



**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

PDVSA División Boyacá. Súper Intendencia Yacimientos Barinas.

AUTOR: Jorgelis Jacqueline Brito Martinez

CI: 25.523.152

Tutor Académico: Jean Jiménez

C.I:15.072.348

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**

**PROPUESTA TÉCNICA DE REACONDICIONAMIENTO EN EL CAMPO
SILVESTRE DISTRITO BARINAS, DIVISIÓN BOYACÁ.**

PDVSA División Boyacá.

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

AUTOR: Jorgelis Jacqueline Brito Martinez

C.I: 25.523.152

Tutor Académico: Jean Jiménez

C.I:15.072.348

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 Jorgelis Jacqueline Brito Martinez CI: 25.523.152 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): Jean Jiménez

C.I: 15.072.348



**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**

**PROPUESTA TÉCNICA DE REACONDICIONAMIENTO EN EL CAMPO
SILVESTRE DISTRITO BARINAS, DIVISIÓN BOYACÁ.**

POR AUTOR: Jorgelis Jacqueline Brito Martinez

CI: 25.523.152

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.

DEDICATORIA

A **DIOSTODO PODEROSO** por haberme brindado la sabiduría, dedicación y motivación para lograr esta meta.

A Mis padres **JACQUELINE MARTINEZ** y **JORGE BRITO**, por ser unos padres maravillosos y mis mejores ejemplos a seguir, les agradezco por la educación, consejos, sus valores y el gran amor que me han brindado, por tanto apoyo incondicional y por siempre creer en mi LOS AMO.

A mi hermana **GENESIS BRITO**, por el apoyo que me ha brindado en el transcurrir de la carrera, por cada consejo, por siempre a pesar de la distancia estar para mí y apoyarme en todas mis decisiones.

A mi amigo y compañero de vida **JHOJAN VARGAS**, por ser mi gran apoyo en todo momento por sacarme una sonrisa cada día a pesar de las circunstancias, por tu compañía en todo el trascurso de esta carrera por el apoyo incondicional, por motivarme cada día a ser mejor.

A mi familia abuelos(as), tíos(as), primos (as) por el apoyo durante la carrera por la motivación y cada consejo.

A mis compañeros de clases, amigos que hoy en día son los hermanos que me regalo Dios y la universidad: Lucita Riviera, Kimberlin Suarez, Miguelixa Prisco, Randy Gutiérrez, Josbil Rodríguez, Nerio Sánchez, Jesús Montilla, Jefferson Paredes, Yenifer Gil, Dairs Araque, Jesús García y Karen vivas. Y a todos los compañeros, por esos momentos de estudio, risas y por cada momento en esta etapa tan maravillosa como lo es la universidad.

Jorgelis Jacqueline Brito Martinez

CI: 25.523.152

RECONOCIMIENTO

A **DIOS** por guiarme en este camino por brindarme la constancia y dedicación para culminar mi tesis de grado.

A Mis padres **JACQUELINE MARTINEZ** y **JORGE BRITO**, el pilar fundamental de todo lo que soy, no solo en la vida si no también en la educación académica. Este logro también es de ustedes.

A mi hermana **GENESIS BRITO**, por el apoyo durante esta investigación por su forma tan peculiar de motivarme a seguir y culminar mi tesis de grado.

A **JHOJAN VARGAS**, por tu apoyo siempre por tu motivación y apoyo incondicional durante la realización de esta investigación.

A mi casa de estudio **UNIVERSIDAD NACIONAL EXPERIMENTAL DE LOS LLANOS" EZEQUIEL ZAMORA" UNELLEZ**, por la formación de la carrera como ingeniero de petróleo por todos los conocimientos impartidos durante el transcurso de la misma.

A mi tutor académico **ING. JEAN JIMENEZ**, por todo el apoyo durante esta investigación, agradecida por cada consejo, conocimiento impartido por la orientarme durante la investigación.

A mis tutores industriales **ING. LISMARY MATA** y **ING. JOSE GUTIERREZ**, gracias por el apoyo durante esta investigación por sus conocimientos impartidos y por la disponibilidad durante esta investigación.

Al equipo de trabajo de la Gerencia de Yacimiento División Barinas Distrito Boyacá por el apoyo durante la realización de esta tesis de grado.

A mi amiga y hermana de la universidad **KIMBERLIN SUAREZ** por el apoyo y siempre mostrarme esa confianza en mí de que si se puede, por el apoyo para la culminación de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

	pp.
LISTA DE TABLAS	ix
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE GRÁFICOS	xi
RESUMEN.....	xii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: EL Problema.....	3
Planteamiento del Problema.....	3
Objetivos de la Investigación.....	5
Objetivo General.....	5
Objetivos Específicos.....	5
Justificación de la Investigación.....	6
Alcances y Limitaciones.....	8
Alcances.....	8
Limitaciones.....	8
CAPÍTULO II: Marco Contextual.....	9
Área de la Investigación.....	9
Antecedentes del Estudio.....	10
Marco Teórico.....	12
Sistema de Variables.....	28
Mapa de Variables.....	29
Normativa y Aspectos Legales.....	34
CAPÍTULO III: Marco Metodológico	36
Tipo de Investigación.....	36
Metodología.....	37
Población y muestra	40
Técnicas, Instrumentos y Materiales aplicados en la recolección de datos.....	42
CAPÍTULO IV: Análisis de los Resultados.....	51

CAPÍTULO V: Conclusión y Recomendaciones.....	91
Conclusión.....	91
Recomendaciones.....	94
Referencias Bibliográficas.....	95

