64° E, buzamiento al Norte; al Sur por la falla Páez-1 con rumbo predominante Este Oeste, con buzamiento aproximado al Norte; posee 77 pozos perforados, de los cuales 14 se encuentran activos, cuenta con 8 yacimientos dentro de los cuales se encuentran las arenas A/B de la Formación Gobernador, objeto de este estudio.

Figura 3. Ubicación geográfica del campo PAEZ MINGO EDO BARINAS



Fuente.Perfoblogger.com (2019).

Basamento Recretácico

En los campos petrolíferos (Silvestre Sinco y sus extensiones principales: Estero, Hato, Maporal, Palmita, etc.) consiste predominantemente de granito rosado rico en feldespatos salterados. Por otra parte también se consiguió basamento de granito en algunos pozos de área de guararito (Zambrano, 1989). Los granitos de flanco oriental en general asemejan a los tipos expuestos en el macizo del baúl, mientras que el flanco occidental muestra muestras afinadas más estrechas con los granitos andinos. Hacia el sur el basamento está representado por rocas metamórficas.

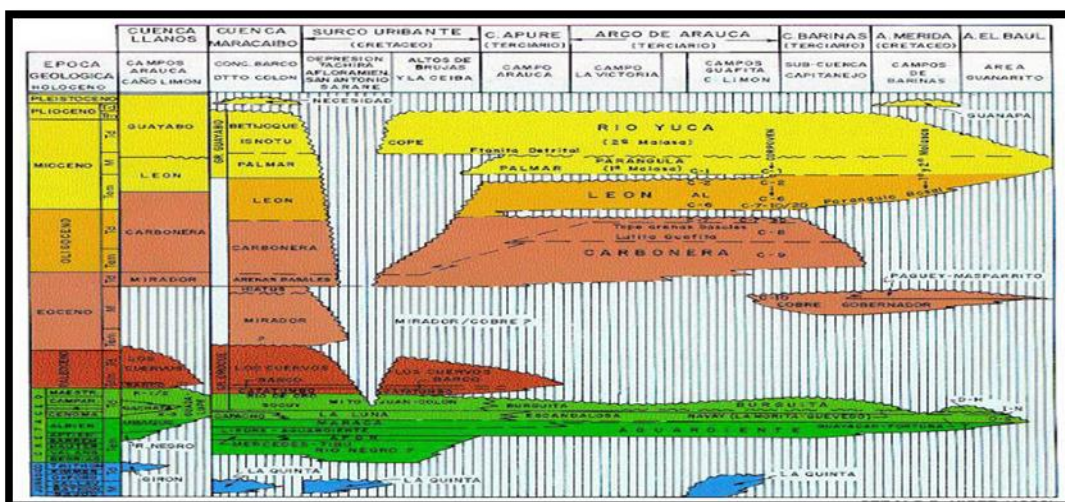
Cretácico

En la cuenca Barinas la secuencia cretácea supra yace el basamento pre cretácico en profunda discordancia e infrayence, también discordia mente, a sedimentos predominantes del Eoceno Tardío y Oligo-Plioceno, de naturaleza transgresiva hacia el Escudo Guayanés al sureste. Su espesor varía considerablemente a causa de erosión diferencia intensa anterior a la sedimentación eocena y variables de cero a lo largo de biselamiento sobre el flanco oriental de la cuenca hasta 2000' (610m). cerca de la montaña suroeste. A través del Arco de Santa Bárbara la secuencia de Aflora localmente y está cubierta por sedimentos Post-Eoceno.

Formación Gobernador (Eoceno medio)

La Formación Gobernador comprende las clásticas basales, depositadas Discordantemente encima del cretácico, por la transgresión marina que se inició en la cuenca de Barinas en el Eoceno Medio. Pierce (1960) describe a la formación con 80% de areniscas cuarzosas, a veces cuarcíticas, friables bien endurecidas, color gris claro a pardo, manchadas por óxido de hierro cuando están meteorizadas, localmente conglomeráticas, en capas de espesor medio a grueso, y con estratificación cruzada.

Figura 4. Columna estratigráfica de la Cuenca Barinas Apure.



Fuente. Hernández R (2010).

ANTECEDENTES

Proaño. A. (2014) “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.

Análisis. En este antecedente Proaño explica el cómo aplicar tratamientos de geles en pozos horizontales seleccionados y se inició con un estudio desde el laboratorio variables que permitan conocer cómo se debe usar el gel sobre un modelo de simulación ya que después de tantos estudios en el laboratorio se llevó a cabo a escala de campo logrando resultados exitosos.

Velásquez A.,” (2013) 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 logró reducir el corte de agua de 52 % a 5.

Análisis. En este antecedente explican o evalúan la aplicación de tratamientos de geles poliméricos como método de control de agua ya que en el campo en estudio hay

problemas de producción de petróleo en los pozos porque existe un índice de agua alto consecuencia de un acuífero activo en la zona.

Qin W. et al. (2011) realizaron el trabajo titulado “**Cold Production Technique for Heavy Oil with Strong Bottom Water Drive**”. En este trabajo se propone una nueva técnica de producción en frío, llamada Bilateral Water Sink (BWS). El principal problema de los pozos horizontales en yacimientos con acuífero de fondo es la formación de una cresta de agua que deprime la producción de crudo, el método BWS consiste en poner a producir 2 pozos horizontales (pozo bilateral) al mismo tiempo, uno en la zona de petróleo y otro en la zona de agua, ubicados en el mismo plano vertical.

El objetivo es suprimir o demorar la aparición de la cresta de agua subyacente al pozo productor de crudo drenando el agua con el pozo horizontal ubicado en la zona de agua. Otra de las ventajas de este método es que el agua producida estará libre de petróleo. Mediante el uso de la energía natural del acuífero de fondo en el yacimiento, BWS se convierte en una técnica económica y ambientalmente atractiva, especialmente para la producción en frío en alta mar, donde es la única opción y la separación de petróleo y agua es un problema. En este trabajo se diseñaron nuevos modelos analíticos para cuantificar los efectos al evitar la formación de la cresta de agua y mejorar el factor de recobro. Estos modelos fueron verificados con simulación numérica. Los datos del campo costa afuera Bohai.

Análisis. En este antecedente explican una nueva técnica de producción en frío llamada Bilateral Water Sink (BWS) por el principal problema de los pozos horizontales en yacimientos con acuíferos de fondo activo el objetivo de esta técnica es suprimir o demorar la cresta de agua existente en el pozo productor, ya que una ventaja es que el agua producida estará libre de petróleo mediante un uso natural del acuífero.

MARCO TEORICO

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.

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. 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

VARIABLES IMPORTANTES DE LOS GELES POLIMÉRICOS

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

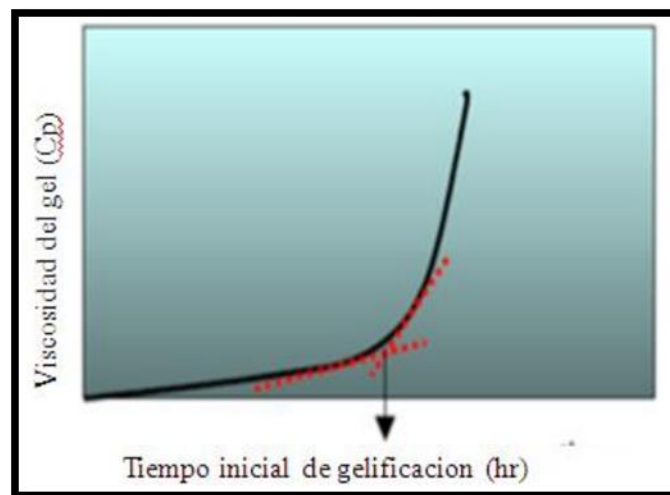
Tiempo de gelificación:

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.

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 12 se puede ver una gráfica que explica esta propiedad.

Figura 12. Gráfico de viscosidad del gel vs tiempo de gelificación inicial.



Fuente. Andrés D (2013)

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.

Fracturas o fallas de una capa de agua

El agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda. Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel; lo cual resulta especialmente efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo. Los volúmenes de tratamiento deben ser lo suficientemente grandes para cegar las fracturas a una distancia considerable del pozo.

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. A continuación los criterios de selección:

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

Los geles son polímeros mezclados con un gelificante. Estos pueden ser inyectados a la formación con dos objetivos y características diferentes.

Geles de alta viscosidad u obturantes

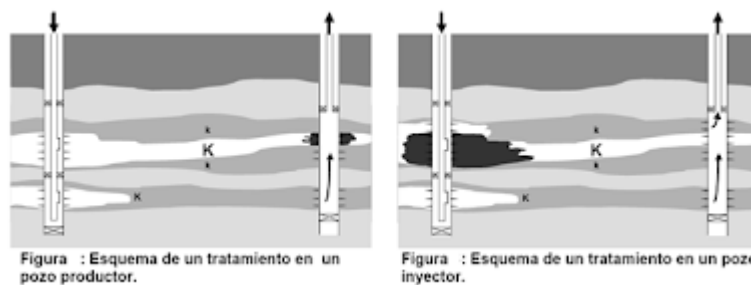
Principalmente aplicados para mitigar los efectos de las heterogeneidades en proyectos de recuperación secundaria maduros que muestran fuerte canalización de agua.

Geles de baja viscosidad

Comúnmente utilizados para mejorar la eficiencia volumétrica en la matriz heterogénea de la roca, antes de la irrupción del agua o, como complemento, después de los tratamientos con geles obturantes.

Básicamente la inyección de geles consiste en taponar una canalización de agua, lo que se traduce en gradientes de presión favorables para mejorar la eficiencia areal de inyección (Imagen Izquierda). Si el tratamiento se efectúa en un pozo inyector, con baja eficiencia de distribución vertical, se podrá corregir el perfil de inyectividad. Esta corrección traerá aparejado un aumento de eficiencia areal de las capas que comenzarán a recibir inyección de agua (Imagen Derecha).

Figura 13. Geles de baja viscosidad



Fuente: Robert Romero (2017)

Además, el hecho de que sea posible inyectar geles en volúmenes de cientos o miles de barriles incrementa las posibilidades de que, a posteriori, la inyección contacte partes no barridas del reservorio y aumente la recuperación de hidrocarburos. En fin con este método se puede:

- Modificar la permeabilidad en las zonas vecinas del pozo y en profundidad en zonas con altas saturaciones de agua y alta permeabilidad (Puede aplicarse

a una permeabilidad máxima de 2.256 md.)

- Taponar las zonas de alta producción de agua en pozos productores.
- Reducir la permeabilidad de las zonas “ladronas” en pozos inyectores, mejorando la eficiencia volumétrica, aumentando de esta manera el factor de recobro de petróleo.

Los criterios de selección de pozos candidatos a ser tratados se resumen en:

Productores:

- Alta Relación Agua Petróleo.
- Acuífero de Fondo.
- Pozos que operan en gas-lift, a fin de evitar el costo de pulling y alquiler de herramientas.

Inyectores:

- Pozos con antecedentes de pobre distribución vertical de la inyección.
- Pobre Factor de Recobro (Comparado con el pronóstico y/o otros patrones)
- Baja eficiencia de recuperación secundaria en la malla.
- Baja presión de inyección.

CONIFICACION DE AGUA

Ocurre en pozos horizontales o altamente desviados y conificación ocurre en pozos verticales ambos son afectados por las características de los fluidos y la relación entre la permeabilidad horizontal y vertical (permeabilidad vertical elevada), como resultado de un diferencial de presión durante la producción. La relación de producción de petróleo y agua depende principalmente de la facilidad que tienen de fluir a través de los poros.

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.

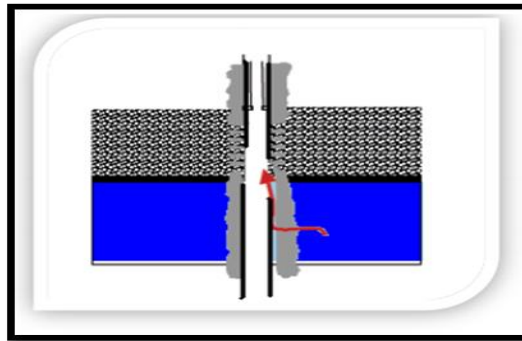
A continuación se describirán estas causas.

