



**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**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO
INYECCIÓN DE MULTIGEL PARA LA REDUCCIÓN DEL
CORTE DE AGUA EN EL CAMPO SINCO**

AUTORA: Gladys Yudith Antolinez Roa

C.I: V-20.717.467

Tutor Académico: Alfredo Caligiore

Barinas, Octubre de 2018



**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**

**INYECCIÓN DE MULTIGEL PARA LA REDUCCIÓN DEL
CORTE DE AGUA EN EL CAMPO SINCO**

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

AUTORA: Gladys Yudith Antolinez Roa

C.I: V-20.717.467

Tutor Académico: Alfredo Caligiore

Barinas, Octubre de 2018



**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 de Especial de Grado presentado por la ciudadana **Gladys Yudith Antolinez Roa, C.I. V-20.717.467**, 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 _____ días del mes de _____ de

Tutor (a): Alfredo Caligiore

C.I.: 9.590.365



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

INYECCIÓN DE MULTIGEL PARA LA REDUCCIÓN DEL CORTE DE AGUA EN EL CAMPO SINCO

POR AUTOR: Gladys Yudith Antolínez Roa

C.I: V-20.717.467

Trabajo Especial de Grado **aprobado** en nombre de la Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales "Ezequiel Zamora" por el siguiente jurado, a los _____ días del mes de _____ de _____.

JURADO C.I.

JURADO C.I.

TUTOR C.I. 9.590.356

DEDICATORIA

Primeramente, a Dios por darme vida, salud y haberme permitido lograr mis objetivos.

A mis padres, por apoyarme en todo momento, sus consejos y valores inculcados, ser el pilar fundamental en todo lo que soy. En especial a mi madre, por ser mi columna vertebral, ejemplo de perseverancia, constancia, valor mostrado para salir adelante sin rendirme en los momentos difíciles y su amor incondicional.

A mis hermanos por su apoyo, consejos y palabras de aliento para ser una mejor persona, así como acompañarme en el logro de todas mis metas.

A mis amigos Cheyly Pérez, Nathali Moreno y David García por compartir momentos agradables dentro y fuera de las aulas, así como acompañarme a lo largo de mi carrera.

A mis futuras colegas Jhesuly Casioy e Isirey Ramírez, quienes se han convertido en personas especiales en tan poco tiempo y paso horas hablando con ellas sobre nuestro futuro. Gracias por todo su apoyo.

Gladys Yudith Antolinez Roa

RECONOCIMIENTO

A Dios Todopoderoso por darme vida, salud y ser mi guía para cumplir todas mis metas.

A mi familia por apoyarme en cada decisión y proyecto.

A la UNELLEZ y todas las personas que fueron partícipes de este proceso de formación profesional, por brindarme la oportunidad de cursar la carrera y su aporte para culminar con éxito esta meta.

A mi tutor académico Ing. Alfredo Caligiore, a los ingenieros Yves Aranda y Juan Yustin por su colaboración, aporte de conocimientos y ser guías fundamentales en la realización de este trabajo especial de grado.

Gladys Yudith Antolinez Roa

ÍNDICE GENERAL

	pp.
LISTA DE TABLAS	viii
LISTA DE FIGURAS	ix
RESUMEN.....	x
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: EL Problema.....	3
Planteamiento del Problema.....	3
Objetivos de la Investigación.....	7
Objetivo General.....	7
Objetivos Específicos.....	7
Justificación de la Investigación.....	7
Alcances y Limitaciones	8
CAPÍTULO II: Marco Contextual	10
Área de la Investigación.....	10
Antecedentes del Estudio.....	10
Marco Teórico	13
Sistema de Variables.....	31
Normativa y Aspectos Legales.....	34
CAPÍTULO III: Marco Metodológico	37
Tipo de Investigación.....	37
Metodología.....	37
Población y Muestra.....	39
Técnicas, Instrumentos y Materiales aplicados en la recolección de datos.....	39
Procedimiento	40
CAPÍTULO IV: Análisis de los Resultados.....	42
Presentación.....	42
CAPÍTULO V: Conclusión y Recomendaciones.....	50
Conclusión.....	50
Recomendaciones	51
CAPÍTULO VI: Propuesta.....	52
Referencias Bibliográficas.....	58
Anexos.....	62

LISTA DE TABLAS

Nº	DESCRIPCIÓN	pp.
1	Datos de yacimiento del Campo Sinco.	43
2	Estado actual de la arena productora (pozo SIN-19).	44

LISTA DE FIGURAS

Nº	DESCRIPCIÓN	pp.
1	Registro Gamma Ray (GR) y de cementación USIT-CBL-VDL del pozo SIN-19.	45
2	Gráfico de Chan correspondiente al pozo SIN-19.	47

**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**

**INYECCIÓN DE MULTIGEL PARA LA REDUCCIÓN DEL CORTE DE
AGUA EN EL CAMPO SINCO**

AUTORA: Gladys Yudith Antolinez Roa

TUTOR: Alfredo Caligiore

Octubre de 2018

RESUMEN

El trabajo, está enmarcado en una investigación documental con datos de campo, desarrollado bajo la modalidad de Proyecto Factible. Su objetivo fue proponer la inyección de MULTIGEL para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá. Se utilizó como técnicas la Entrevista No Estructurada realizada al personal de la Superintendencia de Yacimientos Barinas para recabar toda la información necesaria en el diagnóstico de la situación del pozo SIN-19 y mediante el Análisis Documental. Se procedió al estudio de documentos digitalizados procedentes de la data existente en PDVSA. Se utilizaron como instrumentos: libreta de notas, bolígrafo, informes técnicos en formato digital, trabajos de investigación previos digitalizados, computadora y sus unidades de almacenaje. Para el análisis de los resultados, se realizó un análisis del estado actual de la arena productora Gobernador A/B, registros de pozo (Gamma Ray, USIT-CBL-VDL) y Gráfico de Chan, llegándose a la conclusión de que la alta producción de agua en el pozo SIN-19 se debe a problemas asociados con canalizaciones de agua a través de zonas de alta permeabilidad cercanas al intervalo productor correspondiente a la arena de producción Gobernador A/B. Asimismo, tomando en cuenta los parámetros ya estudiados (pozo, origen del problema, tiempo de gelificación y comportamiento DPR), se determinó que el tratamiento de control adecuado para reducir el corte de agua presente es la formulación Multigel® HT NS, por lo que surge la necesidad de elaborar la propuesta para la inyección de MULTIGEL como alternativa en la reducción del corte de agua en el pozo estudiado, donde mediante juicio de expertos, se ha considerado factible la misma desde el punto de vista técnico.

Descriptores: Inyección, multigel, corte de agua, campo Sinco, registros.
E-mail: yudithroa.gyar@gmail.com

INTRODUCCIÓN

El petróleo, es el producto energético más importante en la historia de la humanidad, ya que aporta el mayor porcentaje de la energía que se consume en el mundo. Es un recurso natural no renovable que se encuentra almacenado en las profundidades del subsuelo, siendo necesario disponer de recursos que garanticen su extracción a bajo costo y con alta rentabilidad.

Por consiguiente, muchos países se han enfocado durante los últimos años, en tratar de optimizar la producción interna de hidrocarburos, creándoles un constante desafío desde diversos escenarios, puesto que el proceso depende principalmente de las características de la formación productora. Entre los aspectos más complejos que se presentan en este ámbito, se encuentra la presencia de altos cortes de agua en los pozos petroleros, lo que incide directamente en sus caudales, por lo cual deben diseñarse estrategias adecuadas que disminuyan el impacto negativo sobre la vida productiva de las instalaciones.

En este sentido, diversas empresas de la industria petrolera venezolana han invertido capitales en el desarrollo de novedosos productos tecnológicos dirigidos a controlar de manera eficiente la excesiva circulación de agua en los pozos productores, entre ellos: Maraseal, Marcit, Unogel y Multigel, por lo que resulta necesario generar investigaciones que permitan crear nuevas e innovadoras tecnologías, con la finalidad de optimizar la producción nacional, considerando que el futuro del país se apoya en la explotación petrolera y que los avances tecnológicos deben fomentar el bienestar de las comunidades.

Tomando en cuenta lo anterior, el presente estudio tiene como objetivo proponer la inyección de MULTIGEL para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá. El trabajo, está enmarcado en una investigación documental con datos de campo, desarrollado bajo la modalidad de Proyecto Factible y ha sido estructurado en seis (6) capítulos a saber:

En el Capítulo I, se presenta el planteamiento del problema, donde son desglosadas con detalle las causas y consecuencias de los altos cortes de agua que pueden afectar la productividad de un pozo. Además, se presentan los objetivos, la justificación desde el punto de vista educativo, social, técnico, científico y contemporáneo; así como los alcances y limitaciones de la investigación.

Seguidamente, en el Capítulo II, se destacan el área de la investigación, los antecedentes del estudio, el marco teórico, el sistema y mapa de variables; conjuntamente están presentes la normativa y aspectos legales que sirven de soporte a la investigación.

En el Capítulo III, se hace referencia al tipo de investigación, metodología, población, muestra, técnicas, instrumentos y materiales aplicados en la recolección de datos; del mismo modo se describe el procedimiento empleado para proponer la inyección de MULTIGEL como alternativa para la reducción del corte de agua.

En el Capítulo IV, es descrito el análisis de los resultados obtenidos durante la investigación, donde se infieren las relaciones entre las variables del problema planteado mediante el análisis de los registros de campo digitalizados para luego lograr la identificación de las causas que generan la alta producción de agua. Igualmente en este capítulo se determina que el tratamiento de control adecuado es la formulación Multigel® UHT NS, tomando en consideración los parámetros correspondientes al origen del problema, los criterios de tiempos de gelificación y el comportamiento de reducción desproporcionada de la permeabilidad.

A continuación, en el Capítulo V son especificadas las conclusiones y recomendaciones pertinentes al trabajo de investigación realizado.

Posteriormente, se presenta en el Capítulo VI la propuesta, donde se puntualizan los objetivos, estrategias y la formulación Multigel® HT NS, específica dentro de la tecnología de inyección para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19. Finalmente se muestran las referencias bibliográficas y los anexos respectivos, que comprenden la información complementaria del trabajo desarrollado.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A nivel mundial, muchos países se han enfocado en tratar de optimizar la producción interna de hidrocarburos, creándoles un constante desafío desde diversos escenarios, debido a que el proceso depende básicamente de las características de la formación productora. Entre los aspectos más complejos que se presentan en este ámbito, se encuentra la presencia de altos cortes de agua en los pozos petroleros, lo que incide directamente en sus caudales, por lo cual deben diseñarse estrategias adecuadas que disminuyan el impacto negativo sobre la vida productiva de las instalaciones.

La presencia de agua en los pozos influye en la vida productiva de los campos petroleros, desde la extracción del crudo hasta su abandono definitivo, siendo tanto así que la empresa Schlumberger (2000) estima que hoy en día las compañías petroleras “producen un promedio de tres barriles de agua por cada barril de petróleo extraído” y que “se gastan más de 40 millones de dólares por año para hacer frente a los problemas de agua indeseada.” De allí, surge la necesidad del desarrollo de nuevas tecnologías que permitan una mayor eficiencia productiva para satisfacer los requerimientos de forma más eficiente, rentable y ambientalista mediante un manejo adecuado en el corte de agua.

En cuanto a la alta producción de agua, la Schlumberger (2000), mantiene que puede ser generada por:

Filtraciones en el revestidor, fallas en la cementación primaria, inundación por la alta permeabilidad de la zona, fracturas entre inyector y productor, fracturas que interceptan zonas de agua profunda y acuíferos, conificación o formación de cúspide, barrido areal deficiente en la zona productiva, segregación gravitacional, cavernas formadas por producción de arena, daños en la formación o por estimulaciones en las cercanías del pozo. (p.1).

Por ello, se hace necesario determinar la causa real del exceso de agua mediante un diagnóstico de campo, porque la producción excesiva de agua es uno de los principales problemas que conlleva a la disminución de la vida útil de los pozos productores de petróleo y en algunos casos cuando penetra durante su vida productiva, deja un volumen de petróleo significativo en el yacimiento. De igual modo, genera la reducción de la tasa de producción, aumenta los costos operacionales, causa deterioro de las tuberías de revestimiento - equipos de extracción, genera problemas ambientales, así como el cierre temporal y / o abandono del pozo.

De tal manera que, el diagnóstico de campo debe contemplar la revisión del monitoreo de los registros de producción (PLT), los registros de cementación (CBL, VDL, GR), registros de flujo de agua (Water Flow Log) y las curvas de diagnóstico (Gráficas de Chan). Este control de la producción de agua comienza con identificar el origen del problema, investigando todos los aspectos característicos del yacimiento. El control de agua es la aplicación de procesos correctivos que permiten mejorar la eficiencia de recobro, satisfacer las normativas ambientales y mejorar la rentabilidad operacional.

Igualmente, la industria petrolera ha desarrollado a través de los años diferentes tecnologías desde las más sencillas hasta las complejas, para afrontar los problemas específicos de entrada de agua en los pozos productores de petróleo. Las tecnologías para controlar la entrada de agua se pueden clasificar en mecánicas, químicas y microbiológicas. “Dentro de las tecnologías químicas, la más utilizada es la inyección de gel”. (Franco, Víctor; Pérez y Jhon. 2012).

Asimismo, las técnicas de producción existentes se hacen onerosas, comprendiendo actividades complejas que deben efectuarse mediante procedimientos rigurosos de planificación y diseño, esto con la finalidad de obtener los resultados esperados a través de su aplicación, evitar los problemas potenciales que puedan presentarse tomando las previsiones necesarias para evitar cualquier problema que pueda generar impacto en las comunidades.

Entre las distintas metodologías que se aplican en esta materia, se pueden mencionar los reductores de permeabilidad, los modificadores de permeabilidad, las cementaciones forzadas y los geles bloqueadores de permeabilidad. La oportuna aplicación de un método o tratamiento de tecnología innovadora en el control de agua, conlleva a operaciones de producción más rentables donde se reducen los costos operacionales para minimizar el manejo, tratamiento y disposición del agua; también se reducen los costos de levantamiento, se prolonga la vida productiva del pozo, se incrementa la eficiencia de recobro y se comprimen los problemas ambientales.