LISTA DE TABLAS

	pp.
Tabla N°1. Mapa de Variables.....	29
Tabla N°2: Pozos completados en el Campo Silvestre.....	43
Tabla N°3: Características de los Yacimientos del Campo Silvestre..	44
Tabla N°4: Características de las pruebas de producción de los pozos.....	44
Tabla N° 5: Data de información de los pozos de categoría 1 del Campo Silvestre del Distrito Barinas.....	50
Tabla N°6: Data de información de los pozos de categoría 2 del Campo Silvestre del Distrito Barinas.....	52
Tabla N° 7: Data de información de los pozos de categoría 3 del Campo Silvestre del Distrito Barinas.....	53
Tabla N° 8: Tabla resumen de datos de los yacimientos que se encuentran en categoría 3 del Campo Silvestre (Libro de reservas 2017).....	61
Tabla N° 9: Cálculo del IP de SSW-18 por medio de Excel. (16-08-2017).....	69
Tabla N° 10: Tabla con los resultados obtenidos del cálculo del IP de los pozos completados en el Yacimiento “B SSW2”	71
Tabla N° 11: Datos para el cálculo del índice de productividad (simulación en wellflo).....	71
Tabla N° 12: Datos para el cálculo del índice de productividad (simulación en wellflo).....	72
Tabla N° 13: Datos para el cálculo del índice de productividad (simulación en wellflo).....	72
	74
Tabla N° 14: petrofísica de los pozos completados en Gob. “B SSW-2”.	
Tabla N° 15: Pruebas reportada al inicio de cada cambio de método y reacondicionamiento, Para el pozo SSW-18.....	76

Tabla N°16: Cálculo de IP del SSW16 en el yacimiento “B SSW 2” mediante Excel (12-09-2017).....	80
Tabla N° 17: Datos para la realización de la gráfica de la Figura N° 21..	85

LISTA DE FIGURAS

	pp.
Figura N° 1: Ubicación Geográfica del campo silvestre.....	9
Figura N°2: Pozos a estudiar.....	40
Figura N° 3: Carpetas de pozos del campo Silvestre.....	46
- Figura N° 4: Programa OFM.....	47
Figura N° 5: Programa COPyR.....	48
Figura N° 5: Programa de Centinela.....	49
Figura N° 7: software Wellflo.....	49
Figura N° 8: Formato de ficha técnica	57
Figura N° 9: Formato de ficha técnica	57
Figura N° 10: 53 Fichas técnicas realizadas.....	58
Figura N° 11: Mapa isopaco estructural del yacimiento “B SSW2” con cada uno de los pozos completados en el mismo junto a sus últimas pruebas de producción reportadas. (Cierre Centinela de abril 2018).....	64
Figura N° 12: Mapa de burbuja de yacimiento “B SSW2”.....	67
Figura N° 13: Caculo del IP de SSW-18 por medio de Wellflo.....	69
Figura N° 14: Petrofísica del pozo SSW 18 en el yacimiento “B SSW 2”.....	73
Figura N° 15: Diagrama de reacondicionamiento de la completación original del pozo SSW-18 en el yacimiento “B SSW-2”.....	74
Figura N° 16: Registro de saturación del pozo SSW 18 corrido en 12/11/200 en el yacimiento “B SSW2”.....	77
Figura N° 17: Petrofísica de SSW 16 en el yacimiento “B SSW2”...	79
Figura N° 18: Cálculo de IP del SSW16 en el yacimiento “B SSW16”mediante Wellflo.....	80
Figura N° 19: Petrofísica de SSW 14 en el yacimiento “B SSW2”	81
Figura N° 20: Registro de saturación y cementación del pozo SSW	

14 en el yacimiento “B SSW2”	81
Figura N° 21: Soportes de la propuesta de SSW-14	86
Figura N° 22: Simulación en WELLFLO de SSW18 con variador de frecuencia a 46 Hz.	87
Figura N° 23: Simulación en WELLFLO de SSW18 con variador de frecuencia a 60 Hz.....	87
Figura N° 24: Simulación en WELLFLO de SSW16 con variador de frecuencia a 46 Hz.....	88
Figura N° 25: Simulación en WELLFLO de SSW16 con variador de frecuencia a 60 Hz.....	89

LISTA DE GRAFICOS

	pp.
Grafico N° 1: Campo Silvestre, en porcentaje la cantidad de pozos en cada categoría (Cierre Centinela de abril 2018).....	38
Grafico N° 2: Resultados de las causas de inactividad de los pozos	55
Grafico N° 3: Técnicas de reacondicionamiento aplicadas en el campo Silvestre (categoría 1, 2, 3 y 5).....	58
Grafico N° 4: Reservas remanentes de los Yacimientos del campo Silvestre.....	63
Grafico N° 5: Porcentaje con respecto a la categoría en la que se encuentran los pozos completados en el yacimiento “B SSW2”...	64
Grafico N° 6: Grafico multicurva del yacimiento Gob. “B SSW-2”...	66
Grafica N° 7: Histórico de producción de pozo SSW-18 en el Yacimiento “B SSW2”.....	76
Grafica N° 8: Comportamiento de producción del SSW 14 en el yacimiento.....	83
Grafica N° 9: Grafica de nivel dinámico vs IP con respecto al tiempo del pozoSSW 14 en el yacimiento “B SSW2”	83



**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**

**PROPUESTA TÉCNICA DE REACONDICIONAMIENTO EN EL CAMPO
SILVESTRE DISTRITO BARINAS, DIVISIÓN BOYACÁ.**

PDVSA División Boyacá.