Problemas Asociados Al Pozo

Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empacaduras

Las filtraciones en el revestidor, tubería de producción o empacaduras permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. En la figura 5 se puede observar este tipo de problema.

Figura 5. Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción empacaduras.

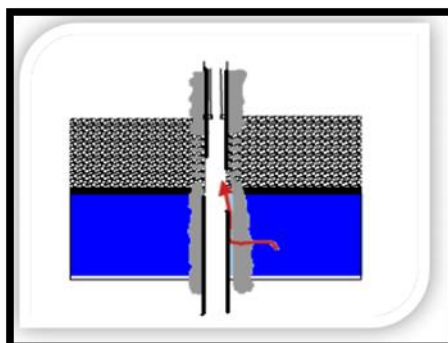


Fuente. Johan Balzan (2014)

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 6 se puede observar la canalización de fluido por detrás del revestidor.

Figura 6. Flujo canalizado detrás del revestidor.



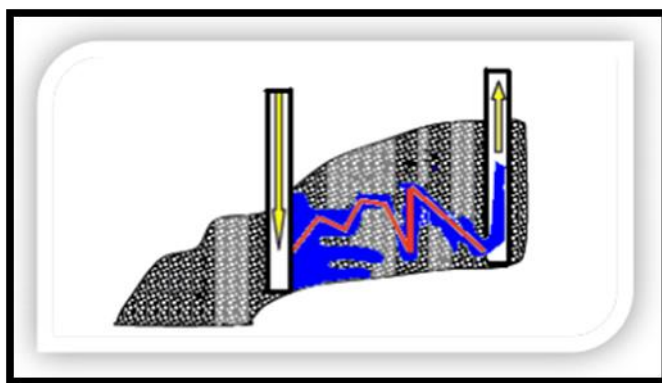
Fuente. Johan Balzan (2014)

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 7 se observa como el agua inyectada se canaliza y alcanza el pozo productor.

Figura 7. Fracturas o fallas entre un pozo productor y un pozo inyector



Fuente. Johan Balzan (2014)

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 8 (a) y 8 (b) se puede observar este tipo de problemas para pozos verticales y para pozos horizontales.

Figura 8. Fracturas o fallas en una capa de agua superior o inferior (a) en un pozo vertical (b) en un pozo horizontal

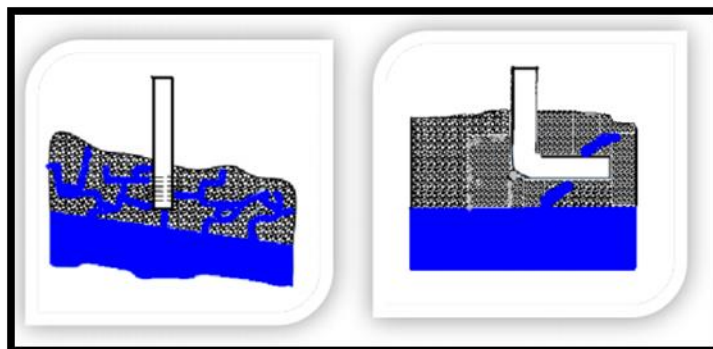


Figura 8 (a)

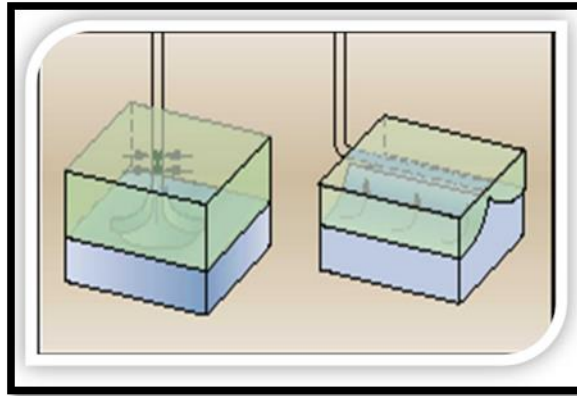
Figura 8 (b)

Fuente. Johan Balzan (2014)

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 9 se observa un esquema de los problemas de conificación.

Figura 9. Conificación y Encrestamiento

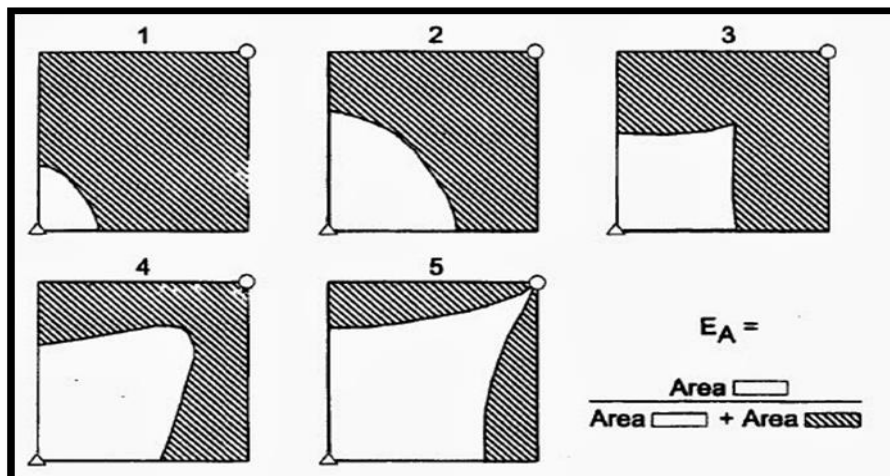


Fuente. Johan Balzan (2014)

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 10 se muestra el efecto de un barrido areal deficiente. En la literatura también se conoce como adedamiento, interdigitación o “fingering”.

Figura 10. Barrido areal deficiente



Fuente. Antonio V (2009).

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. 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. 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:

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.

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.

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:

- 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.

- 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 pozos.

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.

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.

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.

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.

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.

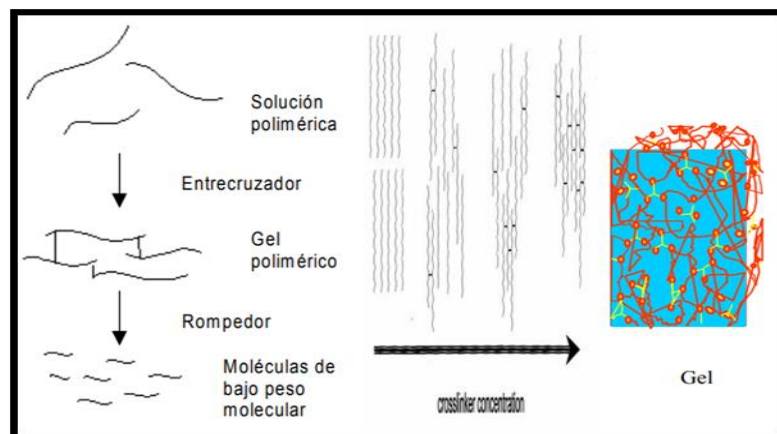
En la actualidad el uso de los sistemas gelificantes poliméricos es la técnica mas empleada para realizar un control de la producción de los fluidos indeseados en los yacimientos. Las características más resaltantes que han llevado a la ampliación de su uso son: la fácil aplicación, el control de tiempo de gelificación, la facilidad para penetrar a profundidad en la matriz porosa y la posibilidad de remoción por métodos químicos sencillos.

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 Figura 11. 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. En general son una mezcla de (Poliacrilamida parcialmente hidrolizada), un agente entrecruzado (Acetato de Cromo – Citrato de Aluminio) y Agua.

Polímero + Entrecruzador + Agua

Figura 11. Esquema de formación de un gel polimérico



Fuente. Roberto Romero (2009).

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.

SISTEMA DE VARIABLES.

Sabino C, (2007) La define como “Cualquier característica o cualidad de la realidad que es susceptible de asumir diferentes valores” (p.52). Para Arias F, (2006), “Es una característica o cualidad; magnitud o cantidad que puede sufrir cambios y que es objeto de análisis, medición, manipulación o control en una investigación” (p.57). Además define las variables siguientes:

Variable Independiente:

“Son las causas que generan y explican los cambios en la variable de pendiente“(p.59). En este trabajo la variable independiente es el sellante permanente para el control de agua de formación que se tomara para el pozo.

Variable Dependiente

“Son aquellas que se modifican por acción de la variable independiente” (p.59). En el presente estudio las variables dependientes son el modelo estratigráfico y petrofísico del pozo, el control de la alta producción de agua y el sellante que utilizaremos.

MAPA DE VARIABLES.

Tabla 1. Mapa de variables.

Objetivo General. Proponer un sellante permanente para el control de agua de formación en el campo Páez mingo 18-m20, ubicado en la cuenca Barinas-Apure.

OBJETIVOS ESPECIFICOS	VARIABLES	DEFINICION OPERACIONAL	INDICADORES
Identificar el modelo estratigráfico y petrofísico del pozo para descartar problemas de producción de agua.	Modelo estratigráfico petrofísico del pozo	El modelo estratigráfico del pozo define la arquitectura interna del yacimiento y correlaciona y define unidades de flujo y mapas de distribución de arena	-Estratigrafía -Modelos Petrofísicos -Pozos Activos
Determinar un mecanismo existente para el control de la alta producción de agua en el pozo Páez mingo 18-m20.	Control de la alta producción de agua en el pozo	El manejo del ciclo de la producción de agua, la separación de la misma en el fondo o en la superficie y su eliminación comprende una amplia variedad de servicios en campo que incluyen la adquisición de datos y diagnósticos con sensores de fondo el perfilajes de producción y el análisis de agua para detectar problemas de agua.	-Mecanismos de Producción -Problemas asociados a la alta tasa de agua
Describir los tipos de sellantes comerciales para el control de la alta producción de agua en pozos petroleros.	Tipos de Sellantes comerciales	Son todos aquellos sellantes usados en la industria petrolera para controlar la alta tasa de agua producida en el desarrollo de la perforación o producción de petróleo.	-Tipos de sellantes -Características -Usos
Seleccionar un sellante permanente para el control de la alta producción de agua en el pozo Páez mingo 18-m20.	Sellante Permanente	Los geles sellante sirven para restringir el paso de cualquier fluido hacia el pozo y su mayor ventaja es la de poder alcanzar o penetrar los espacios porosos más pequeños.	-Sellante -Pozos Productores -Pozos Inyectores

Autor: Quintero y Aguirre (2019)

NORMATIVA Y ASPECTOS LEGALES.

CONSTITUCIÓN DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA GACETA OFICIAL DE LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA NO 5.453 EXTRAORDINARIA DE FECHA 24 DE MARZO DE 2000.

La conservación del ambiente y de los recursos naturales es la base para el desarrollo económico y social del país, regido y orientado por la norma constitucional, que lo establece como beneficio colectivo de los venezolanos (Prieto, 2009). En su Capítulo IX de los Derechos Ambientales, “consagra los postulados del Desarrollo Sustentable como marco referencial o principio rector de todas las actividades que realice el Estado y los particulares en materia de gestión ambiental, social y económica. Es un deber fundamental del Estado con la activa participación de la Sociedad, garantizar que la población se desenvuelva en un ambiente libre de contaminación, donde el aire, el agua, el aire, los suelos, el clima, la capa de ozono y las especies vivas, sean específicamente protegidas, de conformidad con la ley” **(Art.127)**.

El Estado debe desarrollar una política de ordenación del territorio atendiendo a una realidad ecológica, poblacional, geográfica y cultural. Además de exigirle a toda actividad susceptible a degradar el ambiente que debe estar precedida por un estudio de impacto ambiental y socio cultural, incluyendo la obligación de conservar el equilibrio ecológico y de restablecer el ambiente a su estado natural en caso que este resulta realterado. **(Arts.128 y129)**.

La Constitución, como ley marco del ordenamiento jurídico venezolano, establece los principios mediante los cuales todas las actividades capaces de degradar el ambiente, entre las actividad de la industria petrolera y gasífera debe realizarse en armonía con el ambiente y la sociedad, respetando los preceptos del desarrollo sustentable. Es importante señalar que la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (CRBV) presenta normas programáticas a través de enunciado que solo la ley ejecuta los preceptos que ella señala en forma equivocada.

LEYES ORGÁNICAS.