En la actualidad, Venezuela cuenta con amplias reservas probadas de crudo, tanto que pasó a ocupar la primera posición entre los países productores de crudo del mundo, luego de que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) reconociera, en su informe estadístico anual, que “las reservas probadas de crudo venezolano superaron a las de Arabia Saudita, tras alcanzar 296.500 millones de barriles hasta el 31 de diciembre de 2010”. (Petróleos de Venezuela S.A., PDVSA. 2011).

Aunado a esto, desde hace tiempo diversas empresas de la industria petrolera venezolana han invertido capitales en el desarrollo de novedosos productos tecnológicos dirigidos a controlar eficientemente la excesiva circulación de agua en los pozos productores, tales como: Maraseal, Marcit, Unogel y Multigel. Además, se han creado sistemas que permiten controlar los cortes de agua, provenientes de acuíferos cercanos o por defecto de algún método de recuperación que se le haya aplicado a los pozos perforados.

Entre los métodos actualmente empleados en yacimientos petroleros, se destaca la utilización de polímeros entrecruzados, reticulados o sistemas gelificantes, con el fin de impedir la penetración de agua debido a fugas por detrás del revestidor. El tratamiento consiste en inyectar la mezcla de polímero y entrecruzante antes de que ocurra la reacción, de tal forma que cuando esta mezcla llegue a la zona deseada

comience a formarse el gel. En este orden existen geles poliméricos sintéticos y naturales.

La inyección de gel en un pozo productor tiene por objetivo taponar una canalización de agua, lo que en definitiva se traduce en gradientes de presión favorables para mejorar la eficiencia areal de inyección. En Venezuela, PDVSA - Intevep desarrollaron MULTIGEL®, que es una formulación química a base de “polímeros y entrecruzadores que forman un gel que puede ser aplicado a fondo para control de agua en pozos”. (Petróleos de Venezuela S.A. 2018).

A nivel del Distrito Barinas, uno de los más grandes flagelos que ha afectado la producción de crudo es la alta circulación de agua en los pozos. Este problema se debe principalmente a que la zona muestra gran permeabilidad con presencia de grandes acuíferos activos que generan alta producción de agua. Los altos cortes de agua, generan a su vez mayores costos operacionales por concepto de equipos que requieren un manejo adecuado de los altos volúmenes de fluidos.

Basado en lo anterior, surge la necesidad de proponer la inyección de MULTIGEL como alternativa para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá, con el fin de optimizar la producción de petróleo en la zona. Por consiguiente, las interrogantes planteadas son las siguientes:

¿Cuáles son las causas que generan la alta producción de agua en el pozo SIN-19??

¿Cuál es el tratamiento adecuado de control para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19?

¿Se podrá elaborar la propuesta para la inyección de MULTIGEL como alternativa en la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá?

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

OBJETIVO GENERAL

Proponer la inyección de MULTIGEL para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá.

OBJETIVO ESPECÍFICOS

1. Identificar las causas que generan la alta producción de agua en el pozo SIN-19.
2. Determinar el tratamiento adecuado de control para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19.
3. Elaborar la propuesta para la inyección de MULTIGEL como alternativa en la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá.

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La importancia de la presente investigación radica en que aporta una Herramienta más para el buen desempeño profesional, donde el Ingeniero Petrolero podrá con mayor facilidad desglosar los datos que le permitirán actuar con mayor certeza a la hora de estimar juicios en cuanto a inyección de Multigel para la reducción de corte de agua. Por lo tanto, al Ingeniero le será más fácil trazar metas a futuro, ya que la información estará ajustada a la realidad del Distrito Barinas.

Igualmente, tiene importancia educativa porque mediante la identificación de las causas que generan la alta producción de agua, se especificará el origen real del problema, fomentando el conocimiento profundo de sus efectos sobre la producción de crudo para facilitar la didáctica, al momento de requerir un aprendizaje en el área petrolera.

Por otro lado, desde el punto de vista técnico, mediante la propuesta el personal involucrado logra un mejor entendimiento sobre el proceso de producción, evitando improvisaciones mientras ejecuta las actividades. Se minimizan los errores cometidos en los procedimientos complejos, reduce los costos de operaciones, previene daños prolongando la vida útil del pozo. A la par, facilita la capacitación de los nuevos trabajadores o reemplazantes temporales, delimita responsabilidades y optimiza las operaciones en campo.

Así mismo, la investigación tiene relevancia social porque integra a un Conglomerado profesional del área petrolera, en la búsqueda de solución a problemas comunes en un entorno específico, donde cada integrante aporta sus ideas en la solución de problemas eventuales que se presentan al momento de hacer estimaciones en producción de crudo.

Del mismo modo, presenta relevancia contemporánea, porque se adapta a las necesidades tecnológicas actuales, permitiendo determinar el tratamiento adecuado de control para la reducción del corte de agua en los pozos productores, a través de la tecnología de inyección de Multigel.

También, tiene relevancia científica porque sus postulados pueden ser demostrados mediante hechos concretos utilizando el método científico. Además, la propuesta de inyección de MULTIGEL para la reducción del corte de agua en el campo Sinco, puede servir de base a nuevas investigaciones que conlleven a la solución de problemas comunes bajo una visión netamente científica.

ALCANCES Y LIMITACIONES

ALCANCES

Para Ortega (2013), los alcances nos indican con precisión qué se puede esperar o cuales aspectos alcanzaremos en la investigación. La presente investigación está dirigida a realizar una propuesta de tratamiento químico que permita modificar la permeabilidad relativa del yacimiento

productor mediante la aplicación de MULTIGEL, con el fin de disminuir el corte de agua presente en los pozos del Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá, específicamente en el pozo SIN-19, permitiendo ampliar su alcance por expansión a la producción petrolera del Estado Barinas y por ende para el beneficio de todos los venezolanos.

De igual manera, lo anterior sirve de fundamento teórico para trabajos posteriores relacionados con el tema en donde los investigadores tendrán un soporte bibliográfico a mano sustentado en experiencias detalladas técnicamente bajo un criterio científico que garantiza la seguridad de una premisa real y efectiva.

LIMITACIONES

Una de las limitaciones que pudiera encontrarse es la dificultad que se presenta al momento de ubicar la información teórica sobre el tema debido a que poco se ha escrito sobre la inyección de Multigel para la reducción del corte de agua.

Otra de las limitantes es la disponibilidad de la data actualizada que contiene información sobre el pozo SIN -19 ya que las empresas petroleras son estrictas al momento de aportar datos que puedan comprometer la integridad de la explotación petrolera nacional. Sin embargo, el investigador tomará las previsiones pertinentes para que tal fenómeno no ocurra.

Finalmente, la imposibilidad de realizar pruebas de laboratorio para constatar el comportamiento de los polímeros hidrofílicos sobre núcleos extraídos de yacimientos productores del Campo Sinco Distrito Barinas División Boyacá.

CAPITULO II

MARCO CONTEXTUAL

ÁREA DE LA INVESTIGACIÓN

La investigación se realiza con datos del pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá.

ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

Mediante la revisión bibliográfica, se pudo comprobar la existencia de estudios relacionados con la inyección de MULTIGEL para la reducción del corte de agua en la industria petrolera, y con el propósito de centrar la investigación se consideraron de gran importancia los siguientes:

Ortega (2013), presentó ante la Ilustre Universidad Central de Venezuela su trabajo de grado titulado “**Estudio del comportamiento de la inyección del sistema MULTIGEL® sellante en un pozo horizontal de la Faja Petrolífera del Orinoco para controlar la producción excesiva de agua**”, bajo el enfoque cuantitativo e investigación mixta (documental y de campo). Su objetivo fue estudiar el comportamiento de la inyección del sistema MULTIGEL® en el pozo horizontal A1 de la FPO como método de control de la producción excesiva de agua. El autor seleccionó como población el pozo A1 que, a su vez, es igual a la muestra. Asimismo, utilizó las técnicas de observación directa y revisión documental para la recolección de los datos.

Durante la investigación, realizó un análisis de datos provenientes de: registros eléctricos, registros de desviación, historiales de producción, historiales de presiones y sísmica del pozo, con el fin de determinar el origen de la producción excesiva de agua en la zona. Posteriormente, realizó una simulación numérica de yacimientos mediante el uso del programa comercial STARS para evaluar el funcionamiento del sistema MULTIGEL® en el pozo seleccionado y comprobar su efectividad.

Una vez culminada la experiencia, concluyó que la eficiencia del tratamiento está condicionada a las variaciones de la tasa, volumen y punto de inyección de la solución gelificante. Además, al comparar el costo por barril del producto Multigel® y los barriles reducidos en la tasa de producción de agua del pozo A1 posterior al tratamiento, desde el punto de vista económico no resulta viable el procedimiento de inyección.

El trabajo de Ortega guarda relación con la presente investigación, ya que tienen en común el problema de estudio, es decir, la producción excesiva de agua. Asimismo, permiten comprobar la factibilidad de aplicar la inyección del sistema MULTIGEL® en los pozos estudiados, tomando en consideración datos reales de campo (pozos A1 y SIN-19 respectivamente).

Vega, Mottola, Colivet y Castillo (2015), realizaron ante la Universidad de Oriente un trabajo de investigación tipo explicativa con diseño experimental de laboratorio titulado “**Formulación de un sistema gelificante base sábila (Aloe barbadensis) para el aislamiento de arenas de agua, en pozos productores**”, siendo su objetivo formular un sistema gelificante base sábila que permita el aislamiento de arenas de agua en los pozos productores. En cuanto a la recolección de datos, los autores utilizaron como técnica la observación estructurada y como instrumentos, los informes técnicos y formatos de laboratorio.

Para la formulación de los geles, prepararon dos soluciones: la primera contenía el polímero hidratado (geles en estudio) en agua más silicato y la segunda, compuesta por una salmuera que representó el agente entrecruzante. La mezcla de ambas soluciones constituyó el sistema. Posteriormente, vaciaron las muestras en envases de vidrio, llevándolas a baño de María a una temperatura de 180 °F, para así determinar la consistencia de los geles mediante la prueba de botella.

Luego de la experiencia, los investigadores concluyeron que los resultados obtenidos durante las pruebas de laboratorio fueron satisfactorios, donde los sistemas gelificantes a base de sábila presentaron una mejor consistencia que el sistema gelificante comercial. Asimismo, al

ser sometidos a agentes contaminantes, mantuvieron sus propiedades iniciales, por lo que pueden ser empleados en campo para controlar la producción de agua.

El trabajo de los autores antes mencionados guarda relación con la investigación, puesto que tienen en común la producción excesiva de agua como problemática de estudio. Además, permiten demostrar la factibilidad de aplicar el sistema gelificante en los pozos productores como alternativa para solucionar un problema presente en la industria petrolera.

Castañeda (2016), presentó ante la Ilustre Universidad del Zulia su trabajo de grado titulado **“Efecto de la inyección de geles en yacimientos petrolíferos”**, enmarcado en un diseño de investigación experimental de laboratorio y tipo explicativa. Tuvo como objetivo estudiar el efecto de la inyección de geles en reservorios que presentan o no fracturas naturales. Para la recolección de información, utilizó la técnica de observación directa, mientras que como instrumentos empleó los formatos de registro, informes técnicos, computadora y sus unidades de almacenaje.

Durante el estudio, el autor realizó una prueba de laboratorio, la cual consistió en elaborar dos muestras de igual porosidad, longitud y puerto de inyección conectadas en paralelo, donde uno de ellos es 10 veces más permeable que el otro. Al inicio de la prueba, ambas fueron saturadas con agua; posteriormente, una solución gelante de factor de resistencia igual a uno fue inyectada simultáneamente en ellas, con el fin de determinar la eficiencia de inyección.

Luego de culminar la experiencia, el autor concluyó que la inyección de geles representa una solución alternativa en la prevención de canalizaciones de agua durante la fase de producción y la aplicación de métodos de recuperación secundaria en yacimientos fracturados y con zonas de permeabilidad alta. Sin embargo, recomienda que algunas propiedades de los geles deben ser evaluadas con anterioridad para evitar el daño de las zonas productoras.

El trabajo de Castañeda guarda relación con la presente investigación, ya que en ambos casos se plantea la inyección de un sistema

gelificante polimérico (geles) como solución alternativa para resolver problemas de canalización, lo que permite reducir la producción de agua en exceso en los pozos productores. También, se puede comprobar su aplicabilidad en casos reales, por ejemplo, el pozo SIN-19 del Distrito Barinas, División Boyacá.

MARCO TEÓRICO

Producción de Agua

Todas las zonas cercanas a los yacimientos petrolíferos contienen grandes cantidades de agua, debido a que en la corteza terrestre existen extensos depósitos de aguas subterráneas que se han acumulado en los acuíferos del subsuelo. Estos reservorios que se mantienen activos en los contornos de los campos luego de la perforación de los pozos, generan presiones internas que siguiendo las leyes de la hidrología se desplazan sobre, bajo o entre las arenas petrolíferas, pudiendo aparecer mezcladas con petróleo para generar eventos de inestabilidad en determinados momentos del proceso de explotación.

Clasificación de las Aguas en los Yacimientos

Para Castiblanco (2017), las aguas en los yacimientos pueden ser de acuerdo a su origen y las producidas en el proceso petrolero.

1. Tipos de Agua de Acuerdo a su Origen

El agua presente en la formación productora, según su origen puede clasificarse como:

a. Agua de Formación o Agua Intersticial: es el agua presente naturalmente en el espacio poroso.

Aramburo y Aldana (2011), plantean que en la industria petrolera se conoce generalmente como agua de formación al agua presente en las rocas de los yacimientos petrolíferos, ya sea emulsionada con el crudo o no. Por debajo de cierta profundidad, todas las rocas porosas están llenas

de algún fluido que generalmente es agua, en estas rocas porosas es donde se asientan los hidrocarburos después de su formación, ocupando los espacios entre los sedimentos que quedaron sobre los fondos de océanos y lagos antiguos.

Las características de las aguas de formación, dependen de la naturaleza química de las formaciones geológicas por las que ha atravesado, conteniendo principalmente sales minerales, combinaciones orgánicas, gases disueltos, entre otros. Cuando se inicia la explotación del petróleo por medio de pozos productores, el agua de formación empieza a salir junto con el petróleo hacia la superficie, cambiando sus condiciones de presión y temperatura.