AUTOR: Jorgelis Jacqueline Brito Martínez

CI: 25.523.152

Tutor Académico: Jean Jiménez

C.I:15.072.348

Mayo, de 2018.

Resumen

La producción de petróleo a partir del siglo XX fue el negocio más rentable del mundo, tanto que la economía de muchos países se desarrolló gracias a este recurso. Ya que tiene una demanda constantemente creciente a la par con el desarrollo de la economía mundial. El propósito de este trabajo especial de grado fue realizar un estudio de ingeniería de yacimientos con la finalidad de proponer oportunidades de Ra/Rcen pozos que permitan mantener o aumentar la producción en el campo Silvestre del Distrito Barinas División Boyacá. Los yacimientos maduros e inactivos representan un reto en la Gerencia de Yacimientos en lo que se refiere a la maximización del factor de recobro, es por ello que se estudió y analizó los pozos del Campo Silvestre, (activos, esperando reparaciones menores y esperando reparación mayor), se realizó un estudio para identificar las causas de inactividad de los pozos, además se realizaron las fichas técnicas de los pozos para obtener toda la información como por ejemplo, tipo del pozo, elevación de la mesa rotaria en cada evento realizado ya sea completación original, servicios, estimulación y/o reacondicionamiento, luego se realizó una tabla a nivel de yacimiento (factor de recobro, reservas recuperables, producción acumulada, reservas remanentes) del libro de reservas 2017; para analizarla y de esta manera seleccionar los pozos a estudiar. Los pozos que se estudiaron fueron SSW 14, SSW16 Y SSW18, de los cuales solo SSW 14 se le generó la propuesta técnica de reacondicionamiento pero se recomienda a los demás pozos mencionados realizar trabajos de optimización para que así se logre un mayor aprovechamiento al yacimiento y mejorar la productividad del campo, la metodología aplicada para cumplir con el propósito de esta investigación fue no experimental y proyectiva y el tipo de investigación explicativa, descriptiva y analítica.

INTRODUCCION

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) Distrito Barinas, División Boyacá. Tiene como funciones principales planificación, coordinación y supervisión de la industria petrolera nacional. La empresa está encargada de explotar las reservas de hidrocarburo de la nación eficientemente, optimizando sus operaciones constantemente, para obtener mayor rentabilidad y garantizar el desarrollo sustentable del país. Abarcando desde la exploración, explotación y producción hasta las actividades relacionadas con refinación y mercadeo Nacional e Internacional de hidrocarburos. Actualmente PDVSA se encuentra en crecimiento y en búsqueda de aumentar la producción de crudo, ya que la misma representa a nivel mundial un elemento de gran interés económico debido al crecimiento en la demanda de este recurso.

Para la superintendencia de yacimientos Barinas del Distrito Barinas División Boyacá, surge la necesidad de mantener las fichas técnicas de los pozos actualizadas ya que facilita la visualización del estado en que se encuentran los pozos y las actividades requeridas para que los mismos continúen aportando a la producción diaria. En esta investigación se estudian las condiciones de los pozos del Campo Silvestre Distrito Barinas, a fin de determinar los posibles candidatos con oportunidades de reacondicionamiento, el cual es un conjunto de actividades que se ejecutan en pozos productores de crudo y/o gas, con la finalidad de restablecer o mejorar su capacidad de producción / inyección y/o aumentar su potencial” Mendoza.(2008). Estos modifican las condiciones del yacimiento, y se deben realizar en el pozo según el caso o el problema que presente, para aliviar el daño en la formación, pozos de baja permeabilidad, yacimientos con un agotamiento parcial de presión, reparar fallas mecánicas, entre otros. Por lo que la

investigación está orientada a contribuir con el incremento de la producción de petróleo ya que se considera una de las fases más importantes dentro de la industria petrolera.

Una vez que los pozos se encuentran inactivos o mostrando una declinación de su producción se requiere de un estudio previo, con el fin de conocer las causas del declive de la producción en los mismos. En el campo Silvestre se encuentran 67 pozos de los cuales solo cuatro(4) están activos, siendo un número de pozos representativos, se espera obtener la información precisa y necesaria para generar propuestas de reacondicionamiento que permitan reactivar los pozos y mejorar la tasa de producción para que de esta manera sean económicamente rentables para la industria petrolera (PDVSA).

Con la idea de facilitar la lectura idónea del presente trabajo especial de grado es necesario indicar que el mismo se encuentra estructurado de la siguiente manera:

CAPÍTULO I (EL Problema): Donde se encuentra el planteamiento del problema, objetivo general, objetivos específicos, justificación de la investigación, alcances y limitaciones.

CAPÍTULO II (Marco Contextual): En este se encuentra el área de la investigación, antecedentes del estudio, marco teórico, sistema de variables, mapa de variables, normativas y aspectos legales.

CAPÍTULO III (Marco Metodológico): En este se encuentra el tipo de investigación, metodología, población y muestra, técnicas, instrumentos y materiales aplicados en la recolección de datos

CAPÍTULO IV: Análisis de los Resultados

CAPÍTULO V: Conclusión, Recomendaciones y Referencias bibliográficas.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Silvestre del Distrito Barinas, tiene 67 pozos de categoría 1, 2, 3, 5 y 9 de los cuales solo 4 pozos están activos (cierre de potencial de abril 2018), además es un Campo maduro, es decir, que tiene más de 20 años operando, y por lo general alcanza su pico de producción e inicia su etapa de declinación, y una de las técnicas que se utilizan para rehabilitar el pozo y reiniciar o mejorar la producción es el reacondicionamiento.