Se le confiere el carácter de Orgánica a aquellas leyes cuadro o base, cuya normativa tenga prioridad sobre otras que regulan materias comunes o que se derivan de un mandato constitucional. En el caso del Derecho Ambiental, estas leyes marco son las siguientes:

Ley Orgánica del Ambiente. G.O. de la República Bolivariana de Venezuela No 5.833 Extraordinario de fecha 22 de diciembre de 2006.

En concordancia con CRBV, la ley Orgánica del Ambiente (LOA), consagra los principios rectores para la gestión ambiental, en el marco del desarrollo sustentable, dicha gestión contiene una serie de medidas orientadas al diagnóstico, inventario, establecimiento, restauración, mejoramiento, preservación, protección, control y aprovechamiento de los ecosistemas de la diversidad biológica y los demás recursos naturales y elementos del ambiente. **(Art.2)**

Con respecto a la industria, la ley obliga a la implantación de una política ambiental segura, con el fin de conciliar el aspecto económico y social con la gestión del ambiente, con base a las restricciones y potencialidades del área **(Art.23)**. De acuerdo a esa política se debe incluir los estudios de impacto ambiental como medida de prevención y minimización de riesgos y la inserción de los proyectos de la industria en los planes nacionales, entre los planes de ordenación del territorio.

Ley Orgánica de Hidrocarburos G.O. de la República Bolivariana de Venezuela No37.323 de fecha 13 de noviembre de 2001.

Artículo 5: Las actividades reguladas por esta ley están dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país, atendiendo al uso racional del recurso y a la preservación del ambiente.

El contenido inicial de esta norma señala en forma precisa el fomento del desarrollo integral y sustentable en concordancia con el uso racional del recurso y la preservación del ambiente.

Artículo 8. Corresponde al ministerio de energía y petróleo la formulación, regulación y seguimiento de las políticas y la planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos, lo cual comprende lo relativo al desarrollo, conservación, aprovechamiento y control de dichos recursos; así como al estudio de mercados, al análisis y fijación de precios de hidrocarburos y de sus productos.

ANÁLISIS DE LOS ARTÍCULOS CITADOS.

Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.

Art 127. Este artículo quiere decir que la conservación del ambiente y los recursos naturales es la base para el desarrollo socio económico del país ya que es un beneficio que tienen los venezolanos en este caso el petróleo.

Art 128 y 129. Estos artículos hacen énfasis a que el gobierno debe desarrollar una política o estrategia de ordenación del territorio enfocado en la realidad ecológica, poblacional y cultural del país, además exigirle a toda actividad en este caso a las empresas petroleras la obligación de conservar el equilibrio ecológico y restablecer el ambiente a su estado natural en caso de que este sea alterado.

Ley Orgánica del ambiente.

Art 2. Esta ley consagra los artículos para la gestión ambiental esto quiere decir que hace énfasis en el diagnóstico, inventario, establecimiento, restauración, mejoramiento, preservación, protección, control y aprovechamiento de los ecosistemas de la diversidad biológica y los demás recursos naturales y elementos del ambiente.

Art 23. Este artículo habla de la industria ya que la misma está obligada a la implantación de una política ambiental segura.

Ley Orgánica de hidrocarburos.

Art 5. Este artículo hace relevancia en que las actividades desarrolladas estén dirigidas a fomentar el desarrollo integral orgánico sostenido del país que hay que utilizar el racionamiento de los recursos y la preservación del ambiente.

Art 8. Este artículo habla que el ministerio de energía y petróleo corresponde a la formulación, regulación y seguimientos de las políticas y la planificación, realización y fiscalización de las actividades en materia de hidrocarburos.

Análisis general relacionado a la investigación.

La conservación del ambiente y los recursos naturales es la base general para el desarrollo del país ya que es importante destacar que los artículos hacen relevancia a que se debe de conservar dichos recursos naturales en este caso el petróleo y esto conlleva a que las empresas petroleras tienen la obligación de conservar el equilibrio ecológico y restablecer el ambiente a su estado natural en caso de que este sea alterado esto quiere decir que al momento de utilizar los tratamientos químicos para mejorar la producción del petróleo se deben cumplir dichas leyes para conservar nuestros recursos naturales y el medio ambiente.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

De acuerdo con, Tamayo y Tamayo (2003) define al marco metodológico como “Un proceso que, mediante el método científico, procura obtener información relevante para entender, verificar, corregir o aplicar el conocimiento”, dicho conocimiento se adquiere para relacionarlo con las hipótesis presentadas ante los problemas planteados. Por lo que se puede acotar que son todas aquellas técnicas que ayudan a la realización de la recolección de datos para posteriormente enfocarse en el análisis y dar mayor facilidad al mismo.

El siguiente capítulo tendrá como objetivo considerar el tipo de investigación, la metodología de la misma, tipo, población, las técnicas e instrumentos de recolección de datos, así como la validez, con el fin de dar respuestas en forma ordenada.

TIPO DE INVESTIGACIÓN

Por su parte, Tamayo y Tamayo (2007), refiere a las investigaciones descriptivas como el registro, análisis e interpretación de la naturaleza actual y la composición o procesos de los fenómenos; trabajando así, sobre realidades de hecho y su característica fundamental es la de presentar una interpretación correcta.

En el mismo orden de ideas Bavaresco (2006) p.19, considera que los estudios descriptivos “persiguen el conocimiento de las características de una situación dada, plantea objetivos y formula hipótesis sin usar laboratorios”. Así mismo lo que se persigue en este trabajo especial de grado, es proponer un Sellante permanente para el control de agua de formación en el pozo 18M-20 del campo Páez Mingo, caracterizando este fenómeno de la alta producción de agua como problemas de producción y problemas operacionales presentados durante la extracción del petróleo del pozo.

METODOLOGÍA

Se denomina Proyecto Factible la elaboración de una propuesta viable, destinada a atender necesidades específicas a partir de un diagnóstico. El Manual de Tesis de Grado y Especialización y Maestría y Tesis Doctorales de la Universidad Pedagógica Libertador, (2003), plantea: “Consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos necesidades de organizaciones o grupos sociales que pueden referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos, o procesos”. (p. 16).

En el presente trabajo surge la necesidad de descartar problemas operacionales asociados a la alta producción de agua dentro del pozo registrado perteneciente al campo Páez Mingo, y al mismo tiempo proponer un gel sellante que coadyuve al mejoramiento de la producción de petróleo para dicho campo. El mismo servirá de base para el desarrollo de producciones futuras de campos que posean características estructurales similares al actual, evitando así el mayor de los costos que se puedan generar y de esta manera mostrar una referencia para dar respuestas que ayuden a reducir tales problemas.

POBLACION Y MUESTRA

Para Arias, F. (2006, p.81) La población, o en términos más precisos población objetivo, “es un conjunto finito o infinito de elementos con características común es para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio. En tal sentido en el presente trabajo está constituida a nivel del Yacimiento “A/B 0001” el pozo 18M-20 se encuentra ubicado a 8179’ TVDSS y entre los pozos vecinos más cercanos se encuentran el 18M-52 y 18M-49, los cuales se encuentran a una distancia de 447 m y 480 m respectivamente en el campo Páez Mingo, Distrito Barinas de donde se extrajo la información referente a la propuesta de un Sellante permanente para el control de agua de formación del pozo. El campo Páez Mingo cuenta con 77 pozos perforados en 8 yacimientos, en los cuales 14 se encuentran activos en el que se encuentra las arenas A/B 0001.

En cuanto a la muestra, "Es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible", Arias, F. (2006 p.83). Respecto a ello, para llevar a cabo la propuesta del Sellante permanente para el control de agua de formación del pozo perteneciente al campo Páez Mingo, dentro del cual se seleccionó y se calificó bajo diferentes criterios basados en la trayectoria de los pozos, con el propósito de abordar la mayor parte del terreno y que los resultados sean en base al pozo 18M-20 en su totalidad. De esta manera establecer un criterio que ayude a la aplicación del Sellante permanente que optimicen la producción de petróleo en el pozo.

TECNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE DATOS

Para Arias, F (2006). "Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras de obtener la información. Son ejemplos de técnicas; la observación directa, la encuesta en sus dos modalidades: oral o escrita (cuestionario), la entrevista, el análisis documental, análisis de contenido, etc." (p.111).

La técnica utilizada en el presente trabajo fue la revisión documental que es una técnica de observación complementaria, en caso de que exista registro de acciones y programas que permite hacerse una idea del desarrollo y las características de los procesos y también de disponer de información que confirme o haga dudar de lo que el grupo entrevistado ha mencionado, ya que la mayor información del pozo perteneciente al campo Páez Mingo fue obtenida por medio de la revisión de carpetas del pozo donde se extrajo información referente a las aplicaciones de Sellante permanentes.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis e interpretación de los resultados según Hurtado (2010), “Son las técnicas de análisis que se ocupan de relacionar, interpretar y buscar significado a la información expresada en códigos verbales e icónicos”. Es pertinente que este capítulo se basa en la explicación de cada objetivo específico dando a conocer el estudio de los resultados en cada objetivo planteado en este trabajo de grado.

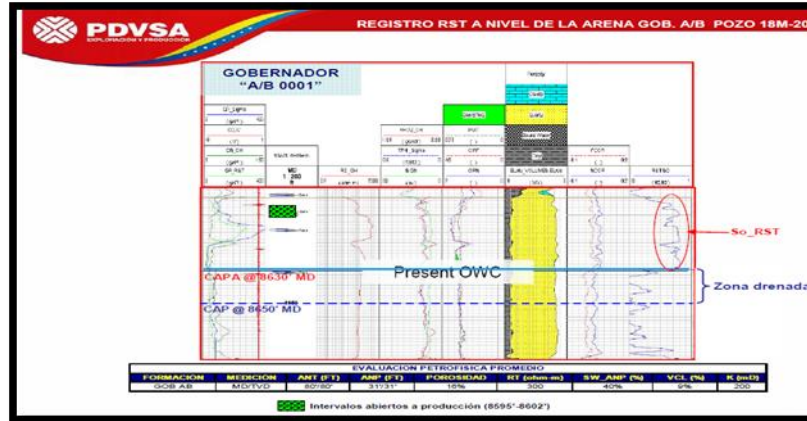
Identificar el modelo estratigráfico y petrofísico del pozo para descartar problemas de producción de agua.

EVALUACION ESTRATIGRAFICA Y PETROFISICA DEL POZO.

El Miembro “AB” de la Fm. Gobernador presenta una matriz de arenisca con poco contenido de arcillas en la matriz, aunque si se presentan algunas intercalaciones lenticulares. Se observan resistividades mayores de 100 ohm.m y en la evaluación petrofísica se interpretan 50’ TVD de arena neta petrolífera con una porosidad promedio de 16% y permeabilidad de 200 mD, con una saturación de agua inicial promedio de 40%. Se observa una marcada intercalación lutítica a la profundidad de 8616’ MD, este incremento está bastante claro en el registro de GR, donde los valores se incrementan hasta 75 °API. A su vez, se observa que también afecta el registro de resistividad en ambas curvas (somera y profunda) y también los registros de Densidad-Neutrón.

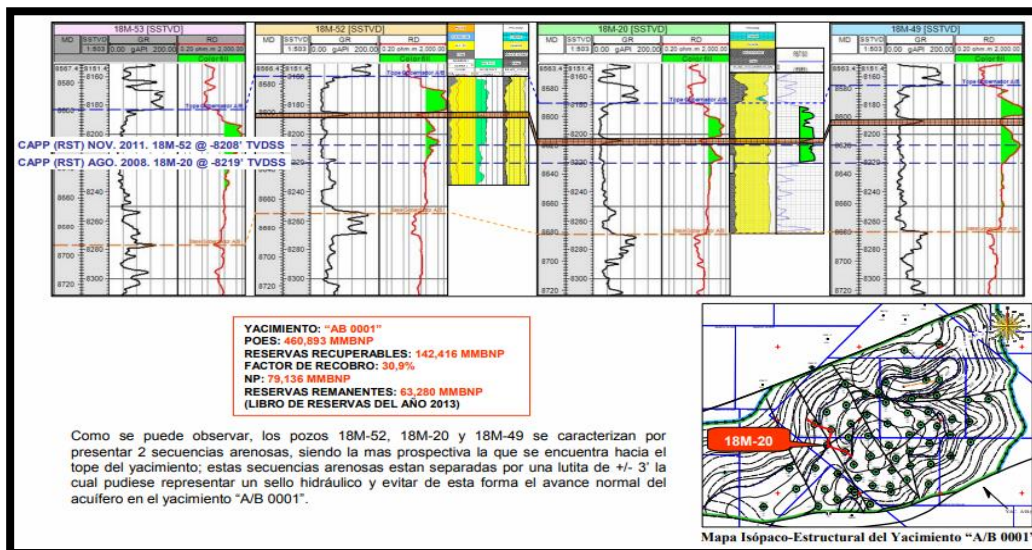
Esto supone una sección arcillosa de aproximadamente 2’ que posiblemente representa aislamiento hidráulico entre las dos secuencias arenosas. Por otra parte, en función de los resultados del registro de saturación de fluidos de formación del Pozo 18M-20 en diciembre del 2018 se observó un avance del CAP desde 8650’ MD hasta 8630’ MD y mostró saturaciones de petróleo alrededor del 60% en el intervalo (8590’-8630’) MD, las cuales son similares a las saturaciones iniciales.