Balzan (2010), sostiene que las aguas de formación son el producto de un proceso geológico ocurrido durante muchos años de deposición de sedimentos quedando entrampadas entre los espacios porosos de la roca y sus características dependerán del ambiente sedimentario de deposición, la era geológica, la profundidad, el gradiente hidráulico, los elementos solubles de la roca asociada, la movilidad de los elementos químicos disueltos y la magnitud del intercambio iónico o reacción química de los constituyentes.

b. Agua Connata o Agua Fósil: es el agua entrampada en los poros de una roca durante su formación; normalmente es inmóvil.

c. Agua Libre: es aquella que está disponible en el espacio poral para fluir a condiciones normales de yacimiento y está ligada a capilaridad, arcillas o hidratos minerales presentes en la formación.

2. Tipos de Agua Producida en el Proceso Petrolero:

El agua es el fluido más abundante que existe en los campos petroleros y su productividad depende del manejo dado durante la fase de producción. Huilca (2007), distingue los siguientes tipos de agua producida:

a. Agua de Barrido (Sweep water): es la que circula desde la inyección de los pozos y de los acuíferos activos que están contribuyendo al barrido de petróleo del yacimiento. El manejo de esta agua es una parte

vital del manejo del reservorio, pudiendo ser un factor determinante en la productividad del pozo y las últimas reservas.

b. Agua Buena (Good water): es el agua que se produce en el pozo a una tasa inferior al límite económico de la relación Agua-Petróleo (RAP). Es el agua que se produce inevitablemente en conjunto con petróleo y gas. Para minimizar los costos asociados debido a la producción de agua, ésta debe ser removida tan temprano como sea posible con el fin de evitar su incremento.

c. Agua Mala (Bad water): es el agua generada en exceso y se define como el fluido producido (agua + petróleo) con porcentaje de crudo insuficiente para pagar el costo de tratamiento. Su producción está por encima del WOR (Water Oil Relation) económicamente permitido.

Empuje de Agua

Briceño y Leal (2002) manifiestan que, en sus condiciones originales, muchos yacimientos de hidrocarburos tienen contacto con un acuífero y cuando existe suficiente agua para reemplazar el volumen de petróleo producido, el reservorio tiene un empuje de agua activo. El agua depositada en el acuífero, es capaz de transmitir parte de esa energía al yacimiento a lo largo y ancho de la interfase agua/petróleo al reducirse la presión, debido a la producción acumulada de líquidos.

Influjo de Agua

Es la introducción o sustitución de los fluidos producidos por agua de formación dentro del pozo. (Schlumberger, s/f).

Corte de Agua

Para la empresa Schlumberger (2018), es la relación de agua producida, comparada con el volumen total de líquidos generado durante el proceso de extracción en el pozo. En los yacimientos donde se estén aplicando técnicas con inyección de agua el corte de agua puede alcanzar valores muy elevados en determinados momentos del proceso.

Alta Producción de Agua

Aranda (s/f), señala que la alta producción de agua es el flujo excesivo de agua dentro del pozo y que genera una tasa superior al límite económico de la relación agua / petróleo (RAP).

Control de Agua

Son métodos utilizados en la industria petrolera para reducir la producción excesiva de agua hasta alcanzar una tasa inferior al límite económico de la relación agua / petróleo (RAP), con el propósito de disminuir los costos operativos e incrementar la recuperación económica del pozo. (Aranda. s/f).

Causas que Generan la Alta Producción de Agua

Briceño y Leal (2002) expresan que, para aplicar un método de control de agua, es imperativo conocer la causa que origina el problema de alta producción, siendo que se puede presentar debido a problemas en las cercanías del pozo o por problemas relativos al yacimiento.

1. Problemas en las Cercanías del Pozo

a. Presencia de fracturas o fallas en el área: normalmente, en formaciones falladas o naturalmente fracturadas, el agua presente en otras formaciones o proveniente de un pozo inyector cercano, puede comunicarse con la zona productora, generando así un serio problema de producción excesiva de agua. Con el propósito de disminuir la conectividad del medio, se utiliza con frecuencia la inyección de geles.

b. Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empacaduras: las filtraciones a través del revestidor, la tubería de producción o los empaques permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones

correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo.

Los registros básicos de producción, tales como la densidad del fluido, la temperatura y el flujo pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y aplicación de tapones, cemento, o empacadores. Cuando existe este tipo de problema, conviene aplicar la tecnología de cegado del agua dentro del revestidor, que es de bajo costo.

c. 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. Una causa secundaria puede ser la creación de un vacío, detrás del revestidor cuando se produce arena. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros de temperatura o los registros WFL basados en la activación del oxígeno.

La solución principal consiste en el uso de cegado, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular. El desplazamiento de los mismos es muy importante y, por lo general, se realiza con tubería flexible.

d. Completación dentro o cerca de la zona de agua o gas: la Completación realizada dentro o cerca de una zona que contiene fluidos indeseados (agua y gas respectivamente), permite que los mismos sean generados inmediatamente. Aun cuando las perforaciones estén por encima del contacto agua/petróleo o por debajo del contacto gas/petróleo, la proximidad a cualquiera de estos dos contactos permite la producción de estos fluidos a través de la conificación o cresta.

Los ingenieros deben reexaminar la data de núcleos, los reportes diarios de perforación y registros a hueco abierto para determinar el punto límite al que el agua es movable. La data de registros de resistividad y

porosidad, pueden ser combinados para determinar la localización de zonas de agua.

e. Ruptura de barreras naturales: las barreras naturales, que separan las diferentes zonas de fluidos, tales como las densas capas de lutitas, pueden moverse y fracturarse cerca del pozo. Como resultado de la producción, la presión diferencial a través de esas lutitas permite que el fluido migre a través del pozo. A menudo, este tipo de falla está asociado con trabajos de estimulación, donde las fracturas pueden romper las capas de lutitas, o los ácidos pueden disolver canales a través de estas. Los registros de temperatura pueden ser usados para detectar este tipo de problemas.

2. Problemas Asociados al Yacimiento

a. Contacto agua-petróleo dinámico: si un contacto agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada. Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. El diagnóstico no se puede realizar únicamente sobre la base de la invasión de agua identificada en el fondo del pozo, ya que otros problemas también pueden provocar este mismo fenómeno.

En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente por abandono del pozo desde el fondo utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento o un tapón colocado por medio de cable de acero. En los pozos horizontales, cualquier solución que se aplique en las cercanías del hueco se debe extender bastante en todas las direcciones con respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo de agua horizontal supere los límites del tratamiento y retardar la consiguiente invasión de agua. Como alternativa se puede considerar una desviación de la trayectoria una vez que la RAP resulte intolerable desde el punto de vista económico.

b. Conificación: es la incursión invasiva de los fluidos hacia las zonas superiores o inferiores de la formación productora, ocasionado por un diferencial de presión no controlado. La conificación de agua en los pozos productores de crudo es perjudicial, ya que provocan una disminución en la producción de petróleo y un aumento en la relación agua-petróleo o en el corte de agua. La conificación tiene lugar en los pozos verticales o levemente desviados, siendo afectada por las características de los fluidos involucrados, asimismo por la relación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical. En un pozo vertical, se produce conificación cuando existe un CAP cerca de los intervalos perforados 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, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. Dependiendo del grado, una forma de controlar el problema puede ser colocando una capa de gel por encima del contacto agua-petróleo estacionario o perforar uno o más pozos laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la mayor distancia con respecto al CAP y la disminución de la caída de presión, que reducen el efecto de conificación.

Técnicas de Diagnóstico para Identificar la Entrada de Agua

Castiblanco (2017) afirma que, para poder distinguir las diferentes fuentes de agua, se han desarrollado diversas técnicas analíticas que utilizan relaciones agua/aceite, datos de producción y mediciones a través de registros, con el fin de recopilar la información necesaria que permita diagnosticar el problema del agua y, posteriormente, seleccionar el método adecuado para reducir su producción excesiva. Entre ellas se describen las siguientes:

1. Diagnóstico Mediante Registros

a. Registros de saturación (Carbono/Oxígeno): el RST es un instrumento utilizado para medir la saturación de agua mediante la captura

de neutrones de la formación a través de un pozo revestido. Es una herramienta sumamente utilizada en formaciones que contienen agua dulce, o cuya salinidad es desconocida y/o variable, pues para tener una saturación de agua clara, dependen de la medición de la relación Carbono/Oxígeno. Esta herramienta se conforma por un generador de neutrones de alta energía y dos detectores (uno cercano y otro lejano) protegidos con cristales de ortosilicato (SiO_4^{4-}) con gadolinio bañados con cerio. La captura de neutrones se realiza colocando la herramienta en un modo Inelástico (los neutrones que emite el generador colisionan inelásticamente con la formación) o en modo Sigma (el bombardeo de neutrones es doble para obtener la sigma de la formación y la del pozo).

b. Registro de flujo de agua (Activación de Oxígeno): esta herramienta bombardea neutrones a la formación, para así determinar una medición independiente de la velocidad y dirección del flujo del agua en el pozo. Además, emite neutrones de alta energía, quienes, mediante interacciones elásticas, excitan los núcleos de los átomos de oxígeno presentes en el agua que se encuentran en movimiento. Estas detecciones permiten identificar de forma muy precisa los puntos de entrada de agua, para así poder descifrar problemas relacionados con la producción de la misma, tales como fugas en empaques, fisuras de tuberías o revestimientos, así como también es posible utilizar estas detecciones para diagnosticar canales de agua detrás de la tubería. Los registros pueden ser continuos, pero las mediciones más precisas se hacen con la herramienta estacionaria.

c. Registro de cementación (Perfil CBL/VDL): el registro de adherencia del cemento (CBL) permite inspeccionar la integridad del cemento que sella la formación con el revestimiento. La herramienta CBL consta de un transmisor y dos receptores a distancias de 3 y 5 pies del transmisor. Las ondas compresionales (ondas P) se utilizan para medir el tiempo de viaje desde el transmisor hasta el receptor. La señal 3-pie desde el emisor hacia el primer receptor, mide principalmente la adherencia del cemento al casing. Si hay poca o mala adherencia, la amplitud de la señal

será muy grande. Si hay buena adherencia, la amplitud será muy pequeña. Esto se conoce comúnmente como el TT3 (Tiempo de viaje de 3 pies) o señal CBL (Registro CBL de Adherencia del cemento).

d. Registro de producción: el registro de producción (“Production Logging Tool - PLT”) es la medida de los parámetros del fluido en una formación para obtener información acerca del tipo de movimiento de fluidos, dentro y cerca de la cara del pozo. Los registros de producción son útiles para medir el comportamiento de los pozos productores, suministrando un diagnóstico sobre las zonas en donde los fluidos (gas, agua, petróleo) están entrando al pozo, además indican la eficiencia de la zona abierta del pozo. Los registros tradicionales involucran cuatro medidas: flujo, densidad, temperatura y presión. Sin embargo, tan sólo las señales de flujo y densidad proporcionan una medida cuantitativa de los análisis de registros. Los datos de temperatura y presión son utilizados cualitativamente para determinar propiedades “in situ” del fluido o localizar zonas de entrada de fluidos al pozo.

Estos registros se efectúan con el fin de analizar el desempeño dinámico del pozo y la productividad o inyectividad de diferentes zonas, diagnosticar pozos con problemas o monitorear los resultados de una estimulación o una terminación. El término se extiende a veces para incluir adquisiciones de registros para medir la condición física del pozo, por ejemplo, registros de adhesión del cemento y de corrosión.

e. Registro de presión: la historia de producción de un pozo (o de un yacimiento) puede considerarse como una prueba de decremento con gasto variable. El análisis de la producción total de un campo y de su historia de presión de fondo fluyente y estática puede ser utilizada para obtener como resultado la evaluación del volumen original de hidrocarburos, así como el modelo de entrada de agua. Esta herramienta realiza una medida continua de la presión dentro del pozo, parámetro indispensable junto con la temperatura, para el cálculo de los volúmenes y tipo de fluidos producidos por cada intervalo.

2. Diagnóstico Mediante Gráficos

a. Curvas de declinación: estos son gráficos semilogarítmicos que ilustran la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado. El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún problema, como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño. Cualquier cambio brusco en la pendiente de la típica recta de declinación (tasa de producción de petróleo en este caso), constituye una advertencia de que el exceso de agua, junto con otros problemas, puede afectar la producción normal del pozo.

b. Gráficos de Chan: K. S Chan llevó a cabo numerosos estudios de simulación numérica para reservorios donde se presentaban problemas de conificación y canalización. Observó que los gráficos de diagnóstico que interpretan el comportamiento de la relación agua petróleo (RAP) y la derivada de esta relación (RAP'), con respecto al tiempo, en escala doble logarítmica muestran diferentes tendencias bien definidas para los mecanismos antes mencionados.

En sus investigaciones encontró que las gráficas log-log de RAP vs tiempo son más efectivas que las de corte de agua vs tiempo para identificar los problemas de producción. Así mismo descubrió que los gráficos log-log de la derivada de la RAP (relación agua/petróleo) vs el tiempo pueden ser usadas para diferenciar que tipo de problema puede causar la excesiva producción de agua: canalización, conificación, comunicación mecánica y adedamiento. De igual manera determinó que existen tres signos básicos que permiten distinguir los diferentes mecanismos de invasión de agua: flujo abierto por fallas, fracturas o flujo por canal detrás del revestidor, flujo de agua marginal o un CAP dinámico y los problemas de conificación.

Para realizar el diagnóstico del método, ha agrupado los diferentes mecanismos de invasión de agua en tres grupos básicos:

Grupo 1, llamado flujo marginal; conformado por los mecanismos de entrada de tipo mecánico, filtraciones en el revestidor empaques y flujo

canalizado detrás del revestidor.

Grupo 2, que involucra la presencia de un contacto agua-petróleo dinámico y fracturas que comunican directamente zonas de agua con los intervalos perforados.