Un reacondicionamiento se define como aquel trabajo efectuado a un pozo en la zona productora luego de su completación original, pueden ser temporales o permanentes. Cuando se habla de reacondicionamiento permanente, también conocido como “rehabilitación”, se refiere a trabajos adicionales que cambian el horizonte productor o el intervalo productor de dicho pozo, y los trabajos temporales son aquellos que se realizan al pozo con dispositivos mecánicos para la apertura o cierre de intervalos.

Los yacimientos maduros e inactivos representan un reto en la Gerencia de Yacimientos en lo que se refiere a la maximización del factor de recobro, es por ello que se plantea estudiar y analizar el Campo Silvestre, los pozos (activos, esperando reparaciones menores y esperando reparación mayor) con la finalidad de poder reactivarlos aplicando diferentes técnicas de reacondicionamiento.

Se deben estudiar los yacimientos del Campo Silvestre con la finalidad de lograr hacer un análisis de los pozos que presenten problemas, buscar y optar a soluciones por lo cual necesitamos contar con una historia de datos de los yacimientos, con los que podemos elaborar fichas de los pozos que posiblemente tengan oportunidad de realizar algún tipo de reacondicionamiento (operaciones con guaya fina, técnicas de control de agua, fracturamiento, diseño y procedimiento operacional, inyección de vapor, inyección alterna de vapor, fallas de cementación, entre otros.) y de esta manera reunir suficientes criterios para recomendar la propuesta técnica más adecuada en cada uno de los pozos de categoría 1, 2 y 3 según el caso o problema que presenten, es importante estudiar las causas de inactividad de los pozos a modo de encontrar la oportunidad de reactivarlo y maximizar el factor de recobro del Campo Silvestre, del Distrito Barinas.

Para el logro de esta investigación se plantean las siguientes interrogantes:

1. ¿Cuáles son las causas de inactividad en los pozos del campo Silvestre?
2. ¿Cuáles técnicas de reacondicionamiento han sido aplicadas en el Campo Silvestre?
3. ¿Cuáles pozos ofrecen mayores oportunidades de ser reactivados en el Campo Silvestre?
4. ¿Cuáles técnicas o métodos de reacondicionamiento son las más recomendadas para los pozos del Campo Silvestre del Distrito Barinas, División Boyacá?

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

OBJETIVO GENERAL

Proponer técnica de reacondicionamiento a los pozos de categoría 1, 2, 3 del Campo Silvestre del Distrito Barinas División Boyacá.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Examinar las causas de inactividad de pozos en el Campo Silvestre Distrito Barinas División Boyacá.
2. Identificar las técnicas de reacondicionamiento que han sido aplicadas en el Campo Silvestre.
3. Seleccionar los pozos que presenten mayor oportunidad de reacondicionamiento del Campo Silvestre del Distrito Barinas.
4. Generar propuesta técnica de Reacondicionamiento más acertada en cada uno de los pozos seleccionados.

JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El desarrollo de la presente investigación beneficia la producción nacional, ya que ofrece maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de hidrocarburos, además, mejorar o apalancar la productividad del mismo, garantizando beneficios al Estado Venezolano, y precisamente esto es lo que requiere la industria petrolera del proceso de producción.

La revisión y búsqueda de oportunidades de reacondicionamiento en el Campo Silvestre del Distrito Barinas, para la rehabilitación de pozos mediante técnicas y métodos de reacondicionamiento, ofrece a la industria petrolera mejorar la productividad de hidrocarburos con miras de ir alineados a los planes de desarrollo de la nación, Además, el reacondicionamiento es uno de los trabajos más comunes para mejorar la productividad de los yacimientos, por ello la necesidad de estudiar los yacimientos del Campo Silvestre.

Para la superintendencia de yacimientos Barinas es de vital importancia mantener actualizada las fichas técnicas de los pozos petroleros, ya que de esta manera facilita visualizar el estado en que se encuentran los pozos y así poder determinar que trabajos necesitan, ya sean reacondicionamientos, estimulaciones o servicios. Los mismos se realizan con la finalidad de aumentar la producción de petróleo, la cual constituye una de las fases más importantes dentro de la industria petrolera, para maximizar el ingreso petrolero priorizando su crecimiento y desarrollo. Es importante destacar que la culminación de esta investigación podrá servir de guía o apoyo para realizar investigaciones similares en los otros campos del estado Barinas.

El campo Silvestre es el segundo en cuando a la producción de petróleo actualmente con 158 MMBNP el cual representa un 19 % de la

cuota de PDVSA División Boyacá, este campo es de vital importancia para PDVSA debido a que es uno de los mayores acumuladores de petróleo hasta la fecha (abril, 2018).

ALCANCES Y LIMITACIONES

ALCANCES

La presente investigación está enfocada en la División Boyacá del Distrito Barinas, en la superintendencia de yacimientos Barinas, durante el periodo de 6 meses (24 semanas) desde el 07/05/2018 hasta el 19/10/2018. En este periodo se analizarán los pozos del Campo Silvestre del Distrito Barinas, mediante los software OFM, Wellflo, Centinela, herramientas COPyR, Excel y carpetas de los pozos. Realizando fichas técnicas del historial de pozos, donde se logra visualizar las técnicas que generen mayor oportunidades de reacondicionamiento, de acuerdo a los resultados que arrojen el análisis de las causas que llevaron a la suspensión e inactivación de los pozos.

LIMITACIONES

Periodo de tiempo insuficiente para un estudio completo de los pozos en todos los yacimientos del campo Silvestre.