Figura 16. Saturaciones de petróleo de la formación gobernador.



Fuente: (PDVSA 2019)

Figura 17. Diferencia de los pozos mas cercanos al pozo 18M-20



Fuente: (PDVSA 2019)

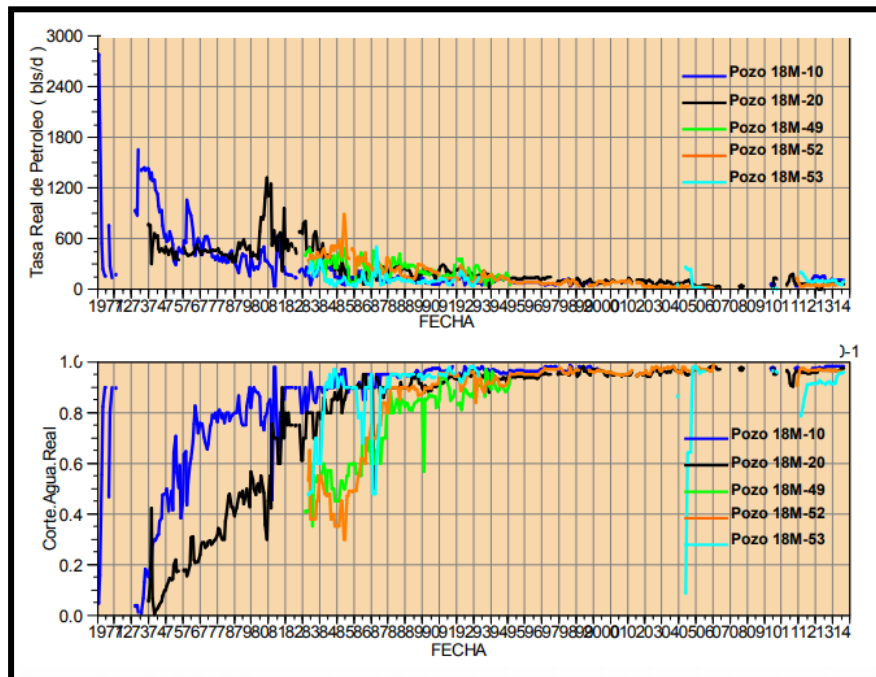
Se puede observar como el pozo 18M-20 a nivel del Yacimiento "A/B 0001" está 19' y 13' estructura abajo de los pozos 18M-52 y 18M-49; y 4' estructura arriba del pozo 18M-53. Adicionalmente, los pozos 18M-52, 18M-20 y 18M-49 se caracterizan por presentar 2 secuencias arenosas, siendo la más prospectiva la que se encuentra hacia el tope del yacimiento; estas secuencias arenosas están separadas por una lutita de +/-

3' la cual pudiese representar un sello hidráulico y evitar de esta forma el avance normal del acuífero en el yacimiento "A/B 0001".

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE POZOS VECINOS AL POZO 18M-20

Para fines de este estudio se tomaron como referencia los pozos más cercanos al pozo 18M-20, dentro del cual hace referencia a los pozos 18M-52 y 18M-49, ubicados a una distancia de 447m y 480m, estructuralmente se encuentran a 19' y 13' respectivamente buzamiento abajo a nivel del Yacimiento "A/B 0001", con respecto al pozo 18M-53, se ubica 4' estructura arriba. El pozo 18M-52 fue completado originalmente en los intervalos (8580'-8586') y (8606'-8610') pertenecientes al Miembro A/B de la Formación Gobernador, produjo inicialmente con tasas superiores a los 400 bls y cortes de agua 65% que luego fue disminuyendo hasta 35%.

Figura 18. Comportamiento de producción de pozos vecinos.

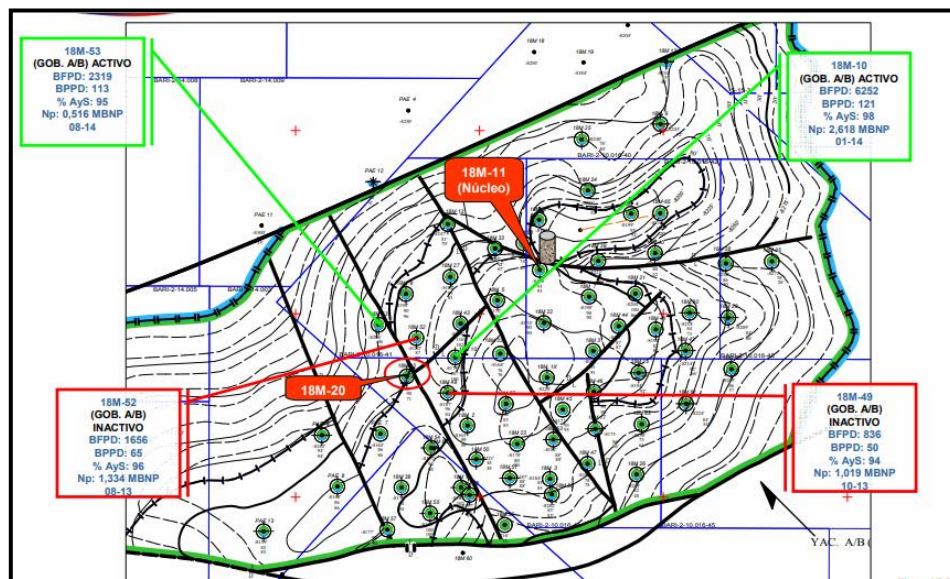


Fuente: (PDVSA 2019)

ASPECTOS DEL YACIMIENTO

Los yacimientos de la Formación Gobernador, Miembro A/B poseen características de roca reservorio de muy buena calidad, conteniendo petróleo altamente sub saturado, con presión de burbujeo en el orden de 100 Lpc, debido a la poca cantidad de gas en solución (baja Rsi) a las condiciones iniciales de los yacimientos. Dentro de las características petrofísicas promedios se encuentran, porosidades en el orden de 17 a 19 %, permeabilidades en el orden de 100 a 400 milidarcys y saturaciones iniciales de petróleo entre 29 a 78 %. El principal mecanismo de producción es empuje hidráulico, asociado a la gran actividad de un acuífero de características infinitas, el cual se alimenta constantemente en los afloramientos de las formaciones acuíferas en el pie de monte andino. Un mecanismo de producción secundario lo constituye la compresibilidad de la roca y la expansión de los fluidos del yacimiento.

Figura 19. Mapa Isopaico-estructural a nivel del yacimiento “A/B 0001”

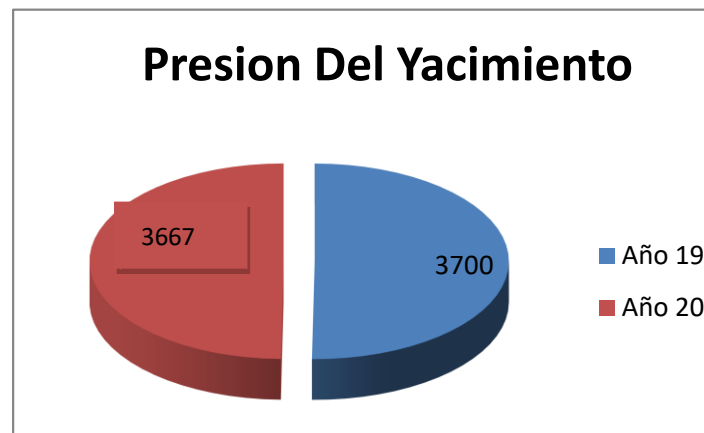


Fuente: (PDVSA 2019)

PRESIÓN DEL YACIMIENTO

En cuanto a la Presión del Yacimiento “A/B 0001” de la Formación Gobernador existe una mínima tendencia de disminución de la presión de aproximadamente 40 Lpc desde el inicio de la explotación hasta la actualidad (ultima data de producción). Respecto a la zona del yacimiento donde se encuentra el Pozo 18M-20 la presión inicial se ubicó en 3700 Lpc y la presión actual se ubica en 3667 Lpc (estimada con nivel dinámico en superficie tomado el día 14/01/2019 en el pozo 18M-20). Se puede interpretar que existe una ligera disminución en la presión del yacimiento asociada a la producción normal del fluido de la formación. Sin embargo se aprecia que está presente la acción de un acuífero de fondo que aporta energía constante al yacimiento, ya que este produce desde el año 1973 y la presión del reservorio aun es suficiente para la producción de hidrocarburos, permitiendo señalar que la presión del yacimiento se mantendrá siempre por encima del punto de burbuja (Yacimiento Sub saturado Pb: 128 Lpc).

Tabla 2. Presión del yacimiento



Fuente. Quintero y Aguirre (2019)

Determinar un mecanismo existente para el control de la alta producción de agua en el pozo Páez Mingo 18-m20.

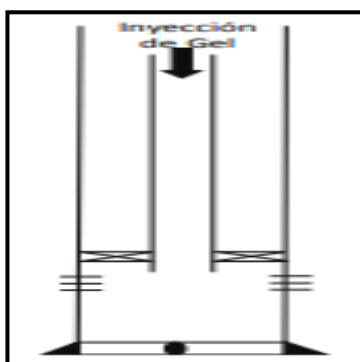
La búsqueda en la literatura sobre aplicaciones en campo de geles realizadas en el mundo arroja innumerables casos de éxito, en los que la creación de una barrera de permeabilidad, puede además de aumentar la eficiencia de barrido de hidrocarburos,

controlar de manera directa la producción de fluidos indeseados cuando estos canales preferenciales han sido bloqueados por los geles poliméricos.

Teniendo presente que el pozo en estudio se encuentra ubicado en los llanos occidentales de Venezuela, caracterizados por presentar acuíferos activos de fondo de reemplazamiento por tener características petrofísicas atractivas como permeabilidades de 100a 200 mD, con una saturación de agua inicial promedio de 40%, con porosidades de 16%, Sin embargo, existen zonas del yacimiento sin presencia de barreras de permeabilidad, y el contacto agua-petróleo se encuentra en la arena productora, haciendo que los pozos perforados en estas áreas, sean antieconómicos debido a la baja producción de petróleo y alta producción de agua.

Con base a lo anteriormente dicho se tiene una alternativa propuesta o un mecanismo existente como método para la alta producción de agua. Es un método químico que tiene como finalidad disminuir el agua de formación del pozo Para lo cual, se pretende cañonear un gel polimérico en el contacto agua-petróleo y mediante el la inyección en este intervalo, de un fluido que permita crear una barrera artificial situada entre el petróleo y el agua, y de esta forma favorecer la producción de petróleo en el intervalo original del pozo.

Figura 20. Inyección de Gel Polimérico



Fuente. Quintero y Aguirre (2019)

Describir los tipos de sellantes comerciales para el control de la alta producción de agua en pozos petroleros.

Las tecnologías aplicadas en la industria petrolera han ayudado a incrementar el factor de recobro en los yacimientos a lo largo de los años en diferentes áreas del mundo los cuales han tenido una trayectoria exitosa a continuación se dará una breve explicación de los tipos de sellantes comerciales que existen para el control de la alta producción de agua en pozos petroleros.

Water Cut®: Geles Marcism & Unogelsm

- Su principal uso es para modificar la permeabilidad en las zonas vecinas del pozo y en profundidad en zonas con altas saturaciones de agua y alta permeabilidad.
- Se usan en pozos productores para taponar las zonas de alta producción de agua.
- Se usan en pozos inyectores para reducir la permeabilidad de las zonas “ladronas”, mejorando la eficiencia volumétrica, aumentando de esta manera el factor de recobro de petróleo.