Grupo 3, en el que se habla de invasión de agua por conificación.

c. Gráficos de la historia de producción: es un gráfico doble logarítmico que grafica las tasas de producción de petróleo y del agua con respecto al tiempo. Por lo general, los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control del agua muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea. Cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento del agua con una reducción del petróleo es señal de que se podría necesitar un tratamiento de control de entrada al agua.

d. Gráfico de recuperación: es un gráfico semi logarítmico de la RAP con respecto a la producción acumulada de petróleo. La tendencia de producción se puede extrapolar al límite económico de la RAP para determinar la producción de petróleo que se obtendrá si no se toma ninguna medida para controlar el agua. Si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para el pozo, quiere decir que el pozo produce un nivel de agua aceptable y no se necesita ninguna medida de control del agua. Si este valor es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, significa que el pozo está produciendo agua perjudicial y de existir suficientes reservas para compensar el costo de la intervención, se debería considerar alguna medida de reparación.

3. Otros Métodos de Diagnóstico

Balzán (2010), presenta el análisis de cierre y el análisis nodal como otras alternativas para el diagnóstico.

a. Análisis de cierre y estrangulamiento: la historia de producción de la mayoría de los pozos incluye períodos de estrangulación o cierre. El análisis de la RAP fluctuante puede proporcionar indicios muy valiosos para determinar el tipo de problema. Cuando la calidad de los datos de la historia

de producción es pobre, se puede realizar una prueba de estrangulamiento de la producción a corto término con varios tamaños de orificios. La presión se debe monitorear junto con la RAP desde un separador o mejor aún, con un medidor de flujo trifásico, para determinar con precisión los cambios ocurridos en la RAP en función de la caída de presión. Esto se puede realizar sólo si la presión en el cabezal del pozo es suficiente para fluir a varias tasas, por lo que convendría realizarlo en las primeras etapas de la vida del pozo.

b. Análisis NODAL: el análisis del comportamiento de un pozo en afluencia junto al de las tuberías asociadas con el mismo, se conoce como análisis NODAL y se utiliza con frecuencia para evaluar el efecto de cada componente en un sistema de producción desde el fondo de un pozo hasta el separador. La productividad de un pozo, a menudo, se puede ver disminuida en gran medida debido al rendimiento inadecuado o a una falla de diseño de alguno de los componentes del sistema. El análisis NODAL también se emplea para determinar la ubicación de zonas de resistencia excesiva al flujo, lo que provoca grandes pérdidas de presión en los sistemas de tuberías. Por otra parte, también es posible determinar el efecto que produce el cambio de cualquiera de los componentes del sistema sobre las tasas de producción.

Tratamientos de Control para Reducir la Producción de Agua

Briceño y Leal (2002), expresan que luego de haber identificado el origen o la causa de la producción de agua, se procede a seleccionar el tratamiento de control adecuado con el fin de solucionar el problema de irrupción de este fluido y reducir los costos para tratarlo. En este caso, estos tratamientos se agrupan en dos categorías: soluciones mecánicas y soluciones químicas.

1. Soluciones Mecánicas

Los autores anteriores consideran que estas soluciones consisten

en colocar equipos mecánicos a nivel de superficie o de subsuelo para controlar la producción de agua en superficie, mejorar el barrido y facilitar la recuperación de crudo. Estas opciones funcionan adecuadamente cuando las zonas ofensivas se encuentran hacia la parte inferior de la completación y no existe flujo cruzado entre ellas. Algunas opciones mecánicas son las siguientes:

a. Tapones mecánicos: estos tapones incluyen empacaduras entubadas y mangas deslizantes, las cuales pueden ser colocadas en la tubería e infladas dentro del mismo. Estos tipos de empacaduras mecánicas pueden ser también corridas dentro del pozo y ser fijadas después de que el pozo haya sido completado. Los dispositivos mecánicos para cortar el agua han sido usados exitosamente en todas las localizaciones del mundo y son más útiles cuando existe un pequeño potencial para que el agua fluya a otra sección abierta del pozo. Los tapones mecánicos pueden ser usados para sellar cualquier sección del intervalo completado.

b. Tapones de Arena: la arena puede ser colocada en el pozo para reducir o cortar la producción del intervalo más bajo del pozo. El tamaño de la arena y el tamaño del tapón pueden ser ajustados para causar un tapón parcial o total. A menudo cuando un sello total es requerido, la última porción del tapón puede ser mezclada con cemento (u otro agente sellante) para reforzar el sello.

c. Soluciones de Completación: las soluciones de completación son utilizadas para resolver problemas de alta producción de agua de mayor dificultad o complejidad que las solventadas por las soluciones mecánicas convencionales. Sin embargo, son muy costosas debido a que requieren modificar la completación de un pozo, realizar desvíos (side tracks), perforar ramificaciones o simplemente abandonarlos.

2. Soluciones Químicas

De acuerdo con Ortega (2013), estas soluciones son utilizadas para

modificar el flujo de fluidos en el yacimiento; por lo tanto, 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.

Actualmente, el uso de los sistemas gelificantes poliméricos es la técnica más empleada para realizar un control de la producción de los fluidos indeseados en los reservorios, ya que son de fácil aplicación, se regula el tiempo de gelificación, penetran a profundidad la matriz porosa con facilidad y pueden removerse mediante métodos químicos sencillos.

Sistemas Gelificantes Poliméricos (Gel):

Ortega (2013), define el gel como un sistema compuesto por un polímero y uno o varios entrecruzadores que pueden a su vez ser de tipo orgánico e inorgánico que, al reaccionar químicamente a una temperatura dada, forman la estructura del gel que ocluye el agua en su interior, adquiriendo un aspecto que va desde una solución viscosa hasta una gelatina dura, dependiendo de la naturaleza y concentración de los componentes.

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. 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).

Tipos de Geles

Los geles poliméricos utilizados para el control de agua en pozos productores, son clasificados en geles sellantes y geles selectivos. A continuación, Ortega (2013), puntualiza los tipos de geles:

1. 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.

2. 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). Estos geles poseen una menor concentración de polímero y entrecruzador, por lo que dan menor consistencia.

Propiedades de los Geles

Briceño y Leal (2002), plantean que las propiedades más importantes de los geles son el tiempo de gelificación, consistencia o fuerza de gel, durabilidad.

1. Tiempo de gelificación: es el tiempo que tarda la mezcla gelificante en formar el gel a las condiciones de temperatura del pozo. El tiempo inicial de gelificación, desde cuando la mezcla comienza a volverse altamente viscosa, establece cual es el máximo volumen que se puede inyectar en la formación a una tasa dada, sin correr el riesgo de que se gelifique en el pozo. Asimismo, el tiempo en el cual el gel alcanza su máxima fuerza, establece el tiempo de cierre del pozo después de la inyección y antes de abrirlo a producción.

2. Fuerza de gel: se refiere a la dureza, consistencia, elasticidad y movilidad del gel. Se ha observado que mientras el sistema es más rígido la reducción al paso de los fluidos tiende a ser más pronunciada. Se estima que la elasticidad del gel influye en el comportamiento de reducción de la permeabilidad, sin embargo, esto no ha sido comprobado. La evaluación de la estabilidad del gel a los diferenciales de presión dentro de una matriz rocosa en particular, es un parámetro importante a evaluar, tomando en consideración que el gel estará sometido a altos diferenciales de presión.

3. Durabilidad: es la estabilidad del gel en función del tiempo a las condiciones de temperatura y presión específicas para el trabajo, especialmente en cuanto a la sinéresis. La estabilidad o durabilidad del gel puede medirse mediante pruebas de laboratorio sometiendo al mismo a las mismas condiciones prevalecientes en el yacimiento y observando el tiempo que transcurre hasta que ocurra la degradación del gel.

Clasificación de los Geles de Acuerdo a su Consistencia

Ortega (2013), expresa que PDVSA-Intevep clasifica los geles de acuerdo a su consistencia de la siguiente manera:

- A** - Sin cambio visual (no hay presencia de gel).
- B** - Solución viscosa.
- C** - Gel muy suave altamente móvil.
- D** - Gel muy suave móvil.
- E** - Gel muy suave moderadamente móvil.
- F** - Gel suave móvil.
- G** - Gel suave moderadamente móvil.
- H** - Gel suave poco móvil.
- I** - Gel no móvil altamente deformable.
- J** - Gel no móvil moderadamente deformable.
- K** - Gel no móvil poco deformable.
- L** - Gel rígido.

Aplicabilidad de los Geles.

Dentro de las posibles aplicaciones de los geles en los pozos petroleros, Leal (2011) sugiere:

- Prevenir o Corregir ineficiencias del barrido en proyectos de recuperación secundaria con una moderada variación de permeabilidad.
- Mejorar el Factor de Recuperación de Petróleo mediante el aislamiento de zonas de inyección preferencial.
- Detener el reciclado de agua (Pozos Inyectores).

- Reducir la Producción de Agua (Tratamiento a pozos productores).
- Sellar Completamente una Zona (Productores / inyectores).

Ventajas de la Aplicación de la Tecnología de Geles

Briceño y Leal (2002), señalan que los geles tienen las siguientes ventajas:

- Aplicable tanto en pozos inyectores como productores.
- Aplicable a tratamientos en matriz o en fracturas.
- Compatible con todos los minerales y litologías de los yacimientos evaluados.
- Aplicable a un considerable rango de problemas.
- Proveen un amplio rango de esfuerzos de gel.
- Proveen un amplio rango de tiempos de gelificación controlables y predecibles.
- Aplicable sobre en un rango de temperaturas entre 40 °F y 300 °F.
- Es ambientalmente aceptable.
- Pueden ser aplicados en yacimientos carbonáticos.
- Pueden ser realizados en yacimientos con moderada viscosidad.

Criterios a Seguir para Seleccionar un Pozo a ser Tratado con un Sistema Gelificante.

Ortega (2013), señala los siguientes requisitos:

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

MULTIGEL®

Es una tecnología de geles desarrollada por PDVSA en base a una formulación química compuesta por polímeros y entrecruzadores que puede ser aplicado en los pozos productores e inyectores para minimizar la producción excesiva de agua, siendo éste uno de los problemas que afecta la vida útil de los pozos petroleros. INTEVEP ha desarrollado diversas formulaciones del **MULTIGEL®**, los cuales son aplicados de acuerdo a la temperatura presente en las áreas candidatas que serán selladas.

El polímero soluble en agua y los reticulantes orgánicos reaccionan en el fondo del pozo creando una estructura de gel. Existen cuatro tipos de sistemas Multigel disponibles comercialmente, diseñados para cumplir los requisitos a diferentes temperaturas, a saber, temperatura ultrabaja (ULT), baja temperatura (LT); alta temperatura (HT) y temperatura ultra alta (UHT), su rango de temperatura es 122 ° -320 ° F. Cada sistema usa una combinación diferente de reticulante, lo que permite la selección de uno u otro, dependiendo de la temperatura del pozo y del volumen de inyección. HT y UHT incluyen un polímero con una mayor estabilidad que el sistema LT.

Inyección de MULTIGEL®

Es una técnica de tratamiento químico que consiste en introducir en el pozo un sistema **MULTIGEL®** que pueda penetrar el espacio poroso de la roca con el propósito de crear un sello efectivo, que aisle la zona de agua del área productora de hidrocarburos, lo que se traduce en gradientes de presión favorables para mejorar la eficiencia areal de inyección. Los geles obturantes se destacan por su característica de selectividad, tanto de las zonas de mayores permeabilidades como de los niveles con mayores saturaciones de agua. Además, el hecho de que sea posible inyectarlos 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.

Descripción General del Campo Sinco y el Pozo SIN-19

El Campo Sinco de la Cuenca Barinas – Apure, se encuentra ubicado a 45 Km al Sureste de la ciudad de Barinas en el extremo Sur occidental de Venezuela, ocupando una superficie de 120 Km². Geológicamente está conformado por varios segmentos limitados por fallas y colindan hacia el Suroeste con el Campo Páez - Mingo y hacia el Noreste con el Campo Silvestre, siendo sus puntos de coordenadas UTM los siguientes: V1 (E: 375.000, N: 911.000), V2 (E: 375.000, N: 923.000), V3: (388.000, N: 911.00), V4: (E: 388.000, N: 923.000). (Ver anexos).

Actualmente cuenta con ocho pozos activos, de los cuales seis están completados con bombeo electrosumergible (SIN-020, SIN-073, SIN-096, SIN-082, SIN-064 y SIN-039) y dos con bombeo mecánico (SIN-100 y SIN-086). En cuanto al pozo SIN-19 (área de estudio), este se encuentra ubicado en el campo antes mencionado, y atraviesa la formación productora Gobernador A/B. Adicionalmente, se dispone de la siguiente información:

- Profundidad del equipo de fondo: 3994 pies (ft).
- Presión en el cabezal del pozo: 38 psi.
- Porcentaje agua y sedimento (% AyS): 98.
- Barriles de fluido por día (BFPD): 4521.
- Barriles de petróleo por día (BPPD): 88.
- Densidad del petróleo (°API): 20,8.
- Relación gas-petróleo (RPG): 66.
- Presión de burbuja (Pb): 640 psi.
- Índice de productividad (IP): 7,39.
- Presión del yacimiento (Py): 3750 psi.
- Presión de fondo estática (Pws): 3119 psi.

SISTEMA DE VARIABLES

Arias (2006), define la variable como una “característica o magnitud, que puede sufrir cambios y que es objeto de análisis, medición o control en

una investigación.” (p. 59). Para este caso, las variables son las siguientes:

- **Variable independiente.** Según Arias (2006), la variable independiente se refiere a “las causas que generan y explican los cambios en la variable dependiente.” (p. 59). En el caso de la presente investigación, es la inyección de MULTIGEL, ya que al ser aplicado en el pozo de estudio (pozo SIN-19), se puede reducir el corte de agua presente en él.

- **Variable dependiente.** Para Arias (2006), esta variable se define como “aquellas que se modifican por acción de la variable independiente.” (p. 59). En la presente investigación, es el corte de agua presente en el pozo SIN-19 del Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá.

MAPA DE VARIABLES

Objetivo General: Proponer la inyección de MULTIGEL para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá.