Tiempo que se llevó en la realización de las fichas técnicas (15) semanas. Se realizaron 53 de los pozos que se encuentran actualmente en categoría 1, categoría 2, categoría 3 y categoría 5 (Cierre Centinela de abril 2018); se tomaron en consideración debido a la importancia para el estudio de los pozos seleccionados y además los pozos vecinos.

Encontrar los datos que se necesitan para el cálculo del índice de productividad, los cuales son niveles dinámicos, presión estática, datos de la bomba ya que la falta de alguno de estos datos dificultaría su cálculo tomando de referencia uno de los pozos vecinos de los pozos en estudio, el cual fue SSW 11 no cuenta con los datos necesarios para realizar el cálculo del índice de productividad (IP).

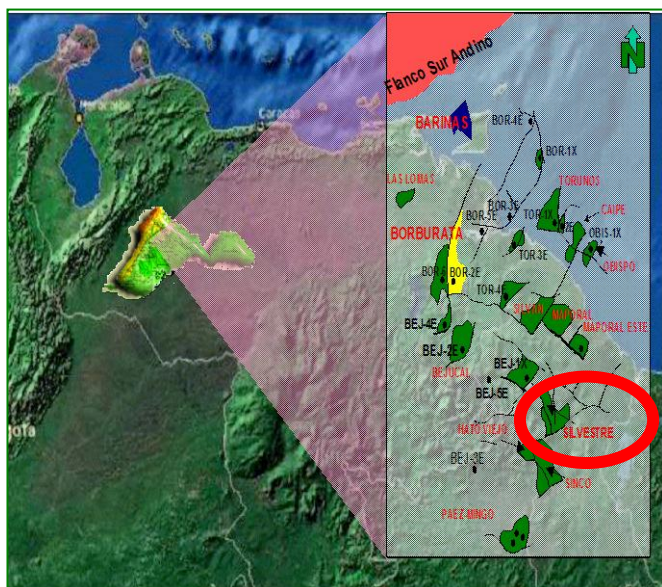
CAPITULO II

MARCO CONTEXTUAL

ÁREA DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación se desarrolló en (PDVSA) Petróleo de Venezuela Sociedad Anónima División Boyacá. Distrito Barinas. Propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, se encuentra ubicada en la Av. Orlando Araujo, sector Campo La Mesa de la ciudad Barinas, Estado Barinas-Venezuela, dentro del Holding de Exploración y producción y bajo la denominación de División Boyacá, situado en edificio número 5 gerencia/departamento de la superintendencia de yacimientos Barinas, enfocada en el Campo Silvestre, el cual se encuentra al noreste de la ciudad de barinas y limita al sureste con el Campo Sinco y al suroeste con el Campo Páez Mingo.

FiguraN° 1: Ubicación Geográfica del campo silvestre



Fuente: Tomado de Google Maps (2018)

ANTECEDENTES DEL ESTUDIO

“Los antecedentes reflejan los avances y el Estado actual del conocimiento en un área determinada y sirven de modelo o ejemplo para futuras investigaciones.” Según Fidiás Arias (2004)., es decir, son todos aquellos trabajos de grado, investigaciones o artículos que sirvan como aporte o guía al investigador y de esta manera realizar comparaciones o tener una hipótesis con respecto al área determinada, objetivo o la variable en estudio que tengan en común. Referente a la presente investigación los trabajos elaborados con anterioridad a este que presenta una similitud con respecto a los objetivos y dieron un aporte, fueron los siguientes:

Barrios. E (2017),)Realizó trabajo titulado: "REVISIÓN Y VISUALIZACIÓN DE OPORTUNIDADES EN LOS POZOS CATEGORIA 3 PERTENECIENTES AL CAMPO SILVESTRE DEL DISTRITO BARINAS, DIVISIÓN BOYACÁ", El objetivo fundamental de dicha investigación fue realizar una visualización de oportunidades en los pozos categoría 3, pertenecientes al Campo Silvestre del Distrito Barinas, mediante la revisión de la información plasmadas en las carpetas de pozos y archivos en la Red, así como también analizando el comportamiento de producción de estos pozos a través de OFM y verificando la última prueba aceptada en la herramienta Centinela; posterior a ello se realizaron fichas para optimizar la información y plantear propuestas.

Es seleccionada esta investigación como referencia ya que sus objetivos están alineados con el objetivo final de la propuesta planteada el cual es optimizar los pozos del campo Silvestre mediante técnicas de reacondicionamiento, será de gran utilidad observar las técnicas que utilizan para lograr dar una respuesta y propuesta de optimización a los pozos de

categoría 3 del Campo Silvestre del Distrito Barinas, además de que realizaron veinte dos(22) fichas técnicas de los pozos de categoría 3 del mismo campo y aunque hoy día se encuentran 32 pozos en categoría 3 solo se tendrá que actualizar y corroborar la información de las fichas técnicas de los veinte dos(22) pozos que se estudiaron, si continúan en la misma categoría.

Rojas. A (2017) Realizó trabajo titulado: “**DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA OFIMÁTICA PARA EVALUACIÓN SENCILLA DE POZOS CATEGORÍA 3 Y DIAGRAMAS DE POZO DIVISIÓN BOYACÁ DISTRITO BARINAS**”, con este estudio se podrá establecer una matriz de datos que permita decidir en cierto grado de certidumbre la reactivación, Ra/Rc y estimulación en cuanto a conocimientos teóricos que posteriormente pueden llevarse a la práctica reduciendo así la cantidad de pozos que son improductivos para la empresa y pudiendo generar algún daño ambiental o costos adicionales.