Hi-Vis®: Microgeles (CDG)

- Solo en Pozos Inyectores.
- Roca Matriz Heterogénea, $K_v > 0.65$.
- Permeabilidad Mayor de 10 md.
- Se Aplica con Agua relativamente fresca (<30000 ppm de salinidad).
- Temperatura del yacimiento <220°F.
- Relación de movilidad desfavorable ($M > 1$) No limitante.

Water Cut®: Unogas®

Es una técnica de inyección de geles que se usa para reducir la producción de agua en pozos productores de Gas que presenta las mismas características de los geles Marcit & Unogel lo cual es producto químico a utilizar dependerá de las propiedades de la formación.

Water Cut®: Mara-Sealsm

Es un Gel formulado con altas concentraciones de un polímero con bajo peso molecular que le permite penetrar en la roca matriz para sellar completamente el área o zona contactada.

TIOR-CO3®

- Recuperación de petróleo residual mediante alcalino-surfactante-polímero (ASP).
- Es un proceso de inyección de agua con agregados de sustancias químicas usado para ayudar a recuperar el petróleo residual.
- Se basa en la reducción de la tensión interfacial entre el petróleo residual y la superficie del agua / roca.

TIOR-KOH®

- Para la estabilización permanente de arcillas en pozos inyectoros y productores.
- Para evitar que las arcillas se hinchen y migren cuando se les inyecta agua dulce, previniendo de esta manera que la eficiencia de inyección se reduzca considerablemente por este factor.

DrillPillTM

- Es un gel a base poliacrilamida que se usa para controlar la pérdida de circulación.

Seleccionar un sellante permanente para el control de la alta producción de agua en el pozo Páez mingo 18-m20.

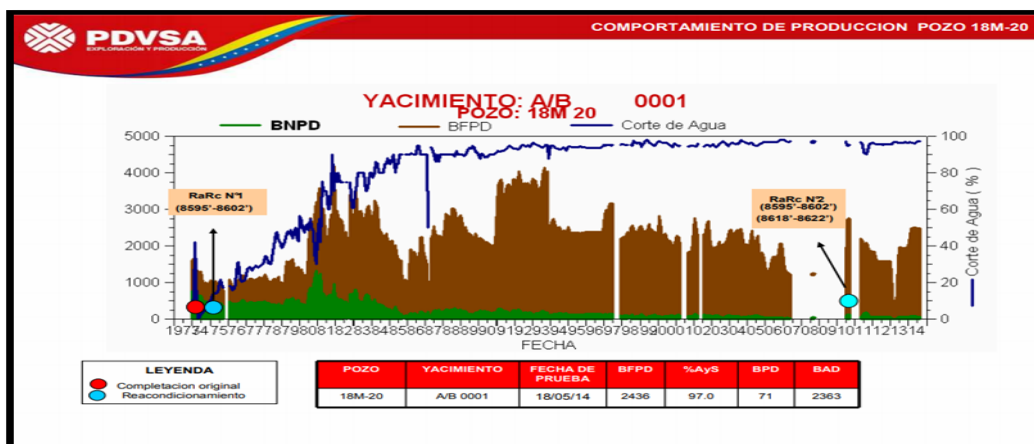
La inyección de geles tiene la capacidad de penetrar profundo en la formación creando un sello y reduciendo considerablemente la permeabilidad de la zona. Además, esta tecnología no requiere de complicados equipos y enormes volúmenes de tratamiento, por lo que puede resumirse como una tarea sencilla.

Entre algunos resultados de la aplicación de geles es que se pueden obtener una recuperación final de 783 Mbbl a 30 años o 962 Mbbl en igual período de tiempo, la reducción de permeabilidad oscila entre un rango de 50 a 75%. Este rango podrá variar en función de la concentración utilizada, mientras que la distribución del tratamiento en las capas será función de la permeabilidad, de la presión y de la saturación de agua. Puede esperarse menor espesor contactado y más elevadas permeabilidades taponadas cuanto menor sea el régimen de inyección (48, 61,62).

Esto implicará un menor volumen de tratamiento para un costo operativo dado tanto en pozos productores como en inyectores, la inyección del gel debe realizarse a bajo caudal, para los primeros, con el fin de evitar daño a los estratos que deben permanecer en producción; y para los segundos, para garantizar no superar el gradiente de fractura de la formación.

De acuerdo a las características presentada el pozo 18M-20 en la actualidad maneja tasas de 2436 BFD, 71 BPD y 97% AyS, resaltando que ha venido disminuyendo la tasa neta por el incremento del corte causado por el del avance del frente agua activo que predomina en este campo, razón por la cual se hace necesario la implementación de nuevos métodos de mecanismo para la recuperación o reactivación de la producción en dicho pozo, tomando en consideración las características antes planteadas y su información petrofísica. (Ver figura 18)

Figura 21. Comportamiento De Produccion De Pozo 18m-20



Fuente. PDVSA 2014

Por lo tanto seleccionamos una tecnología de polímero de gel comercial (Marcitsm) lo cual su uso principal es modificar la permeabilidad en las zonas vecinas del pozo y en profundidad en zonas con altas saturaciones de agua y alta permeabilidad, también se usa en pozos productores para taponar las zonas de la alta producción de agua y se usa en pozos inyectores para reducir la permeabilidad de las zonas ladronas mejorando la eficiencia volumétrica y aumentando de esta manera el factor de recobro de petróleo. Los geles Marcitsm pueden ser usados en yacimientos con temperaturas de hasta 220°F. Este gel es muy fuerte y capaz de formarse en condiciones extremas tales como: Altos niveles de H₂S (Sulfuro de hidrogeno), CO₂ (Dióxido de Carbono) y altas temperaturas.

PRESENTACIÓN COMERCIAL DEL GEL MARCITSM

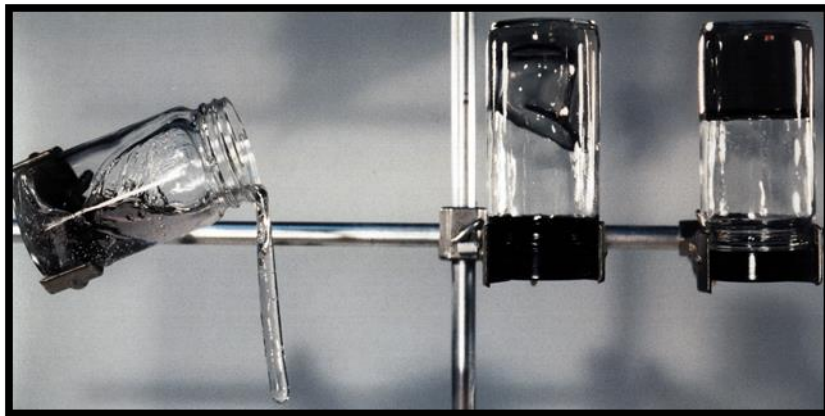
MARCIT GEL es una tecnología basada en el uso de materiales poliméricos reticulados visco elásticos. Sistemas que pueden usarse para alinear el perfil de inyectividad. Pozos de inyección, y para el tratamiento de pozos de producción como limitación caudal de agua y aislamiento de las aguas de fondo y borde. La idea principal de este sistema es que el polímero no penetra en la matriz, sino que se aísla. Áreas altamente permeables del reservorio, lo que limita la movilidad del fluido en un determinado intervalo.

Es un sistema que consta de sólo dos componentes: un copolímero y grapadora, que es poco exigente para la calidad del agua, y la reticulación se produce a través de un cierto tiempo que le permite bombear completamente el sistema al depósito con pérdidas mínimas de fricción.

BENEFICIOS

- Facilidad de preparación.
- Sin pretensiones a la calidad del agua.
- Eficacia a largo plazo.
- Retraso en la costura.

Figura 22. Procedimiento de elaboración del gel MARCITSM



Fuente. TIORCO Inc. THE IMPROVED OIL RECOVERY COMPANY Productos & Servicios. (2007)

Para la selección y aplicación del gel Marcitsm existen varias características las cuales van a permitir seleccionar los pozos candidatos que presenten las siguientes características.

POZOS INYECTORES

- Que Exista Petróleo Recuperable.
- QIny. Alto Con Baja Presión de Inyección.
- Cambio Brusco en la RAP.

- Buena conectividad entre Inyector & productor.
- Pobre factor de Recobro (Comparado con el Pronóstico y/o otros patrones)
- Zona Piloto Aislada o Confinada Preferiblemente.
- Respuesta de petróleo muy rápida, seguida por un aumento de la producción de agua.

POZOS PRODUCTORES

- Que Exista Petróleo Recuperable.
- Alta Relación Agua Petróleo.
- Respuesta de Petróleo muy Rápida, Seguida por un Aumento de la Producción de Agua.
- Preferiblemente en Rocas Fracturadas con Influencia de un Acuífero de Fondo.
- Pozos con Alto Nivel de fluido.
- Cerca del Límite Económico de Producción.

RANGO DE APLICACION DEL GEL MARCITSM DE ACUERDO A LAS CARACTERISTICAS DEL POZO 18M-20.

Tabla 3. Propiedad de aplicación del Gel Marcitsm

GEL MARCITSM

PROPIEDAD DE APLICACION DEL GEL MARCITSM	RANGO DE VIABILIDAD
GRAVEDAD API	>18° API
VISCOSIDAD DEL CRUDO	<200cP
SATURACION DEL PETROLEO	>10% de Oil móvil
PERMEABILIDAD	>20mD
PROFUNDIDAD	<8000 ft
TEMPERATURA	<220°F
TIPO DE FORMACION	Arenisca/Carbonato

POZO 18M-20

Tabla 4. Características del pozo 18M-20

ANTECEDENTES POZO 18M-20	
CARACTERISTICAS DEL POZO 18M-20	RANGO DE VIABILIDAD
GRAVEDAD API	50° hasta 75° API
VISCOSIDAD DEL CRUDO	135 cp.
SATURACION DEL PETROLEO	40%
PERMEABILIDAD	100mD
PROFUNDIDAD	8000 ft
TEMPERATURA	200°F
TIPO DE FORMACION	Arenisca con poco contenido de arcilla.

ANTECEDENTE SOBRE LA APLICACIÓN DEL GEL MARCITSM EN VENEZUELA

Simulación de yacimiento de la inyección de gel de polímeros para mejorar los perfiles de inyección de agua y la eficiencia de barrido en el campo lago mar al este de Venezuela.

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

gel de Venezuela la tecnología ha sido premeditada y aplicada en muchos pozos productores y en pocos casos en pozos de inyectores de agua, con el objetivo modificar los perfiles de agua e incrementar el factor de recuperación. Para valorar la viabilidad técnica de la tecnología de gel en pozos de inyectores de agua en las reservas venezolanas, una prueba piloto fue planeada y llevada a cabo en un inyector bien para mejorar la eficiencia areal en un modelo bien hexagonal ubicado en el campo de Lagomar en el Lago de Maracaibo. Este trabajo describe un estudio de simulación numérico sobre la base de los datos disponibles de la prueba piloto del campo Lagomar. El objetivo del estudio de simulación numérico es desarrollar una herramienta profética de ayudar con el diseño de los tratamientos de gel en pozos de inyector de agua. Más específicamente, se desea pronosticar el incremento de la recuperación que puede ser esperada de un tratamiento de gel específico, y la magnitud de la reducción de agua.

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

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

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

Por consiguiente se contempló el estudio de un pozo en la formación Gobernador del campo Páez Mingo con la finalidad de la aplicación de una tecnología química como un sellante de gel permanente para controlar el agua de la formación del pozo ya que el mismo presenta cortes de agua y sedimentos AyS de 96% actualmente resaltando que ha venido disminuyendo la tasa neta de por el incremento de agua causado, por esa razón hemos propuesto la inyección de un gel polimérico (Marcitsm) el cual fue seleccionado por las características que presenta el pozo ya que el uso principal del gel (Marcitsm) es modificar la permeabilidad en las zonas vecinas del pozo y en profundidad en zonas con altas saturaciones de agua y alta permeabilidad.