Objetivos Específicos	Variable	Definición Operacional	Indicadores	Ítems
1. Identificar las causas que generan la alta producción de agua en el pozo SIN-19.	Alta producción de agua	Es la producción de agua en cantidades excesivas o por encima del límite económico de la Relación Agua-Petróleo (RAP) en el yacimiento, ocasionando dificultades para extraer el petróleo en cantidades comerciales.	Registros Gráficos Tipos de agua. Causas	
2. Determinar el tratamiento adecuado de control para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19.	Tratamiento de control	Conjunto de técnicas, medios o procedimientos empleados para reducir el corte de agua presente en el pozo.	Análisis Registros Gráficos	
3. Elaborar la propuesta para la inyección de MULTIGEL como alternativa en la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá.	Inyección de MULTIGEL	Tecnología desarrollada por PDVSA Intevep que consiste en introducir una sustancia química a base de polímeros y entrecruzadores que forman un gel, para controlar la producción excesiva de agua durante la extracción del petróleo.	Volumen de gel Tasa de inyección Efectividad	

Tabla 1. Mapa de Variables

Fuente: Antolínez G. (2018)

NORMATIVA Y ASPECTOS LEGALES

Venezuela cuenta con un basamento legal en materia de hidrocarburos, mediante el cual se realizan los tratados internacionales y se ejecutan las diversas políticas económicas relacionadas con la producción petrolera, para garantizar el suministro de energía desde nuestro país hacia los mercados mundiales y viceversa. A continuación, se describen los documentos legales más importantes que sirven de base a la investigación:

En primer lugar, la **Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (2000)** en sus artículos 12, 62 y 302, cita lo siguiente:

Artículo 12. “Los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental, pertenecen a la República, son bienes del dominio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles.”

Artículo 62. “Todos los ciudadanos y ciudadanas tienen el derecho de participar libremente en los asuntos públicos, directamente o por medio de sus representantes elegidos. La participación del pueblo en la formación, ejecución y control de la gestión pública es el medio necesario para lograr el protagonismo que garantice su completo desarrollo, tanto individual como colectivo.”

Artículo 302. “El Estado se reserva, mediante la ley orgánica respectiva, y por razones de conveniencia nacional, la actividad petrolera y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de interés público y de carácter estratégico. El Estado promoverá la manufactura nacional de materias primas provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables, con el fin de asimilar, crear e innovar tecnologías, generar empleo y crecimiento económico, y crear riqueza y bienestar para el pueblo”.

Los artículos antes citados guardan relación con la presente investigación, ya que la participación de los ciudadanos es fundamental para

establecer acciones que permitan mejorar los sistemas de producción en el área petrolera, con el fin de optimizar la gestión pública en todos sus ámbitos y contribuir con el desarrollo del país. Lo anterior, se logra mediante gestiones emprendedoras que promuevan proyectos de desarrollo endógeno en pro del mejoramiento de la calidad de vida del venezolano.

Por otra parte, la **Ley Orgánica de Hidrocarburos (2006)** en su artículo 26 expresa lo siguiente:

Artículo 26. “Las empresas operadoras podrán establecer o contribuir al mantenimiento de institutos de experimentación, investigación, desarrollo tecnológico y universidades, que sirvan de soporte técnico a sus operaciones, así como crear y mantener centros de entrenamiento de personal vinculado a las actividades contempladas en esta Ley, debidamente armonizados con el funcionamiento y desarrollo de otros centros e institutos que con similares propósitos existan en el país.”,

El artículo antes citado se relaciona con el presente estudio, puesto que las empresas operadoras pueden crear o establecer centros de entrenamiento para su personal y, además, incorporar a las universidades en la ejecución de actividades vinculadas a la investigación, desarrollo tecnológico e innovación, bajo los principios de responsabilidad social y democracia participativa, lo que permite contribuir con el desarrollo de las potencialidades del individuo, así como la búsqueda de una formación integral orientada al desarrollo de su potencial creativo en diversas áreas del conocimiento.

De igual forma, la **Ley Orgánica de Educación (LOE-2009)** en sus artículos 14 y 15 (numerales 3 y 6) establece lo siguiente:

Artículo 14. “La didáctica está centrada en los procesos que tienen como eje la investigación, la creatividad y la innovación, lo cual permite adecuar las estrategias, los recursos y la organización del aula, a partir de la diversidad de intereses y necesidades de los y las estudiantes.”

Artículo 15, numeral 3. “...desarrollar en los ciudadanos y ciudadanas la conciencia de Venezuela como país energético y especialmente hidrocarburífero, en el marco de la conformación de un nuevo modelo productivo endógeno.”

Artículo 15, numeral 6. “Formar en, por y para el trabajo social liberador, dentro de una perspectiva integral, mediante políticas de desarrollo humanístico, científico y tecnológico, vinculadas al desarrollo endógeno productivo y sustentable.”

Lo anterior guarda relación con la investigación, debido a que esta ley les concede a los ciudadanos el derecho de participar activamente en el proceso productivo nacional, mediante la realización de actividades, planes o proyectos que promuevan la investigación y la innovación del sector petrolero como parte de su aporte en la responsabilidad social que asume ante la nación.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

TIPO DE INVESTIGACIÓN

Tomando en consideración los criterios de clasificación metodológicos, se puede decir que el trabajo está enmarcado en una investigación documental con datos de campo, a tal efecto Arias (2006) manifiesta que la investigación documental es un proceso basado en la manipulación de datos secundarios “obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: Impresas, audiovisuales o electrónicas.”. (p. 27).

En lo que corresponde al presente estudio, se recopiló información relacionada con la inyección de MULTIGEL, mediante la revisión bibliográfica y los datos del pozo SIN-19 se obtuvieron de documentos digitalizados procedentes de la data existente en la Superintendencia de Yacimientos de PDVSA Distrito Barinas, que sirvieron de soporte para elaborar la propuesta.

METODOLOGÍA

En todo trabajo de investigación, se hace necesario describir los métodos, técnicas y procedimientos utilizados para llevar a cabo el estudio, con el fin de lograr con precisión el objetivo planteado. En este caso, la metodología incluye: nivel de investigación, diseño de investigación, población y muestra, técnicas e instrumentos de recolección de datos, procedimientos aplicados.

Tomando en consideración la clasificación de Arias (2006) el presente estudio se sitúa en el nivel de investigación descriptivo, debido a que “consiste

en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.” (p. 24).

En este sentido, los estudios descriptivos se destacan por el contenido de sus objetivos, demandando un diseño de investigación relativo a la naturaleza del mismo, que explique con gran precisión los resultados obtenidos, disminuyendo los riesgos de error y ampliando el grado de confiabilidad.

Así mismo, el diseño de este trabajo se enmarca en la modalidad de Proyecto Factible, que consiste según la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL.2003):

En la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales, puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos. El Proyecto debe tener apoyo en una investigación de tipo documental, de campo o un diseño que incluya ambas modalidades. (p. 16)

Mediante esta propuesta se busca determinar el tratamiento adecuado de control para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19 Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá, a través de la tecnología de inyección de Multigel.

La UPEL (2003), señala que el Proyecto Factible se realiza en tres fases: a) la fase diagnóstica, apoyada en una investigación documental y en una investigación de campo para la detección de necesidades; b) la fase de elaboración de la propuesta, que puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos con el propósito de satisfacer las necesidades detectadas en los sujetos de estudio y c) la fase de evaluación de la factibilidad, que se centra en la determinación del apoyo de los responsables. (p. 281-282).

POBLACIÓN Y MUESTRA

De acuerdo con Márquez (2000), la población está integrada por “todas las personas, objetos, o cosas que sirven de base para plantear el problema, y que por su naturaleza presentan características importantes dentro de un contexto determinado.” (p.102). Para la investigación, la población está conformada por ocho pozos activos del Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá.

Por otra parte, el mismo autor define la muestra como “una parte o subconjunto de la población en las que se supone están presentes las características que identifican a la totalidad de la población.” (p.103). En este caso, la muestra está conformada por el pozo SIN-19 del Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá, donde se pretende elaborar la propuesta de inyección de MULTIGEL como alternativa para reducir el corte de agua presente.

TÉCNICAS, INSTRUMENTOS Y MATERIALES APLICADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS

Para la recolección de los datos, es importante seleccionar la técnica que permita responder las interrogantes formuladas en el estudio; esta se define como “el procedimiento o forma particular de obtener datos o información” (Arias, 2006. p.67). Además, debe guardar relación con el problema planteado, los objetivos y el tipo de investigación. En este caso, se utilizaron como técnicas la Entrevista No Estructurada y el Análisis Documental. En primer lugar, se realizó entrevista al personal de la Superintendencia de Yacimientos Barinas para recabar toda la información necesaria en el diagnóstico de la situación del pozo SIN-19. En segundo lugar, se procedió al análisis de documentos digitalizados procedentes de la data existente en PDVSA.

Con relación a los instrumentos de recolección, Arias (2006) los define como: “Cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información.” (p. 69). Para la presente investigación, se utilizaron como instrumentos: libreta de notas, bolígrafo, informes técnicos en formato digital, trabajos de investigación previos digitalizados, computadora y sus unidades de almacenaje.

PROCEDIMIENTO

Para la realización de esta investigación y el logro de los objetivos planteados, se hace necesario dividirla en tres fases: diagnóstico, factibilidad y diseño.

Fase I: Diagnóstico

En esta fase, se entrevistó al personal de la Superintendencia de Yacimientos Barinas, con el fin de recabar toda la información necesaria y diagnosticar la situación actual sobre el manejo de los cortes de agua en los pozos del Distrito Barinas, así como las condiciones en que se encuentra el pozo SIN-19. Lo anterior, permitió evidenciar que el problema de estudio es la producción excesiva de agua en la zona y, además, se determinó la necesidad de proponer la inyección de MULTIGEL como alternativa para reducir el corte de agua en el pozo de estudio.

Cabe resaltar que este diagnóstico se apoyó en una investigación documental con datos de campo, la cual consistió en revisar, analizar y comparar fuentes bibliográficas digitalizadas, con el propósito de recopilar información sobre la tecnología MULTIGEL y el pozo SIN-19, empleando como instrumentos: informes técnicos, trabajos de investigación previos, libreta de notas, bolígrafo, computadora y sus unidades de almacenaje.

Fase II: Factibilidad

En este caso, se realizó una entrevista con el personal de la Superintendencia de Yacimientos Barinas, cuyo fin fue determinar la factibilidad técnica de elaborar la propuesta de inyección de MULTIGEL como alternativa para reducir el corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá, donde los expertos involucrados estimaron que desde el punto de vista técnico la propuesta es factible de realizar.

Fase III: Diseño

Una vez cumplida la etapa anterior, se procedió al diseño de la propuesta para la inyección de MULTIGEL, donde se describió de manera detallada aspectos tales como: objetivos, alcance, ventajas, características de la arena productora y del pozo seleccionado para aplicar el método, normas de seguridad, diseño del tratamiento, procedimiento operacional; tomando como base la información recopilada en las fases I y II. Por último, se presentó la propuesta ante ingenieros en petróleo expertos en la materia, para su respectiva revisión y aprobación.

CAPITULO IV

ANALISIS DE LOS RESULTADOS

Márquez (2000), expresa que es el proceso mediante el cual “se infieren las relaciones entre las variables del problema planteado” (p. 147), tomando en cuenta que, con el apoyo del material teórico respectivo, los datos han sido procesados, analizados, comparados e interpretados para enriquecer el conocimiento del tema y demostrar mediante el razonamiento inductivo los postulados de la propuesta. Una vez aplicada la metodología correspondiente, se procede a describir detalladamente la discusión de los mismos, con el fin de proponer la inyección de MULTIGEL como alternativa para la reducción del corte de agua presente en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá, tomando en cuenta los objetivos ya planteados:

1. Identificar las causas que generan la alta producción de agua en el pozo SIN-19.

En primer lugar, para la Fase Diagnóstica, se realizó un estudio sobre el manejo de los cortes de agua en los pozos del Distrito Barinas y las condiciones en que se encuentra el pozo SIN-19, donde se evidenció, mediante una entrevista al personal de la Superintendencia de Yacimientos Barinas, que el problema es la producción excesiva de agua en la zona.

En segundo lugar, se procedió a recopilar, revisar, analizar y comparar los datos correspondientes al pozo de estudio, como son: estado de la arena productora, registros de producción y registros eventuales por fechas, diagrama mecánico, perfiles del pozo (Gamma Ray, USIT-CBL-VDL) y Gráfico de Chan.

A continuación, se desglosan algunos de los datos que permitieron generar los resultados y los análisis de los planteamientos hechos en la investigación:

Tabla 1. Datos de yacimiento del Campo Sinco.

Formación	Gravedad Especifica Promedio	Porosidad %	K (mD)	Saturación de Petróleo	ANT pies	ANP Pies	POES MMBNP
Gobernador	27 °API	17%	250	60%	150	67	69000
ESC O	25 °API	13%	50	63%	90	35	64
ESC P	28 °API	18	180	80	250	95	172
ESC R	26 °API	15	150	70	50	35	7,6

Fuente: Tomado de Gil, A (2007).

En la tabla anterior, se toman en consideración sólo los datos de la formación Gobernador, por ser la zona productora actual objeto de estudio. En este caso, dentro de las características del yacimiento se puede evidenciar la existencia de un crudo mediano (27° API promedio), con buena porosidad (17%), alta permeabilidad (250 mD), buena saturación de petróleo (60%), buen espesor de arena neta petrolífera (67 pies ANP) y con buen volumen de Petróleo Original en Sitio (69000 MMBNP de POES).

La existencia de un volumen considerable de petróleo mediano en sitio con buena saturación, indica la posibilidad de recuperación del yacimiento para mejorar su rentabilidad. Así mismo, la alta permeabilidad de la roca refleja la probabilidad de alta movilidad del crudo y del agua presente en ella, lo que significa una alerta de riesgo en el incremento del corte de agua.

Tabla 2. Estado actual de la arena productora (pozo SIN-19).