Es seleccionada esta investigación de referencia ya que nos servirá para ciertas categorías la toma de decisión de elegir adecuadamente la técnica de reacondicionamiento y como evaluar de forma sencilla los pozos de categoría 3, además, la conclusión y recomendaciones serán de gran ayuda para facilitar el proceso de la realización de las fichas técnicas.

Nieves. A(2012),) Realizó trabajo titulado: “**ANÁLISIS INTEGRAL DE YACIMIENTO PARA LA REACTIVACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO LAS MERCEDES, EN LOS YACIMIENTOS LPBB ME 2, KOPQ ME 230, DEL DISTRITO GUÁRICO**”, El análisis integral de cada uno de los Yacimientos en estudio se realizó con la finalidad de proponer oportunidades de reactivación de pozos para trabajos de servicio o Ra/Rc, que permitan aumentar la productividad del Campo Las Mercedes y de igual forma se estará apalancando la producción de crudo pesado del bloque 8 (Boyacá).

Es seleccionada esta investigación de referencia ya que permite adquirir más conocimientos para llevar a cabo la reactivación de pozos petroleros.

MARCO TEÓRICO

Se entiende por marco teórico el conjunto de ideas, procedimientos y teorías que sirven a un investigador para llevar a término su actividad. Podríamos decir que el marco teórico establece las coordenadas básicas a partir de las cuales se investiga en una disciplina determinada. Tamayo, M. (2012)

El marco teórico de la investigación o marco referencial, puede ser definido como el compendio de una serie de elementos conceptuales que sirven de base a la indagación por realizar. Fidias, A (1999, pag 13).

1. INGENIERÍA DE YACIMIENTOS

Es la aplicación de principios científicos a problemas de drenaje que resultan durante el desarrollo y producción de yacimientos de hidrocarburos. También se puede definir como la estrategia que se utiliza para desarrollar y producir fluidos de hidrocarburos de tal forma que se obtenga un recobro eficiente.

1.2. Definición de Yacimientos

Se entiende por yacimiento como una unidad geológica de volumen limitado, conectada hidráulicamente, porosa y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y gaseoso a una determinada presión y temperatura. Los cinco componentes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: fuente, migración, trampa, almacenaje porosidad y permeabilidad.

2. SISTEMA PETROLÍFERO.

2.1 Clasificación de los Yacimientos

Los yacimientos pueden clasificarse de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Geológicamente.
- b) De acuerdo al punto de burbuja.
- c) De acuerdo a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos.
- d) De acuerdo al mecanismo de producción.

De acuerdo a la Geología:

- Trampas Estructurales: Son el resultado de los efectos deformantes debido a la tectónica en las rocas del subsuelo, entre estas se tienen: Pliegues, discordancias, sinclinales, anticlinales, entre otros.
- Trampas Estratigráficas: Ocurre en los yacimientos en los cuales el cierre es debido a la terminación más o menos brusca de la permeabilidad en una dirección paralela o estratificación sin intervención de una falla. Estos pueden ser lentes de arenas, cambio de facies, cambios de permeabilidad, entre otros.
- Trampas Combinadas: Significa que tanto el aspecto estructural como los cambios estratigráficos en el estrato que forma el yacimiento influenciaron el entrapamiento de los hidrocarburos.

De acuerdo al Punto de Burbuja:

- Sub-Saturados: Yacimientos cuya presión inicial es mayor a la presión de burbuja, inicialmente solo se presenta la fase líquida. Las burbujas de gas se desprenden del crudo una vez el punto de burbuja se alcanza.
- Saturados: Yacimientos cuya presión es igual o menor que la presión de burbuja, este yacimiento bifásico consiste en una zona gaseosa supra yaciendo una zona líquida. La composición del gas y crudo son completamente diferentes estas se pueden representar en diagramas de fases individuales.

De acuerdo a variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos:

- Volumétricos: Cuando no existe un acuífero adyacente al yacimiento (yacimiento cerrado)
- No Volumétricos: El volumen disponible a hidrocarburos se reduce por la intrusión de agua procedente de un acuífero activo.

De acuerdo al Mecanismo de Producción.

La producción inicial de hidrocarburos está influenciada por el uso de la energía natural del yacimiento y normalmente se le denomina producción natural o primaria y está gobernada por los siguientes mecanismos naturales de producción.

- Desplazamiento Hidráulico: El cual se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento, origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. El flujo de agua puede ser activo o parcial, según sea el reemplazo volumétrico de fluido del acuífero al yacimiento; y lateral o de fondo, según la posición del acuífero en la estructura del yacimiento.
- Desplazamiento por Gas en Solución: Es el mecanismo de producción más común y generalmente contribuye a la producción de la mayoría de los yacimientos. Cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas, a medida que se produce dicho yacimiento ocurre una disminución de presión la cual origina una expansión de los fluidos, liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo (gas) y ocupando el lugar del fluido producido.
- Desplazamiento por Expansión de Capa de Gas: Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la de burbujeo.

Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores.

- Desplazamiento por Expansión de la Roca y de los Fluidos: Ocurre principalmente en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no se libera hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo. Mientras ocurre esta reducción y si no existe en el yacimiento otro mecanismo de expulsión, la producción será debido a la expansión del petróleo y el agua connata y reducción del volumen poroso.
- Desplazamiento por Segregación Gravitacional: Se debe al flujo en contracorriente donde el gas migra hacia la parte alta de la estructura, separándose del líquido por diferencia de densidad, con el tiempo y dependiendo del volumen del yacimiento es posible que se forme una capa de gas secundaria en el tope de la estructura.

2.2. Comportamiento de los principales mecanismos de producción.

a) Completación: Se define como las actividades que se realizan posteriores a la perforación del hoyo principal, hasta que se coloca el pozo en producción.