De acuerdo al desarrollo de los objetivos específicos, se inició por Identificar el modelo estratigráfico y petrofísico del pozo para descartar problemas de producción de agua ya que en ese objetivo se desarrolló identificando la estratigrafía del pozo seleccionado en lo cual se hizo relevancia a los aspectos y la presión del yacimiento, el segundo objetivo trata de determinar un mecanismo existente para el control de la alta producción de agua en el pozo Páez Mingo 18-m20 en el cual se determinó una alternativa propuesta o un mecanismo existente como método para la alta producción de agua, el tercer objetivo se describe los tipos de sellantes comerciales para el control de la alta producción de agua en pozos petroleros en lo cual se explican los tipos de geles comerciales existentes a nivel de control de alta producción de agua.

Nuestro cuarto objetivo es seleccionar un sellante permanente para el control de la alta producción de agua en el pozo Páez mingo 18-m20 lo cual seleccionamos y propusimos un gel comercial el cual encontramos factible para inyectar en dicho pozo ya que cuenta con las características que requiere para la aplicación del gel. El gel seleccionado también se usa en pozos productores para taponar las zonas de la alta producción de agua y se usa en pozos inyectoros para reducir la permeabilidad de las

zonas ladronas mejorando la eficiencia volumétrica y aumentando de esta manera el factor de recobro de petróleo. Ya que el tiempo razonable de respuesta de un tratamiento de inyección de gel en un pozo puede variar de 3 – 18 meses dependiendo básicamente del espaciamiento entre pozos y la permeabilidad de las zonas ladronas.

Del mismo modo hay tratamientos con volúmenes de gel muy pequeños con el objetivo de mejorar la eficiencia de inyección vertical, pueden no ser efectivos aun en zonas que son aisladas por capas impermeables esto quiere decir que la razón por la cual se inyectan pocos volúmenes, el agua retoma la zona de alta permeabilidad una vez que esta alcanza el volumen de gel inyectado.

Los tratamientos de geles son diseñados para mejorar la eficiencia volumétrica de barrido, esto quiere decir que si un pozo presenta patrones que no respondieron a la inyección de agua inicial se debería determinar la causa antes de implementar otra tecnología que ayude a mejorar el factor de recobro del pozo.

RECOMENDACIONES.

1. Realizar un estudio a nivel de laboratorio que permita determinar el factor de resistencia residual al petróleo con las condiciones expresadas anteriormente en la investigación.
2. Realizar una evaluación económica que permita determinar la rentabilidad de la aplicación de la tecnología de geles sellante en los yacimientos.
3. Se recomienda bombear el gel a una tasa mínima para evitar que la presión de inyección exceda a la presión de fractura de la roca.
4. El tiempo de gelificación estimado debe estar en función de la tasa de inyección del tratamiento.
5. Se recomienda 3 horas o más de gelificación en caso de que se presente un problema técnico durante el bombeo de esta manera se evitara que el tratamiento se gelifique durante el desplazamiento.
6. Se recomienda aplicar tratamientos de agua a los pozos 18M-52, 18M-53, 18M-49 del campo en estudio, para evitar problemas futuros por la alta producción de agua.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arias F, “El proyecto de investigación guía para su elaboración” Editorial Episteme. Caracas Venezuela (1991).

Briseño G, Lizet C, Leal A, Omar E, “Factibilidad del uso de las tecnologías de geles para el control de la alta producción de agua” Universidad Central de Venezuela (2002).

Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. (2000, Marzo 24). Gaceta oficial de la República Bolivariana de Venezuela, 5.453, Marzo, 24, 2000.

Franco O. H Víctor, V Pérez, J Jhon, “Estado del arte del control entrada de agua en pozos productores de petróleo” Caracas Venezuela Enero (2012).

José P, Manuel G. “Evaluación de la perforación bajo balance en Barinas Venezuela” PDVSA 2009.

Marcelo H, “Tecnologías para la recuperación mejorada de petróleo y control de agua” The improved Recovery Company TIORCO, INC 2007.

Nelly L, Villegas H. “Tratamiento para el control de agua de formación usando sellantes permanentes” Tesis de grado, facultad de ingeniería en ciencias de la tierra. Ecuador, Guayaquil 2004.

Ortega Andrés. “Estudio del comportamiento de la inyección del sistema multigel^R sellante en un pozo horizontal de la faja petrolífera del Orinoco para controlar la producción excesiva de agua”. Tesis de grado, facultad de Ingeniería. Caracas Venezuela (2013).

Prado M. “Estudio de factibilidad de aplicación de la tecnología de geles para corregir los problemas de alto corte de agua en el yacimiento B6/9-SUS 82”, Tesis de grado, Facultad de ingeniería, UCV Caracas Venezuela (2001).

Sepúlveda J, Escobar F, “Simulación de yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas”. Editorial: Universidad Sur colombiana. Colombia (2005).

Tamayo y Tamayo, m. (2007).El proceso de investigación científica 4ta Edición México, Editorial Limusa.

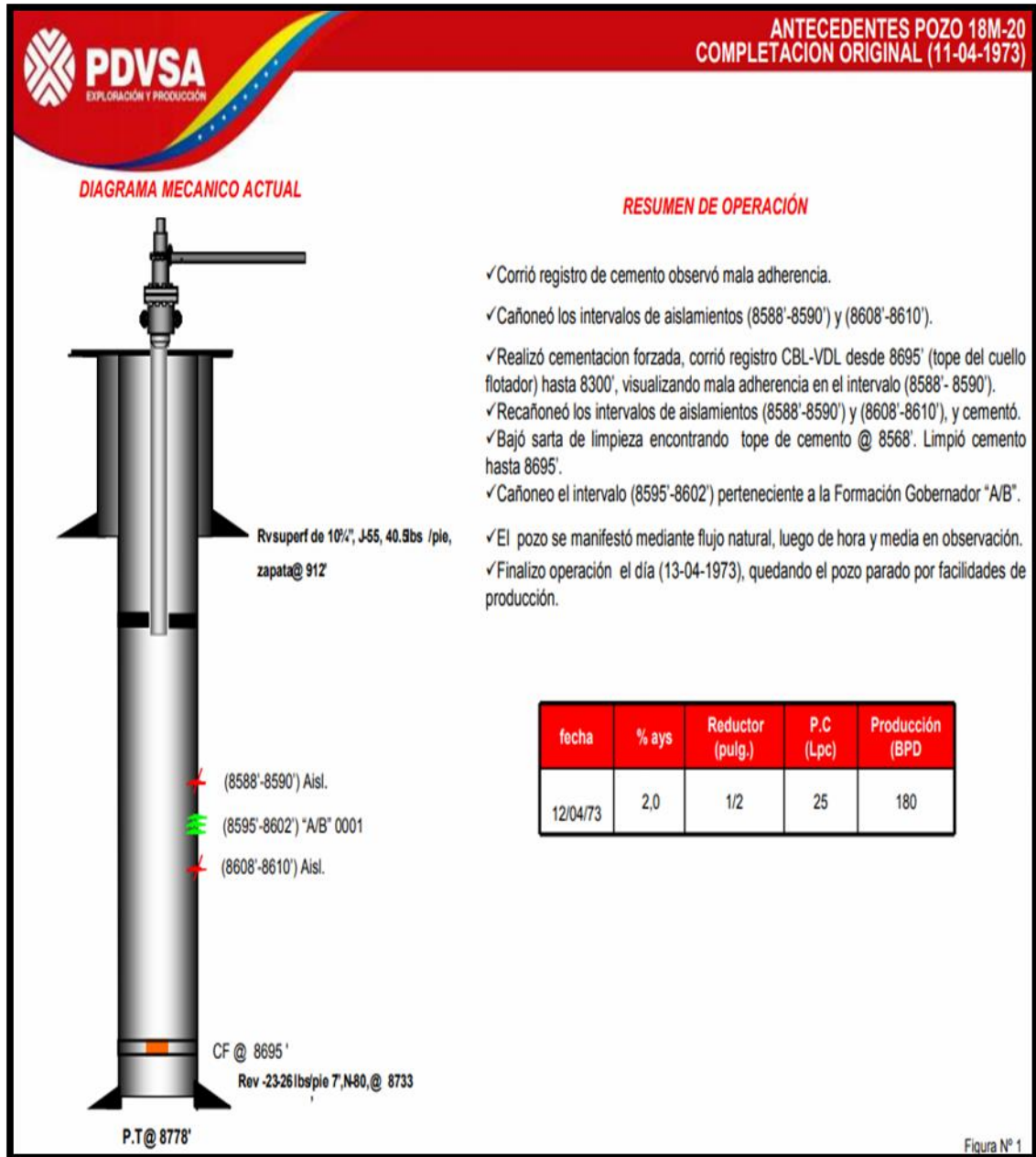
Velásquez A. “Estudios de Simulación numérica de yacimientos para la evaluación de la aplicación de un tratamiento de geles como método de control de agua en el yacimiento G-10 GF-1, del campo guafita norte, estado apure” Universidad de oriente Anzoátegui Venezuela (2006).

Hurtado de Barrera J. “Guía para la comprensión holística de la ciencia”, Universidad Nacional Abierta. Dirección de Investigación y Postgrado, Tercera. Edición, Fundación Sypal: Caracas (2010).

Anexos

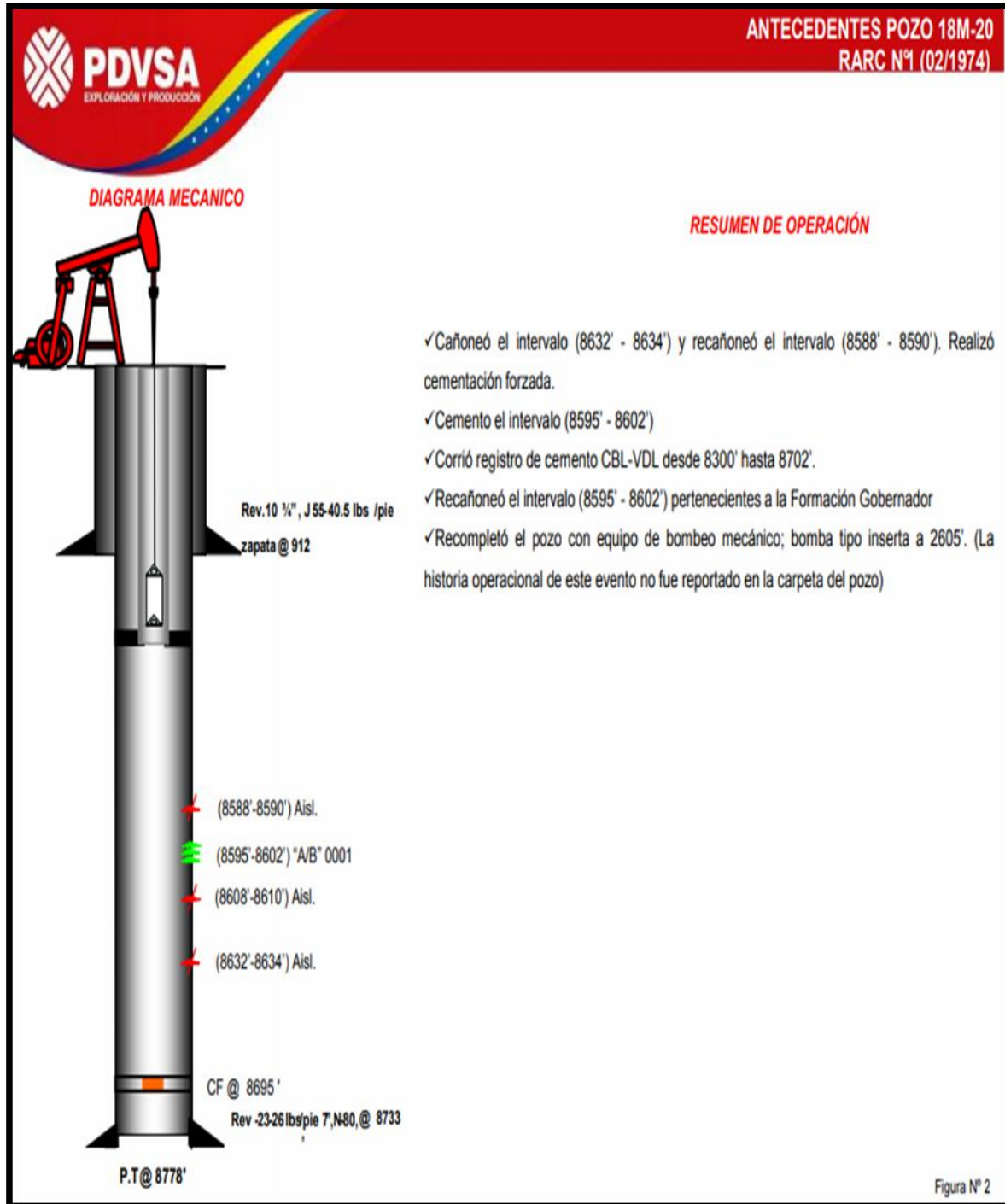
ANEXO A.1

COMPLETACION ORIGINAL DEL POZO 18M-20 AÑO 1973



ANEXO A.2

COMPLETACION DEL POZO 18M-20 AÑO 1974



ANEXO A.3

COMPLETACION DEL POZO 18M-20 AÑO 2010.