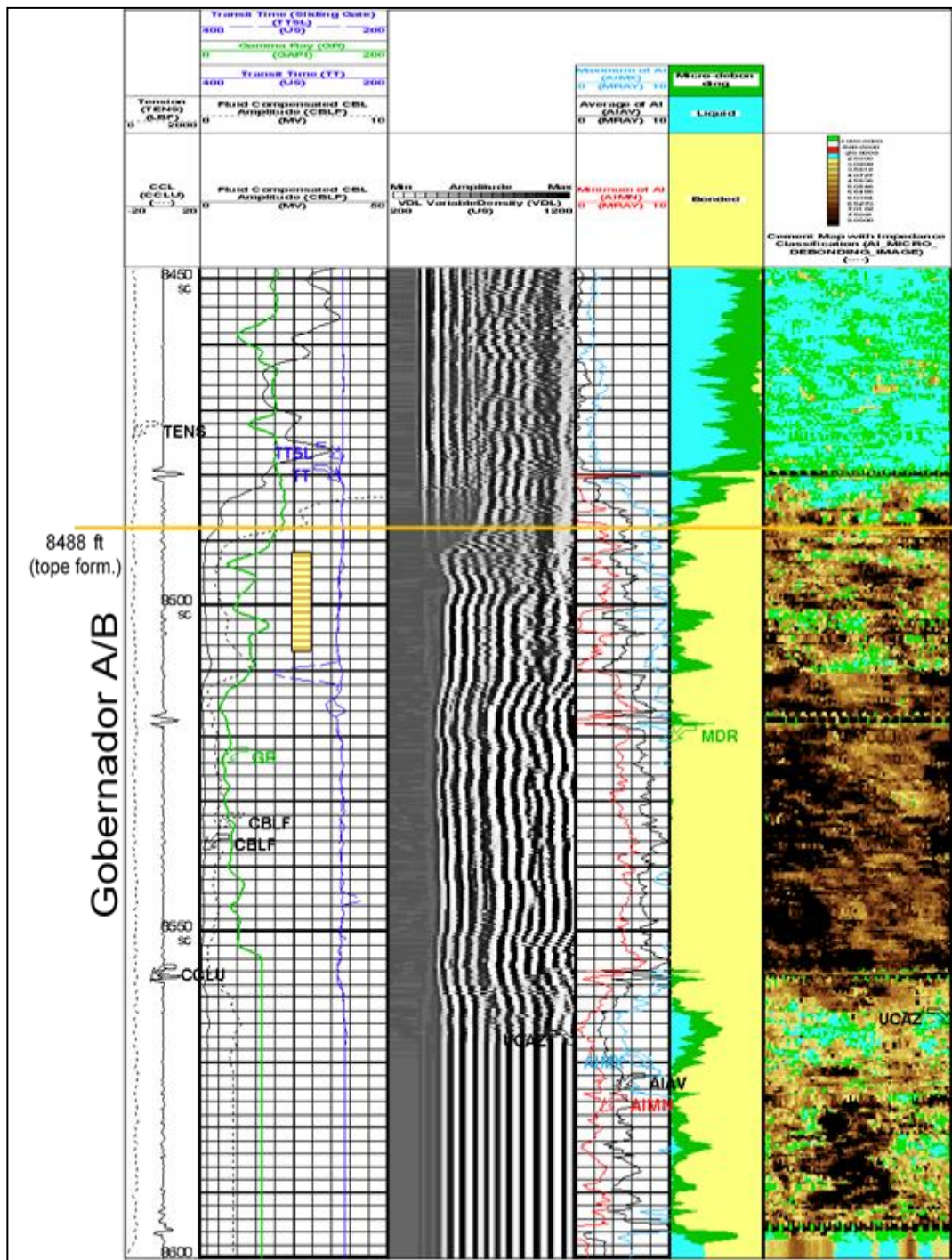
YACIMIENTO		A/B SIN 2
INTERVALO		(8492'-8507')
ÚLTIMA PRUEBA	Fecha	05/09/2012
	BFPD	4521
	BNPD	88
	% A y S	98
	°API	20,8
PRODUCCIÓN ACUMULADA	MMBNP	7,054
	MMBA	25,412
	MPCN	147,72

Fuente: Tomado de Gerencia de Operaciones de RARC Distrito Barinas (2018).

De acuerdo a la tabla citada, se deduce que el crudo producido en el pozo SIN-19 es mediano (20,8 °API). En cuanto a la producción por día, de un total de 4521 barriles de fluido (BFPD), sólo produce 88 barriles netos de petróleo (BNPD). Por consiguiente, el 98 % del fluido presente es agua y el 2 % restante es petróleo. Con respecto a la producción acumulada, el pozo registró un total de 7,054 MMBNP y 25,412 MMBA, correspondiente al intervalo productor registrado en los datos del yacimiento.

Por este motivo, se puede decir que el pozo SIN-19 presenta un alto corte de agua (98 % A y S) durante la fase de extracción, lo que conlleva a generar la reducción significativa de la tasa de producción, deterioro de las tuberías de revestimiento, mayores costos operacionales por concepto de equipos que requieren un manejo adecuado de los altos volúmenes de fluidos, así como causar el abandono del pozo.

Figura 1. Registros Gamma Ray (GR) y de cementación USIT-CBL-VDL del pozo SIN-19.



Fuente: Tomado de Gerencia de Operaciones de RARC Distrito Barinas (2018).

Con relación a la figura 1, en el caso del registro Gamma Ray (GR color verde), se puede observar la ubicación de la formación productora Gobernador A/B y su tope a 8488 pies, así mismo se aprecia que por la posición de la curva, los valores registrados son bajos, deduciéndose desde el punto de vista litológico, que la roca predominante es la arenisca.

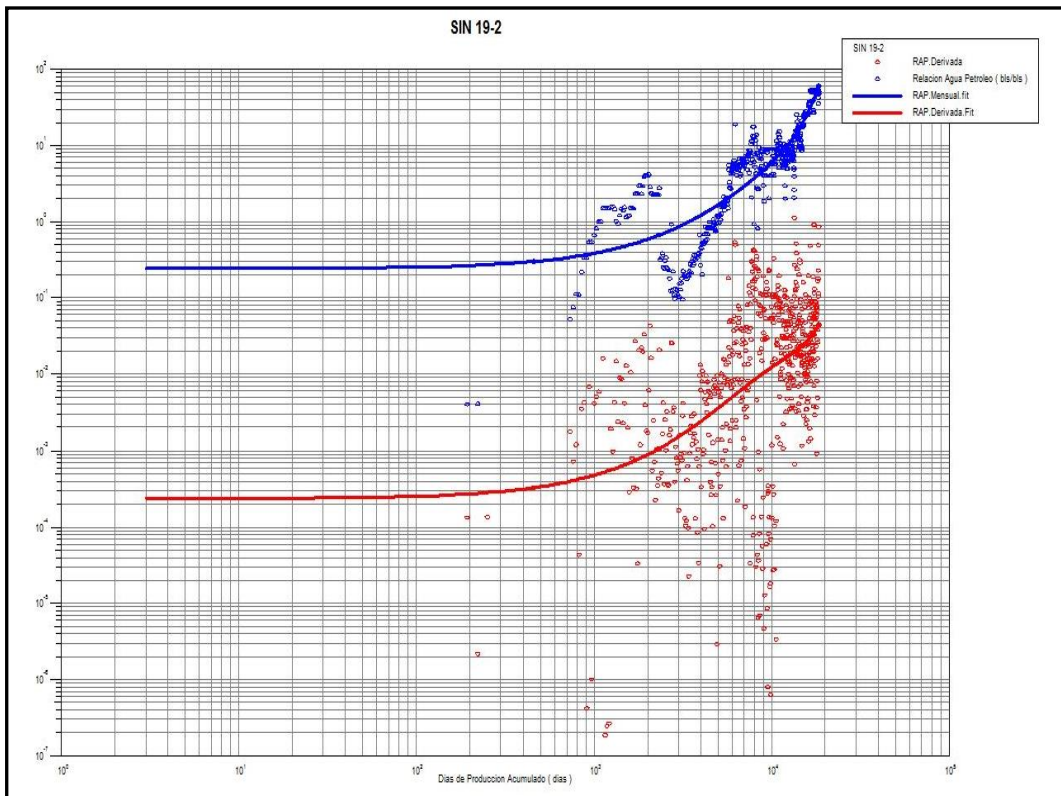
En cuanto al registro de cementación CBL de la figura anterior, se observa en este perfil sínico, que la amplitud de la curva es alta, indicando mala adherencia del cemento cercano al tope de la formación Gobernador A/B (8490 – 8510 pies) y desde 8560 hasta 8580 pies.

Con respecto al registro de cementación sínico VDL, se observan arribos de la tubería de revestimiento (TR) fuertes en los intervalos 8490 – 8510 pies y 8560 - 8580 pies.

Haciendo referencia al índice de adherencia y al mapa de cemento (USIT) como registros de cementación, se pueden distinguir coincidencias en los dos perfiles, debido a que demuestran presencia de micro-despegues con líquido (micro-debonding, colores verde y azul) y contrastes de tonos (verde, azul y marrón claro) en los intervalos 8490 – 8510 pies y 8560 - 8580 pies, lo que permite inferir la existencia de microanillos con líquido en la zona.

Los datos correspondientes a los registros antes mostrados, coinciden en reflejar la existencia de adherencia parcial del cemento al revestidor en los intervalos 8490 – 8510 pies y 8560 - 8580 pies respectivamente. Esto se debe a la presencia de micronanillos en la zona analizada, lo que contribuye a la acumulación de líquidos que no sólo afectan la calidad del cemento, sino que también pueden ocasionar daños a la tubería de revestimiento y posteriores filtraciones de fluidos no deseados hacia el interior del pozo.

Figura 2. Gráfico de Chan correspondiente al pozo SIN-19.



Fuente: Tomado de Superintendencia de Yacimientos Barinas (2018).

En la figura anterior, se representa el comportamiento de la Relación Agua-Petróleo (RAP) en función del tiempo, en escala doble logarítmica, mediante una curva de color azul en línea continua para reflejar la RAP mensual y en puntos dispersos azules para la RAP diaria. Asimismo, muestra la Derivada de la Relación Agua-Petróleo (RAP') mediante una curva de color rojo en línea continua para reflejar la RAP' mensual y en puntos dispersos rojos para la RAP' diaria.

Luego de analizar el comportamiento de las curvas antes mencionadas, se observa incrementos continuos hacia la derecha en los valores de la RAP y RAP derivada al transcurrir el tiempo durante la fase de extracción, lo que indica una alta producción de agua relacionada con problemas de canalización

de este fluido a través de zonas de alta permeabilidad, fracturas naturales o inducidas.

Tomando en consideración los datos de yacimiento correspondientes a la formación Gobernador del campo Sinco, se evidencia que esta arena productora presenta alta permeabilidad y refleja posibilidades de alta movilidad de los fluidos existentes, lo que conlleva al aumento significativo del volumen de agua producida. Además, se comprueba que el pozo SIN-19 muestra un corte de agua alto durante la fase de extracción. Asimismo, los registros Gamma Ray (GR) y de cementación USIT-CBL-VDL reflejan la existencia de micronanillos en la zona analizada, lo que contribuye a la acumulación de líquidos que pueden ocasionar posteriores filtraciones de fluidos no deseados hacia el interior del pozo en los intervalos 8490 – 8510 pies y 8560 - 8580 pies respectivamente. De igual manera, el Gráfico de Chan demuestra incrementos continuos en los valores de la RAP y RAP derivada con el transcurrir del tiempo, lo que indica una alta producción de agua relacionada con problemas de canalización a través de zonas de alta permeabilidad o fracturas.

Basado en lo antes expuesto, se puede decir que la alta producción de agua en el área bajo estudio, es debida a problemas de canalización a través de zonas de alta permeabilidad cercanas al intervalo productor 8492 – 8507 pies, correspondientes a la arena de producción Gobernador A/B.

2. Determinar el tratamiento adecuado de control para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19.

Luego de la fase anterior y, tomando en consideración los parámetros correspondientes al origen del problema y las características del pozo SIN-19, se determinó que el tratamiento de control adecuado para reducir el corte de agua presente es la inyección de MULTIGEL, cuyo método permite crear un sello efectivo en el espacio poroso de la roca, aislando de esta manera el acuífero cercano a la zona productora de hidrocarburos. Para ello, se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

1. Producción de agua relacionada con un problema de canalización a través de zonas de alta permeabilidad.
2. Tasas de producción bruta mayor a 1000 BFD.
3. Alto índice de productividad (IP).
4. Alto corte de agua (% A y S).
5. Pozos cañoneados en más de un intervalo en la misma arena productora.

De acuerdo con los criterios antes mencionados, se puede afirmar que el pozo SIN-19 requiere de la inyección de MULTIGEL como alternativa para reducir el corte de agua presente.

3. Elaborar la propuesta para la inyección de MULTIGEL como alternativa en la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá.

En este caso, se entrevistó al personal de la Superintendencia de Yacimientos Barinas, con el propósito de determinar la factibilidad técnica que permita elaborar la propuesta de inyección de MULTIGEL como alternativa para reducir el corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá, siendo positiva la respuesta de los expertos involucrados y considerando factible la misma desde el punto de vista técnico.

Una vez cumplida la etapa anterior, se procedió al diseño de la propuesta para la inyección de MULTIGEL, donde se describió de manera detallada aspectos tales como: objetivos, alcance, ventajas, características de la arena productora y del pozo seleccionado para aplicar el método, normas de seguridad, diseño del tratamiento y procedimiento operacional; tomando en consideración la información recopilada en las fases anteriores. Por último, se presentó la propuesta ante ingenieros en petróleo expertos en la materia, para su respectiva revisión y aprobación.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Luego del estudio realizado sobre la inyección de multigel para la reducción de corte de agua se llegó a las siguientes conclusiones:

El análisis de los datos de campo digitalizados ha permitido identificar entre las causas que generan la alta producción de agua en el pozo SIN-19 las siguientes:

1. La alta permeabilidad de la roca refleja la probabilidad de alta movilidad del crudo y del agua presente en ella, lo que significa un alerta de riesgo en el incremento del corte de agua. Así mismo la existencia de microanillos con líquido en la zona contribuye a la acumulación de líquidos que pueden ocasionar daños a la tubería de revestimiento y generar posteriores filtraciones de fluidos no deseados hacia el interior del pozo. De igual manera los problemas de canalización reflejados en los valores RAP y RAP derivada indican una alta producción de agua a través de zonas de alta permeabilidad cercanas al intervalo productor correspondiente a la arena de producción Gobernador A/B.
2. Por otro lado, tomando en consideración las características del pozo SIN-19, los parámetros correspondientes al origen del problema, los criterios de tiempos de gelificación y el comportamiento de reducción desproporcionada de la permeabilidad, se determinó que el tratamiento de control adecuado para reducir el corte de agua presente es la formulación Multigel® HT NS, cuyo comportamiento en el medio poroso permite reducir la permeabilidad efectiva al agua sin

cambiar significativamente la permeabilidad efectiva al petróleo, aislando de esta manera el acuífero cercano a la zona productora de hidrocarburos.