Estas operaciones incluyen la corrida de la sarta de producción con sus accesorios (mandriles, obturadores, nipples de asiento, etc.), cañoneo de los intervalos a producir e instalación de equipos de superficie o subsuelo así como cualquier trabajo de estimulación (forzamiento arena-petróleo, fracturas, acidificación, etc.), si la terminación lo requiere.

b) Acuíferos: Se puede definir como un volumen de agua depositado en la roca subyacente que está en contacto con una acumulación de hidrocarburos. Los acuíferos pueden ser grandes, medianos o pequeños, es decir, pueden presentarse en diferentes tamaños.

3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

La petrofísica es la especialidad que caracteriza las propiedades físicas de la roca, mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca y sus fluidos. La realización de un estudio petrofísico tiene gran importancia para el análisis de un pozo, yacimiento o campo, ya que a través de estos estudios se pueden definir las propiedades de las rocas y la estructura del área en consideración, esto permite obtener con mayor precisión estudios de cálculos de reserva de petróleo y movilidad de los fluidos dentro del yacimiento.

A continuación se presentan algunos de los parámetros petrofísicos más importantes, los cuales fueron utilizados para la caracterización del área de estudio del presente trabajo.

3.1. Porosidad (\emptyset)

Se define como el volumen poroso entre el volumen total de roca y se puede expresar en fracción o en porcentaje.

a) Clasificación de la porosidad: Durante el proceso de sedimentación y litificación, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos tales como cementación y compactación; por ende, existirán poros interconectados y otros aislados.

Esto lleva a clasificar la porosidad en absoluta y efectiva dependiendo de qué espacios porales se midan durante la determinación del volumen de estos espacios porosos.

- Porosidad Absoluta: Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca este o no interconectado.
- Porosidad Efectiva: Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de la roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de

la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca.

- Porosidad No Efectiva: Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva, es decir, la relación del volumen poroso no conectado con el volumen bruto de la roca.

3.2. Saturación de Fluido (S)

La Saturación de un fluido en una roca es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso, es decir, la relación entre el volumen de fluido en los poros con respecto al volumen total de los poros. Las saturaciones se expresan como fracción o porcentajes del volumen de los poros.

3.3. Permeabilidad (K)

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. La unidad de permeabilidad es el Darcy. Una roca, para ser permeable, debe poseer poros interconectados o fracturas, por lo tanto, hay una relación directa entre la porosidad efectiva y la permeabilidad, cabe destacar que la permeabilidad aumenta mientras mejor es la selección o escogimiento de los granos.

a) Tipos de Permeabilidad

- Permeabilidad absoluta: Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.

- Permeabilidad efectiva: Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos.

- Permeabilidad relativa: Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta da una medida de la forma como

un fluido se desplaza en el medio poroso, siempre la permeabilidades relativas son menores a las efectivas. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor a 1.0.

3.4. Volumen de Arcilla

Para realizar una buena evaluación petrofísica se debe conocer el valor del volumen de arcilla contenido en las arenas. En la práctica, este valor se calcula a partir de las lecturas de los perfiles, bien sea de manera individual, usando el registro de rayos gamma, el registro potencial espontáneo (SP) y el registro de resistividad o combinando dos curvas, Densidad-Neutrón, Densidad-Sónico y Sónico Neutrón. Las arcillas y lutitas tienen valores de porosidad muy altos, pero debido al pequeño tamaño de sus granos tienen muy baja permeabilidad, por lo cual funcionan como un sello de los reservorios.

3.5. Conteo de Arena o espesor de arena

El conteo de arena es uno de los procesos más importantes que resulta del análisis petrofísico, ya que permite diferenciar una arena productora de otra basándose en sus propias características petrofísicas. Este proceso permite estimar volúmenes de hidrocarburo en sitio, para luego decidir si explotarlo eficazmente o no. Existen dos tipos de conteo de arena:

- a) Arena Neta Total (ANT): Es el número de pies de arena que atraviesa un pozo, corresponde al espesor verdadero de la arena en ese punto.
- b) Arena Neta Petrolífera (ANP): Es el número de pies de la columna de arena del pozo que forma parte de la arena total y que puede ser considerada como productora de hidrocarburo.

4. REGISTROS PETROFÍSICOS

Registros que se realizan en el pozo luego de la perforación mediante instrumentos de medición eléctricos, sónicos y nucleares que transmiten información sobre la composición de las rocas, el contenido de los fluidos (petróleo, gas, agua), porosidad o permeabilidad así como las profundidades a que se encuentran.

4.1. Fundamentos de la interpretación de los registros de pozos

El intérprete debe utilizar los perfiles de pozo para estimar el espesor, las porosidades y saturaciones de agua de cada zona de interés. La presencia de lutitas en las formaciones complica substancialmente la interpretación. Por esta razón, existen los principios de interpretación en formaciones limpias y principios en las formaciones arcillosas.

4.2. Registro Gamma Ray

El perfil es una medida de la emisión natural de rayos gamma de las formaciones, mediante emisiones de ondas electromagnéticas de alta energía por la desintegración de elementos radioactivos. De todas las formaciones encontradas en la perforación de pozos, las lutitas parecen contener la mayor cantidad de sales radioactivas, por lo tanto, el perfil de rayos gamma esencialmente distingue las lutitas de las demás formaciones. La herramienta de rayos gamma consta básicamente de un detector de rayos gamma y de un equipo electrónico de control y transmisión de datos.