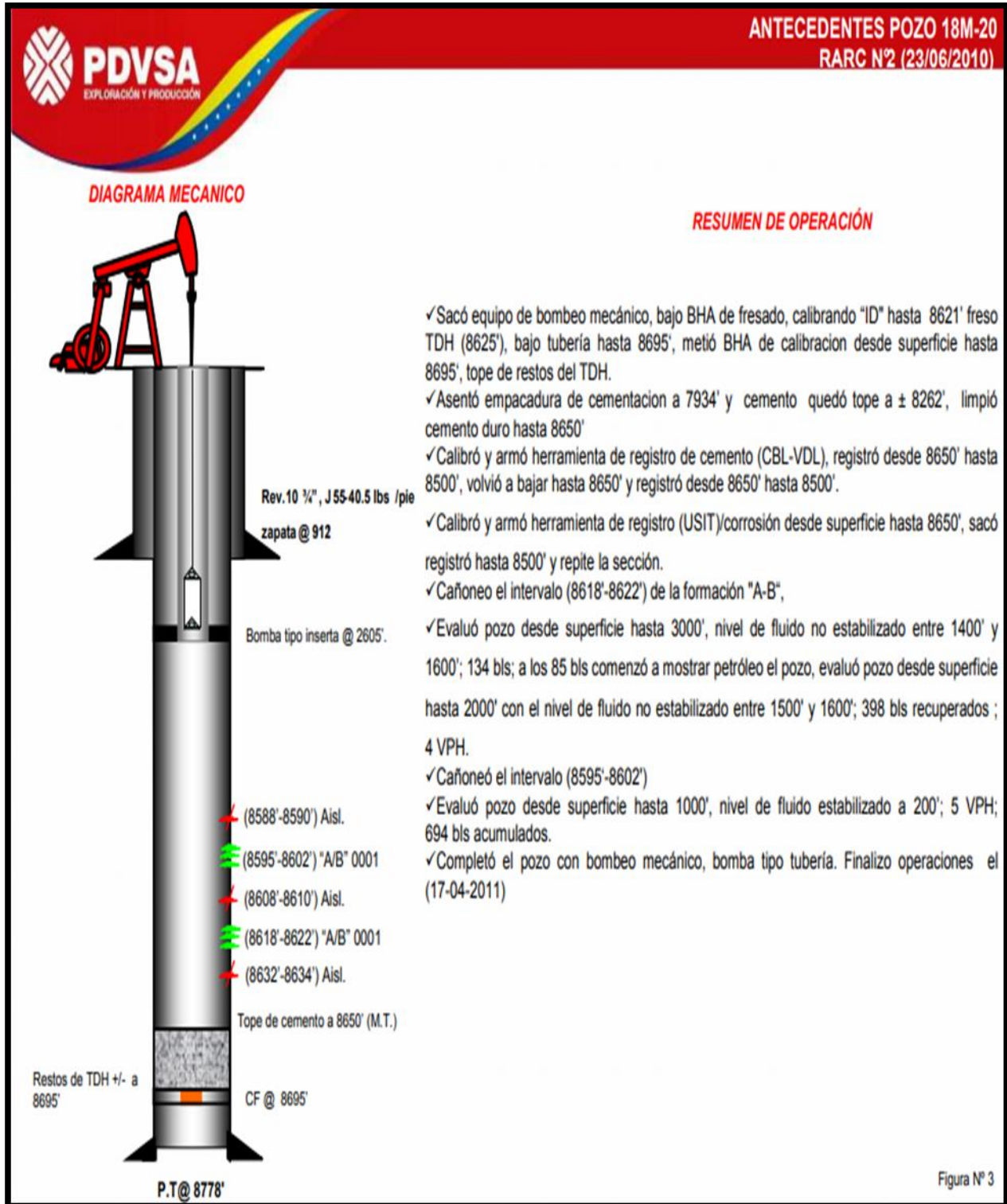
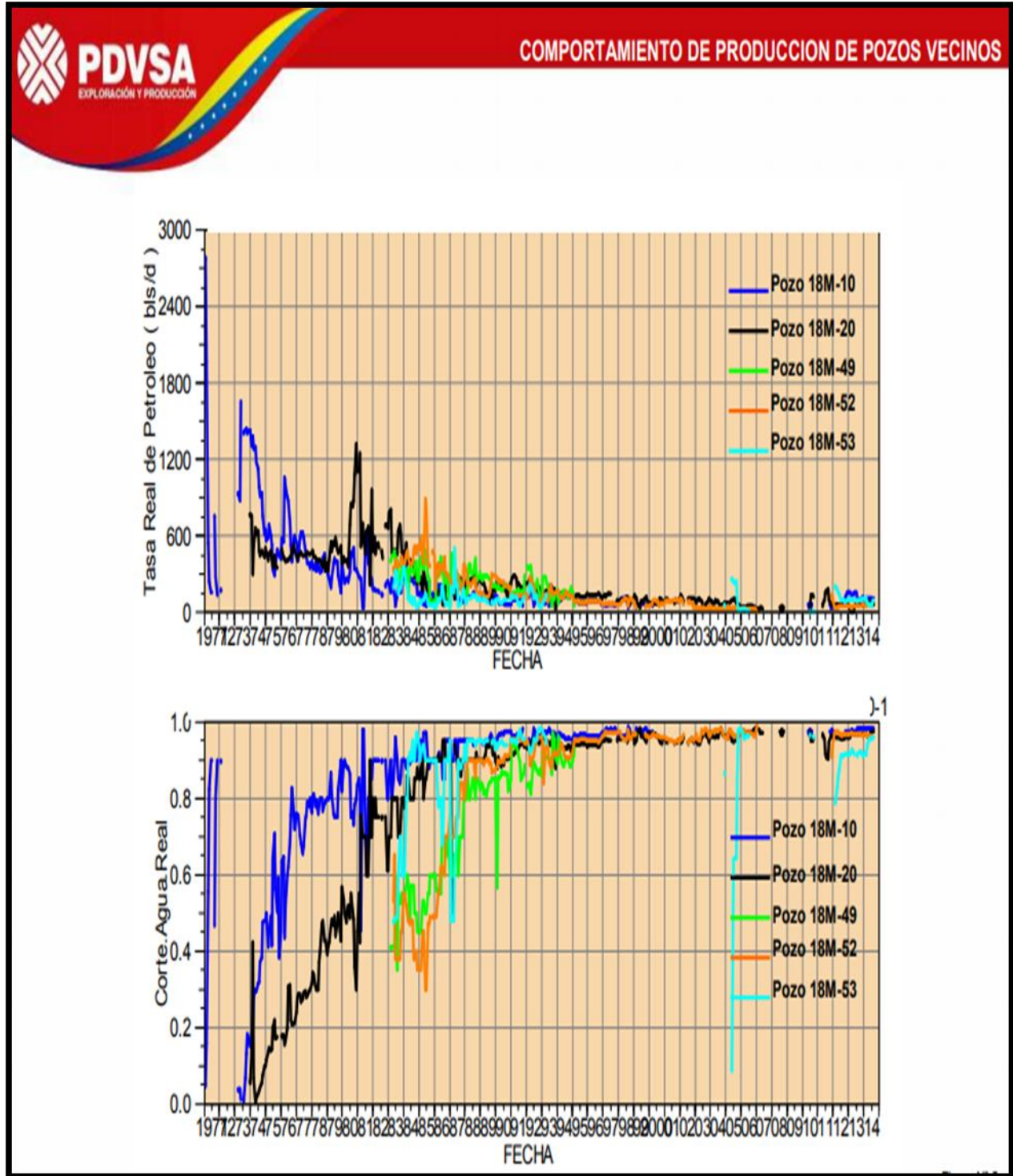


Figura N° 3

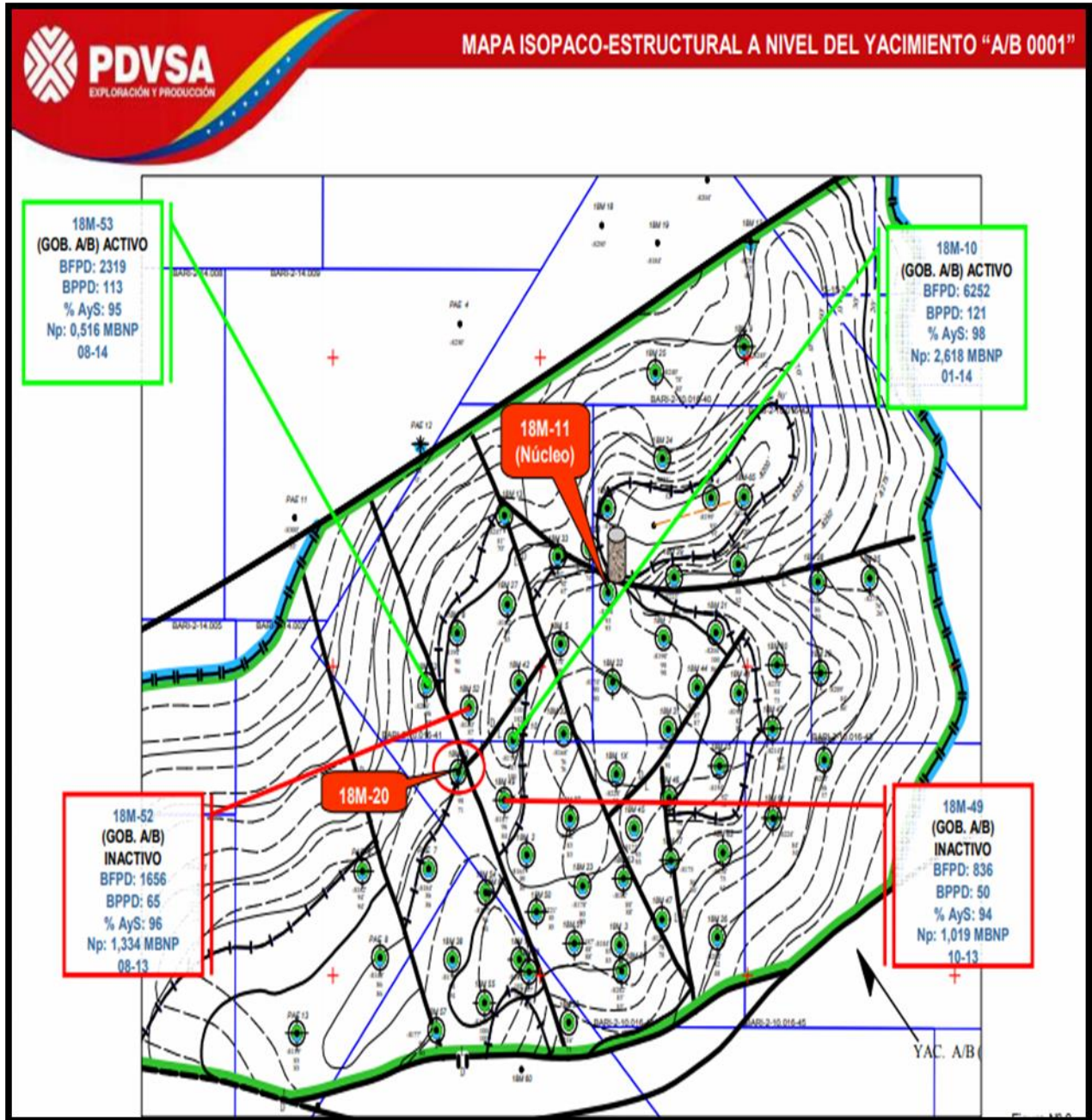
ANEXO A.4

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCION DE POZOS VECINOS.