3. En vista de lo anterior, surge la necesidad de elaborar la propuesta para la inyección de MULTIGEL como alternativa en la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá, donde mediante juicio de expertos se ha considerado factible la misma desde el punto de vista técnico.

RECOMENDACIONES

- a. Los técnicos deben ser cuidadosos al hacer la toma de los datos primarios de campo, con el propósito de garantizar la ejecución de un trabajo óptimo en los registros de pozo.
- b. Es necesario que las nuevas técnicas adquiridas por los especialistas mediante la actualización de conocimientos sean puestas en práctica a través de su uso habitual en el campo de trabajo.
- c. En los futuros estudios a realizar en los yacimientos de Barinas, se debe registrar información sobre: temperatura de reservorio, registros de resistividad y porosidad – densidad, reservas remanentes de petróleo, ubicación de los contactos agua – petróleo e intervalos a ser probados, para ampliar el grado de confiabilidad de la información de campo.
- d. Que se establezcan convenios serios de suministro de información a puertas abiertas entre la UNELLEZ y PDVSA, para facilitar las labores de investigación.

CAPITULO VI

PROPUESTA

INYECCIÓN DE MULTIGEL PARA LA REDUCCIÓN DEL CORTE DE AGUA EN EL POZO SIN-19, CAMPO SINCO, DISTRITO BARINAS, DIVISIÓN BOYACÁ

OBJETIVO GENERAL

Aplicar la tecnología de inyección de Multigel para la reducción del corte de agua en el pozo SIN-19, Campo Sinco, Distrito Barinas, División Boyacá.

OBJETIVO ESPECÍFICOS

1. Identificar los procedimientos para la aplicación de la tecnología de inyección de Multigel en la reducción del corte de agua.
2. Determinar la concentración de la formulación necesaria para la inyección de Multigel.
3. Emplear la tecnología de inyección de Multigel para la reducción del corte de agua.

FUNDAMENTACIÓN DE LA PROPUESTA

La propuesta se fundamenta en los siguientes criterios basados en los parámetros técnicos de PDVSA:

1. Pozo con tasas de producción bruta mayor a 1000 BFD. En este caso, el pozo SIN-19 presenta una tasa de 4.521 BFD.

2. Pozo con buen índice de productividad (IP). Para el pozo de estudio, el IP registra un valor de 7,39 y una producción acumulada de 7,054 MMBNP.

3. Pozo con alto corte de agua (% A y S >70). Los últimos datos de producción registran un corte de agua de 98 %.

4. Pozos cañoneados en más de un intervalo en la misma arena productora. De acuerdo con la última data registrada en el diagrama mecánico del pozo SIN-19, fue cañoneado en cuatro intervalos en la misma arena productora, de los cuales tres fueron aislados por forzamiento, lo que permite posteriormente la redistribución de fluidos y el mejoramiento del barrido en otros intervalos.

5. Producción de agua relacionada con un problema de canalización a través de zonas de alta permeabilidad.

De acuerdo con los criterios antes mencionados, se puede afirmar que el pozo SIN-19 requiere de la inyección de MULTIGEL como alternativa para reducir el corte de agua presente.

VENTAJAS DE LA INYECCIÓN DE MULTIGEL PARA LA REDUCCIÓN DEL CORTE DE AGUA EN EL POZO SIN-19.

Entre las ventajas se pueden estimar las siguientes:

- Se puede aplicar con temperaturas variables de 122°F a 320°F.
- Sus formulaciones permiten el control de agua ya sea para reducir selectivamente la permeabilidad al agua o como sello total, sin afectar significativamente la permeabilidad del petróleo.
- Sus formulaciones permiten ajustar los tiempos de gelificación de acuerdo a las condiciones de cada operación.
- Los costos operacionales son razonables y están ajustados a las realidades de la industria petrolera nacional.

DISEÑO DEL TRATAMIENTO:

El diseño de un tratamiento de geles comprende 3 actividades: selección de la formulación, volumen de la solución gelificante y técnica de colocación.

Criterios para Seleccionar la Formulación

La selección de la formulación se hizo en base a los siguientes criterios:

- **Tiempos de gelificación manejables:** A las condiciones de temperatura del yacimiento, el tiempo de gel inicial debe ser lo suficientemente largo para que permita bombear el volumen deseado en un tiempo razonable. Mientras que el tiempo de gel final debe ser lo suficientemente corto para que una vez culminado el tratamiento, el tiempo de cierre del pozo sea mínimo.
- **Comportamiento DPR:** Dado que se presume que aún existen reservas remanentes en la arena ofensiva es necesario utilizar una formulación que permita reducir la producción de agua de la arena a tratar sin afectar significativamente la producción de petróleo de la misma.

Formulación del Multigel® Seleccionado

Tomando en consideración los criterios antes descritos, y los rangos de temperatura del yacimiento en estudio (230°F – 302 °F), se seleccionó la formulación Multigel® HT NS, cuyo comportamiento fuera y dentro del medio poroso se muestra en la siguiente tabla:

Formulación	Tgi (h)	Tgf (h)	Consistencia	RRFo	RRFw
Multigel HT NS	30-48	60	F-G	5	235

La formulación Multigel® HT NS (No Sellante), es un gel muy suave altamente móvil o muy suave móvil.

Volumen de Solución Gelificante

El criterio adoptado para el diseño de tratamientos con Multigel® establece que en el caso de problemas relacionados con canalización a través de zonas de alta permeabilidad se recomienda, utilizar un volumen equivalente a un radio de penetración entre 5 y 10 pies.

En el caso del pozo SIN-19 y debido a su alto índice de productividad, se recomienda utilizar un radio de penetración de por lo menos 9 pies. Así pues, si se toma en cuenta todo el espesor de la arena (150 pies aprox.), una porosidad promedio de 17% y asumiendo una saturación de agua de 60%, más un factor de seguridad para contemplar dilución de la solución en el frente, se obtiene un volumen de 46,27 BIs aproximadamente.

Procedimiento de Mezclado para el Sistema Gelificante MULTIGEL™ HT

La aplicación del sistema gelificante MULTIGEL™ HT conlleva la preparación de dos compuestos o mezclas: una solución para ajustar el pH y el sistema gelificante. Se recomienda preparar estas mezclas siguiendo las normas y precauciones establecidas en la hoja de seguridad de sus componentes.

Preparación del Sistema Gelificante:

Se deben preparar tantos barriles de sistema gelificante como barriles totales de tratamiento diseñados con MULTIGEL™ HT, es decir si el tratamiento del pozo es de 1.000 bbl de MULTIGEL™ HT se deben preparar 1.000 bbl de sistema gelificante que correspondan a la formulación que se va a utilizar. Estos se deben preparar por cargas ajustadas a la capacidad del tanque de mezclado.

A continuación, se presenta un procedimiento tipo usando un tanque de mezclado de 50 bbl de capacidad y preparando la formulación no sellante del MULTIGEL™ HT:

Para 50 bbl de solución:

- 45 bbl del agua seleccionada para la preparación.
- 125 Kg (5 sacos de 25 Kg) de MULTIGEL™ A-HT.
- 200 Kg (1 tambores de 200 Kg c/u) de MULTIGEL™ B-139.
- Solución para ajustar el pH.
- Agua seleccionada para completar los 50 bbl.

Procedimiento

1. Cargar el tanque con 45 bbl de agua seleccionada para la preparación a través del Jet – Mixer, a una velocidad de 2,5 bbl/min.
2. Agregar con el dosificador (embudo cónico) 125 Kg de MULTIGEL™ A – HT al Jet – Mixer mientras se carga el agua.
3. Agregar lentamente 200 Kg de MULTIGEL™ B-HT al mismo tiempo que se está agitando y recirculando.
4. Medir el pH del sistema, si éste es el adecuado para el tratamiento ir al paso 8, si este es diferente, agregar de ½ a 1 galón de solución para ajustar el pH y mezclar por 10 min.
5. Medir de nuevo el pH del sistema, si éste es el adecuado para el tratamiento ir al paso 8, si éste es diferente, agregar de ½ a 1 galón de solución para ajustar el pH y mezclar por 10 min. Repetir este paso las veces que sea necesario hasta alcanzar el pH adecuado para el tratamiento.
6. Si el pH del sistema es el adecuado para el tratamiento agregar agua hasta completar 50 bbl y agitar por 10 min.
7. Descargar hacia el tanque de almacenamiento y preparar otra carga de 50 bbl. Repetir el procedimiento hasta completar la cantidad total de tratamiento.
8. Al completar la cantidad total de tratamiento y se encuentre en el tanque de almacenamiento, se debe recircular por cuatro (4) horas antes de la inyección.

Se estima que para preparar cada carga de 50 bbl se utilicen de 20 a 30 minutos. Se recomienda rotar el personal cada 6 u 8 horas.

Para el caso de preparar la formulación sellante del sistema gelificante MULTIGEL™ HT, el procedimiento es el mismo. En este caso solo cambia el entrecruzador, el cual es el MULTIGEL™ B-120.

Técnica de Colocación

Para seleccionar la técnica de colocación del sistema gelificante en el pozo SIN-19, se recomienda en primer lugar, aislar la arena superior para evitar que la solución gelificante invada dicha zona afectando su productividad. Para ello, es necesario realizar una cementación forzada a través del intervalo superior, y luego cañonear el intervalo objetivo de la arena inferior.

Es necesario realizar una prueba de inyektividad en el pozo, antes de iniciar el ajuste de pH y bombeo de la solución gelificante. Dependiendo del comportamiento de inyektividad del pozo, puede ser necesario que el volumen sea inyectado en etapas consecutivas, por ejemplo, una primera etapa de 400 Bls, seguido de una segunda etapa de 200 Bls. Esta técnica de inyección por etapas tiene la ventaja de que permite dentro de una misma arena, invadir secuencialmente los canales de mayor y menor permeabilidad, así el tratamiento penetra de forma más homogénea.

Tiempo de Cierre del Pozo

Con respecto al tiempo de cierre del pozo se recomienda un tiempo mínimo de siete días para asegurar la completa gelificación del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aramburo, Daniel, Aldana Harold. (2011). Aguas de Formación. Fundación Universidad de América. Ingeniería de Petróleos Bogotá. [Documento en línea]. Disponible en: <https://es.slideshare.net/daramburov/aguas-de-formacion>
- Aranda, José. (s/f). Control de Agua. Revista de la Industria Petrolera. México.
- Arias, Fidias G. (2006). El Proyecto de Investigación. Introducción a la Metodología Científica. 5ª Edición. Editorial Epísteme. Caracas-Venezuela.
- Balzan M. Johan M. (2010). Control de la Alta Producción de Agua en los Pozos de Bloque IV del Yacimiento Urdaneta-01. Universidad del Zulia (LUZ). Documento en: Pdf.
- Briceño G. Lisett C. y Leal A. Omar E. (2002). Factibilidad del Uso de Tecnología Dows y Tecnología de Geles para Control de la Producción de Agua en el Área O-16 de Bitor, Bitúmenes Orinoco, S.A. Universidad Central de Venezuela (UCV). Documento en: Pdf.
- Canache, María. (2006). Estudio Sobre La Aplicabilidad De La Inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) Para El Mejoramiento De La Producción De Crudos Pesados. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente. Maturín, Venezuela.
- Castañeda, Albert (2016). Efecto de la inyección de geles en yacimientos fracturados y no fracturados. Trabajo Especial de Grado. Universidad del Zulia, Maracaibo.
- Castiblanco Borbón, Luis Francisco. (2017). Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo: Alternativas Tecnológicas para los Campos de los Llanos Orientales. Trabajo de Grado. Universidad Nacional de Colombia, Medellín. [Documento en línea]. Disponible en: <http://bdigital.unal.edu.co/63335/1/80224322.2017.pdf>
- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (2000). *Gaceta Oficial No. 5.453*. Caracas, marzo 24, 2000.
- Delgadillo A. Claudia L., Sandoval M. Yurley M. y Samuel F. Muñoz N. (2009). Estudio del Efecto de la Inyección de Geles en Yacimientos Fracturados y no Fracturados.
- Diario El Mundo. (2015). OPEP bate récord en producción de crudo. [Documento en línea]. Disponible en:

<http://www.elmundo.com.ve/noticias/petroleo/industria/opep-bate-record-en-produccion-de-crudo.aspx>.

- Franco O., Victor H.; Pérez U., Jhon J. (2012). Estado del arte del control de entrada de agua en pozos productores de petróleo. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. [Documento en línea]. Disponible: http://biblioqyp.ing.ucv.ve/cgi-win/be_alex.exe?Acceso=T041600003132/0&Nombrebd=bfiequcv
- Gerencia de Operaciones de RARC. (2018). Pozo SIN-19. Distrito Barinas. Estado Barinas. Autor.
- Gil, Alexis (2007). Descripción General del Campo Sinco. [Documento en línea]. Disponible: alex.gil87@hotmail.com
- Huilca B. Freddy G. (2007). Estudio para el Control del Incremento de Agua del Yacimiento M-1 en el Campo Dorine. Escuela politécnica Nacional. Quito. Ecuador. Documento en Pdf.
- Instituto Mexicano del Petróleo. (2013). El IMP desarrolla geles para el control de agua en yacimientos. [Documento en línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/imp/articulos/el-imp-desarrolla-geles-para-el-control-de-agua-en-yacimientos?idiom=es>
- La Comunidad Petrolera. (2009). Control de producción de agua. [Documento en línea]. Disponible: https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/control-de-la-produccion-de-agua_10.html
- Ley Orgánica de Educación. (2009). Gaceta Oficial N° 5.929 del 15/08/2009. Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela.
- Ley Orgánica de Hidrocarburos. (2006). Gaceta Oficial N° 38.493 del 4 de agosto de 2006. [Documento en línea]. Disponible: http://www.tsj.gov.ve/legislacion/LeyesOrganicas/16.-GO_38493.
- Márquez, O. (2000). El proceso de Investigación en las Ciencias Sociales. Edición de la Universidad Ezequiel Zamora. Barinas, Venezuela.
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo. (2018). Empresa venezolana manufacturará y comercializará tecnologías desarrolladas por PDVSA Intevep. [Documento en línea]. Disponible en: <http://www.minpet.gob.ve/index.php/es-es/comunicaciones/noticias-comunicaciones/29-noticias-2018/385-empresa-venezolana-manufacturara-y-comercializara-tecnologias-desarrolladas-por-pdvsa-intevep>.

- Organización de Países Exportadores de Petróleo. (2015). Informe mensual sobre el mercado petrolero. [Documento en línea]. Disponible: http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR_February_2015.pdf

- Ortega, Andrés. (2013). Estudio Del Comportamiento De La Inyección Del Sistema Multigel® Sellante En Un Pozo Horizontal De La Faja Petrolífera Del Orinoco Para Controlar La Producción Excesiva De Agua. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas. [Documento en línea]. Disponible en: <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/4594/1/tesis%20andres.pdf>

- Petróleos de Venezuela S.A. (2011). Opep Certifica a Venezuela Como el País con Mayores Reservas del Mundo. [Documento en línea]. Disponible: HTTP://WWW.PDVSA.COM/INDEX.PHP?OPTION=COM_CONTENT&VIEW=ARTICLE&ID=4383:9359&CATID=10&ITEMID=589&LANG=ES

- Petróleos de Venezuela S.A. (2018). MULTIGEL® tecnología de PDVSA INTEVEP para el control de agua en producción de petróleo. [Documento en línea]. Disponible en: http://www.pdvsa.com/index.php?option=com_content&view=article&id=8792:multigel-tecnologia-de-pdvsa-intevep-para-el-control-de-agua-en-produccion-de-petroleo&catid=10&Itemid=589&lang=es

- Schlumberger. (2000). Control del Agua. [Documento en línea]. Disponible: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p32_53.pdf

- Schlumberger (2018). Corte de Agua. [Documento en línea]. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water_cut.aspx

- Superintendencia de Yacimientos. (2018). Distrito Barinas. Estado Barinas. Autor.

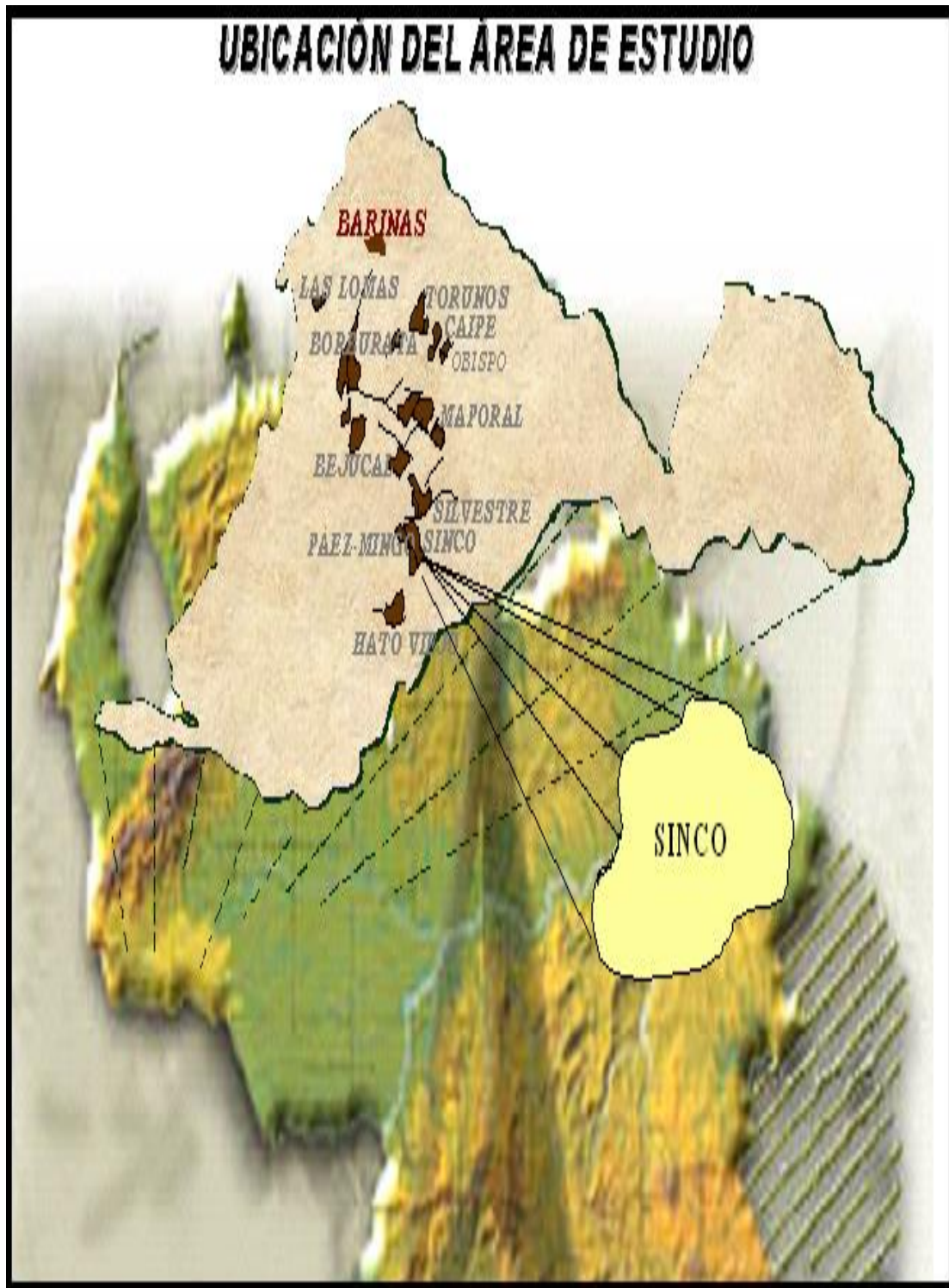
- Universidad Pedagógica Experimental Libertador. Vicerrectorado de Investigación y Postgrado (2003). Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales. Caracas: Autor.

- Vega M. Rubén D.y otros. (2015). Formulación de un sistema gelificante base sábila (Aloe barbadensis) para el aislamiento de arenas de agua, en pozos productores. Revista Tecnológica ESPOL – RTE, Vol. 28, N. 1, 124-135, Universidad de Oriente. [Documento en línea]. Disponible en: <http://www.rte.espol.edu.ec/index.php/tecnologica/article/view/355/233>

-Wouterlood, Carlos; Falcigno, Esteban; Norman, Chuck. (2002). Metodología Y Resultados De Proyectos De Inyección De Geles Para Incrementar La Recuperación En Un Reservorio Heterogéneo Y Multicapa De La Cuenca Neuquina De Argentina. Trabajo de Grado. Neuquina, Argentina. [Documento en línea] Disponible en: <http://oilproduction.net/files/EXPL-3-CW-04.pdf>

ANEXOS

Anexo 1. Ubicación del área de estudio (Campo Sinco).



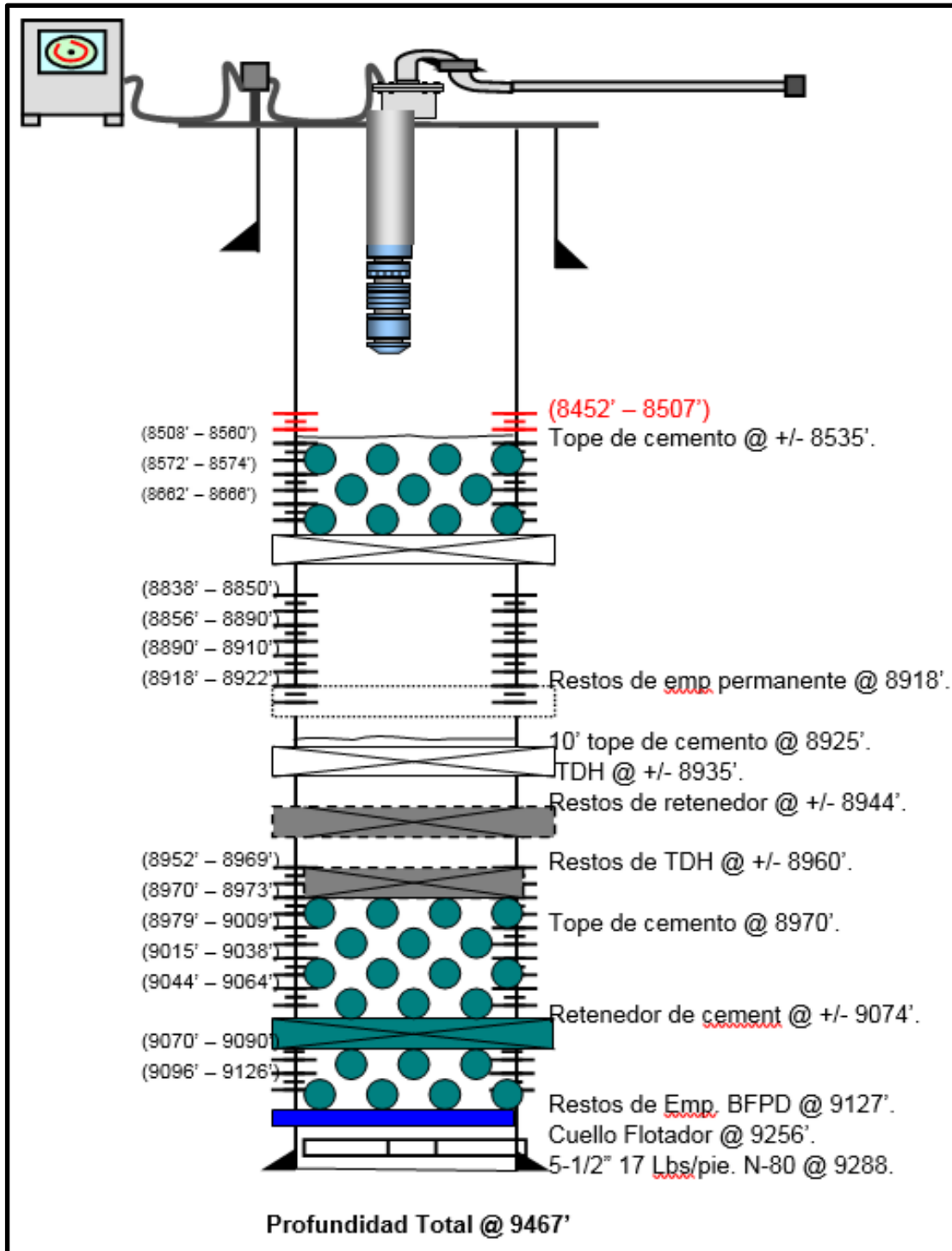
Fuente: Tomado de Gil, A (2007).

Anexo 2. Registros de producción y registros eventuales del pozo SIN-19.

FECHA	BFPD	BPPD	%A/S	ARENAS (INTERVALOS)	DESCRIPCION.	COMPLET. FINAL
29/09 /1956	1158	1153	0,4	Form. Gob A/B.	Se cañoneo el intervalo (8492' – 8507'). Y empezó producir por flujo natural a través del casing.	Completación doble. F.N casing
	1129	1122	0,6	Miem. Esc "P" Form. Aguardiente	Se cañoneo los intervalos (9096' – 9126') (9070' – 9090') (9044' – 9064') (9015' – 9038') (8979' – 9009') (8952 – 8973'). Lo cual se produjeron por tubing.	Completación doble F.N tubing
26/05 /1965	-----	199	75	Form. Gob A/B.	Se realizó reacondicionamiento en el intervalo de la form. Gobernador A/B. se trató con una acidificación matricial, luego se cemento forzadamente se limpio el cemento y se cañoneo. Nuevo intervalo (8452' – 8507').	Completación doble. F.N por el Casing.
	-----	730	25			
	-----	398	60	Miem. Esc "P"	Se realizó reacondicionamiento en el intervalo de la Miem. Escandalosa P y Form. Aguardiente. Se aplicó una acidificación matricial posteriormente se realizó una cementación forzada donde se limpio el cemento y cañoneo nuevo intervalo (8952' – 8969')	Completación doble. Con B.M
20/03 /1969	-----	347	28	Form. Gob. A/B.	Se procedió aislar el intervalo Miem. Escandalosa "P". Con camisa de circulación y tapón ciego. Y se dejó en producción la arena Form. Gob. A/B. La arena Escandalosa "P" dejó de producir.	completación con B.M
	1051	746	29			
		16	97	Miem. Esc "P"		
11/19 69	-----	778	32	Form. Gob A/B.	Se intervino el pozo con motivo de incrementar la producción realizando el cambio de método, de Bombeo mecánico actual a Bombeo Hidráulico.	Completación con Bombeo Hidráulico.
	1545	973	37			
28/02 /1970	445	276	38	Form. Gob. A/B.	En el nuevo evento al pozo se practico estimulación química. El bombeo hidráulico salió con incrustaciones calcáreas en la tubería. Se preparo la mezcla con 8 Bjs de Acido acético no acuoso con gasoil fofo, se bombeo el fluido donde 7 Bjs al intervalo (8492' – 8507') donde se dejó un barril en las perforaciones, suabo donde flujo natural y controló pozo con agua fresca.	se completo pozo con bomba Kobe. A 5000'.
	1008	631	40			
04/06 /1970	894	554	38	Form. Gob. A/B.	Se intervino el pozo con una estimulación química matricial al intervalo (8492' – 8507'). Se preparo un producto con 300 gal de ácido acético no acuoso, 2 gal de inhibidor A-110, 2 gal F-38, 3 gal de W-37. Se inyectó al pozo realizando un trabajo con éxito.	Completo con bomba Kobe 2-1/2" x 18' (PHI) a 5000'.
	1602	961	40			

Fuente: Tomado de Gerencia de Operaciones de RARC Distrito Barinas (2018).

Anexo 3. Diagrama mecánico actual del pozo SIN-19.



Fuente: Tomado de Gerencia de Operaciones de RARC Distrito Barinas (2018).