ANEXO A.5

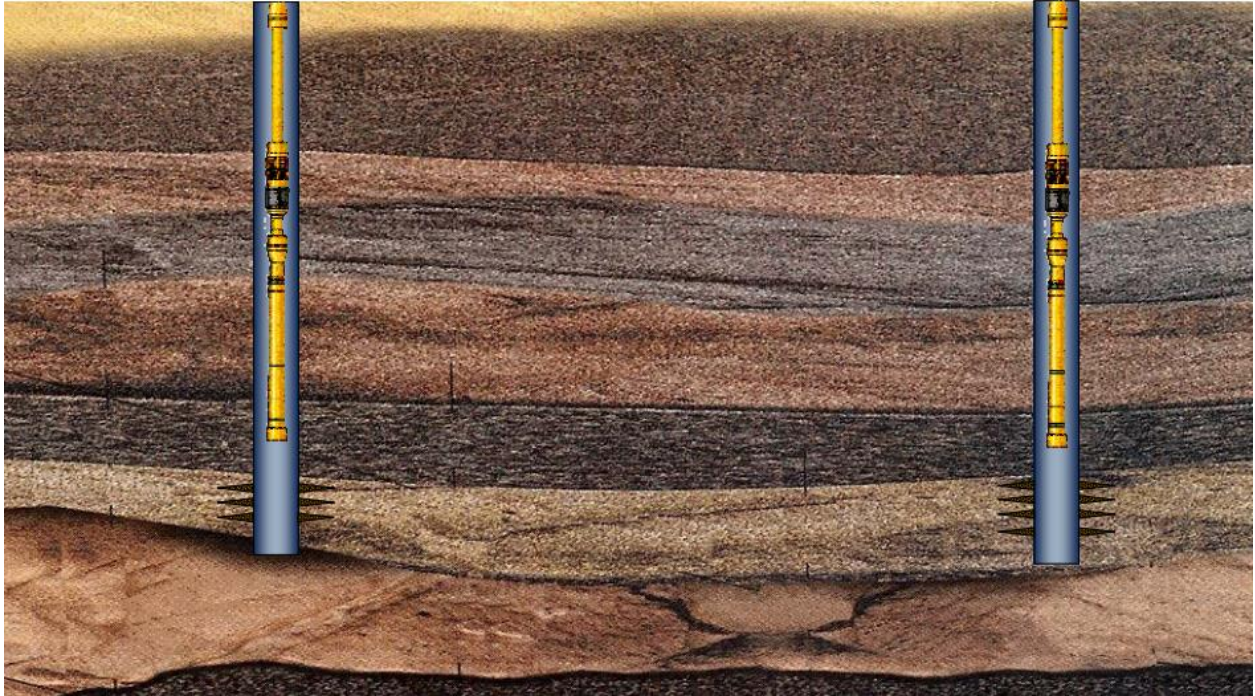
MAPA ISOPAICO ESTRUCTURAL DE LA FORMACION GOB A/B 0001



ANEXO A.6

INYECCION DE GEL EN POZOS

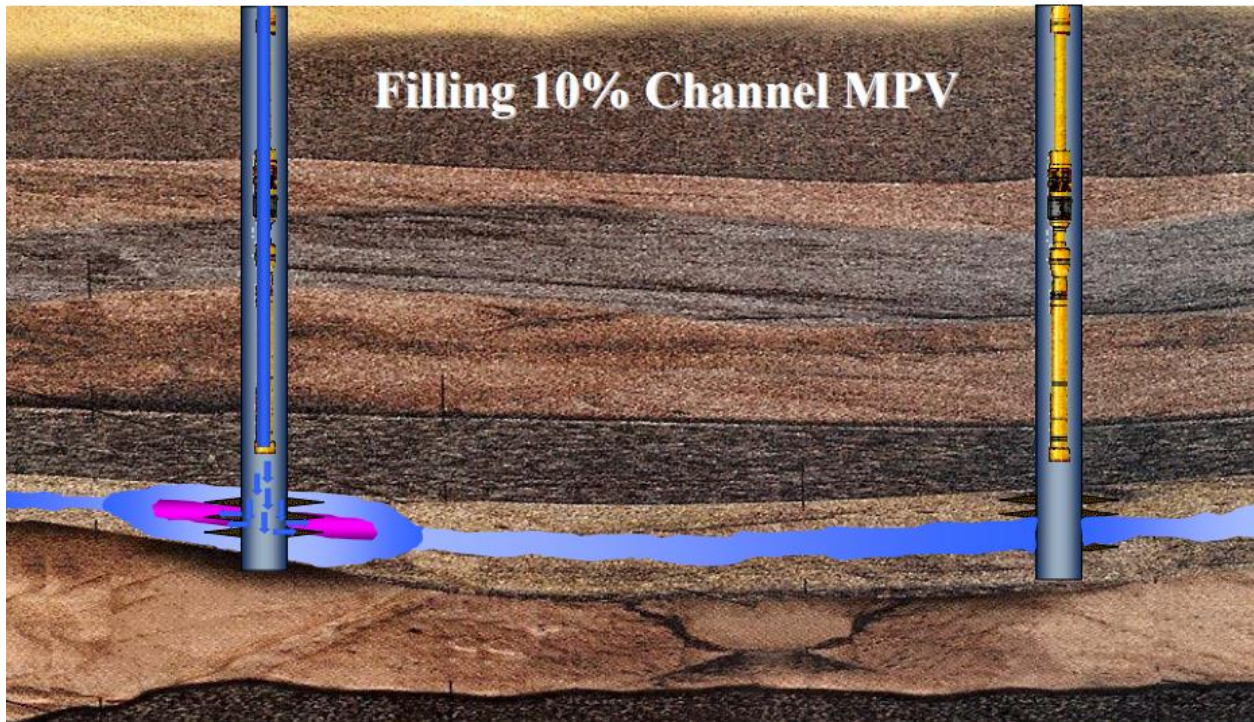
Inyección de Gel 10, 30 & 50% del Vol. Canal MPV



ANEXO A.7

INYECCION DE GEL A 10%

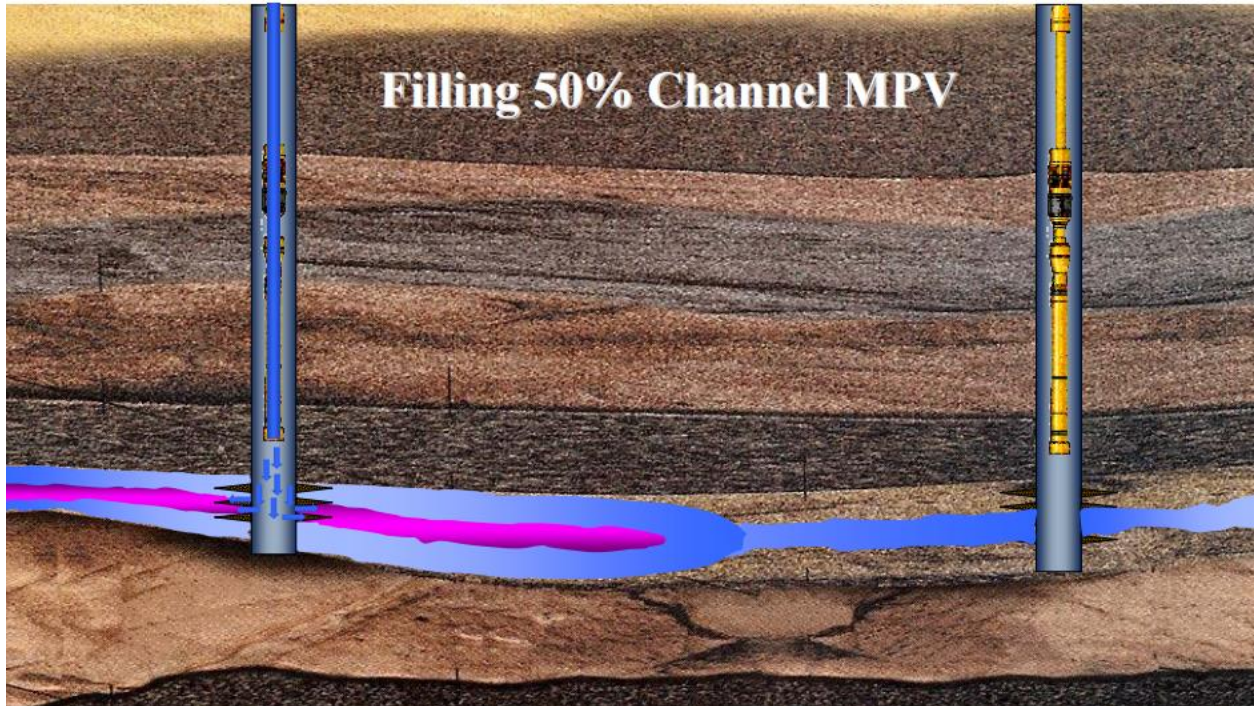
Inyección de Gel 10, 30 & 50% del Vol. Canal MPV



ANEXO A.8

INYECCION DE GEL A 50%

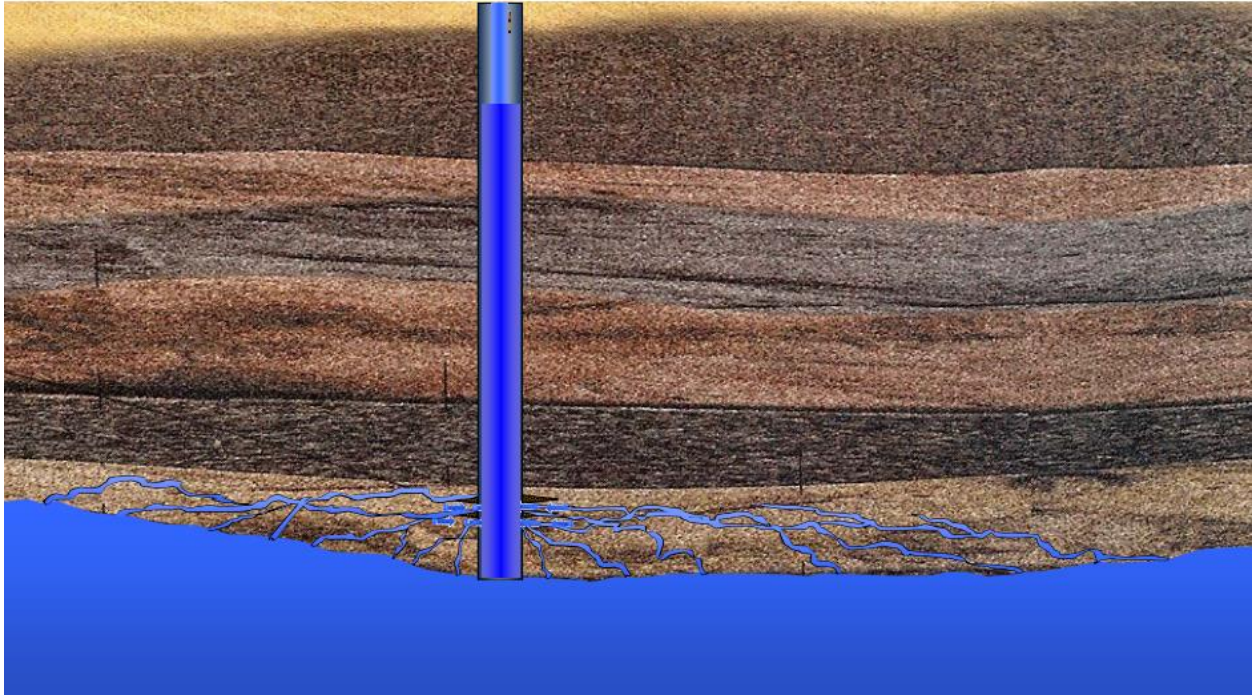
Inyección de Gel 10, 30 & 50% del Vol. Canal MPV



ANEXO A.9

DESCRIPCION DE PROBLEMA EN UN POZO PRODUCTOR CON ALTO CORTE DE AGUA

Descripción del Problema en Productores



ANEXO A.10

INYECCION DE GEL Marcitsm EN UN POZO CON ALTO CORTE DE AGUA.