El perfil de rayos gamma puede registrarse en cualquier tipo de fluido existente en el hoyo, incluyendo aire o petróleo, y por esta razón, es un perfil de suma utilidad en la industria petrolera. Entre las aplicaciones más notables están:

- a) Definición y correlación de estratos.
- b) Indicador del contenido de lutitas.
- c) Evaluar minerales radiactivos.

- d) Posicionamiento de los cañones perforadores.
- e) Estimación de límites de capas.
- f) Estimación del contenido de arcilla en capas permeables.

4.3. Perfiles de Resistividad

Los registros de resistividad fueron los primeros que se introdujeron en la industria petrolera y han evolucionado mucho desde entonces; estos pueden ser de varios tipos: convencionales, de corriente enfocada, de inducción, de micro resistividad, entre otros. En la actualidad el más utilizado es el Doble Laterolog. Su objetivo, como en las restantes herramientas de resistividad, es la medición de la resistividad verdadera de la formación, este dispositivo proporciona dos valores de resistividad: uno profundo (correspondiente a la zona virgen) o sea resistividad real de la formación (RT) y otro somero (correspondiente a la zona invadida).

4.4. Registros Carbono Oxígeno.

Los registros carbono oxígeno provee las medidas necesarias para la determinación de saturaciones de fluidos a través de la tubería/revestidor, fundamentales para el monitoreo y evaluación de los yacimientos agotados. Su principio de medición se basa, en el análisis del espectro de Rayos Gamma inducidos por la interacción de neutrones en la formación. Esto lo hace con una fuente de emisión de neutrones y dos (2) detectores en línea. El objetivo de la adquisición del registro de saturación de fluidos es el reconocimiento de la distribución de las saturaciones actuales de fluidos, así como obtener información de mineralogía para mejorar la evaluación petrofísica del intervalo registrado y de esta manera soportar o desechar programas de cañoneo. Entre las aplicaciones más destacadas:

- a) Determinación de la saturación de fluidos detrás del revestimiento en cualquier ambiente de salinidad.

- b) Determinación de los contactos de fluidos (petróleo, gas, agua).
- c) Distinción del agua de formación del agua del sistema de inyección mediante contraste de las salinidades.

Es necesario destacar que, para efectos de la interpretación, la relación Carbono/Oxígeno (C/O) depende en gran medida de las variables ambientales (peso y tamaño del revestidor, diámetro de hoyo, volumen de cemento, tipo y salinidad de los fluidos en el hoyo), especialmente la porosidad y las condiciones cercanas al hoyo y se verá afectada por la presencia de cavernas y por una mala calidad de cemento.

Condiciones como bajas porosidades, hoyos muy grandes y revestidores muy pesados afecta la distribución de las relaciones Carbono-Oxígeno, aspecto que impactará en el cómputo del volumen de petróleo a partir del método del paralelogramo.

5. TRABAJOS DE POZOS

Durante la fase productiva del pozo se efectúan trabajos adicionales que tienen por finalidad mantener o aumentar la eficiencia de producción o inyección según sea la naturaleza del pozo. Estos trabajos pueden clasificarse como:

- Reacondicionamientos
- Reparaciones
- Estimulaciones

5.1. Reacondicionamiento

Son aquellos trabajos adicionales efectuados al pozo que ocasionan cambios del horizonte productor o en el intervalo productor de dicho pozo; a este tipo de trabajo se le llama rehabilitación, estos trabajos podrían ser:

- a) Aperturas de arenas adicionales
- b) Recompletación

c) Aislamiento de intervalos

5.2. Reparación de Pozos

Son trabajos realizados a los pozos, con el propósito de reemplazar o instalar herramientas de subsuelo para aumentar la eficiencia del método de producción y/o disminuir la producción de arena asociada al crudo. Los tipos de reparaciones que deben realizarse en un pozo dependerán de la magnitud del problema que lo afecte.

5.3. Estimulación de pozos

Son aquellos trabajos adicionales efectuados al pozo con la finalidad de aumentar la producción de hidrocarburos mediante el uso de algunos dispositivos mecánicos o estímulo a la formación que ocasione un incremento en la permeabilidad efectiva a los fluidos que se producen o se inyectan frente a la cara de la arena.

a) Inyección de surfactante

b) Acidificación

c) Acidificación / Fracturas

d) Fracturamiento Hidráulico

e) Cambio de Método (BES / BCP)

6. PROBLEMAS DE POZO

Según Rodríguez (2006) durante la vida productiva de los pozos de petróleo ocurren diferentes situaciones que reducen su capacidad de producción, tales como: alta relación gas –petróleo (RGP), alta producción de agua (RAP), pérdida de producción específica, las cuales obligan en un momento determinado a clasificar al pozo como no económico.

Cuando los pozos llegan a la categoría de pozos problemas, deberá llevarse a cabo un análisis a fondo con las recomendaciones necesarias para ejecutar las siguientes acciones:

- a) Reparar el pozo /Rehabilitación.
- b) Continuar produciendo hasta su límite económico.
- c) Mantener presión con inyección.
- d) Operaciones de Recobro mejorado.
- e) Abandono del pozo.

El analizar un pozo problema puede incluir un estudio de yacimientos y en algunos casos tomar registros de producción, limpiezas u otros trabajos pequeños, para obtener datos ya sea para estudio del pozo o del yacimiento. Por esto la necesidad de mantener una constante “planificación sobre los pozos por reparar”, para lo cual se deben analizar los problemas específicos en cada pozo e identificar el pozo problema y el tipo de reparación que se ha de realizar para el mantenimiento o generación del potencial.

6.1. Factores que deben considerarse para identificar un pozo problema

Durante la vida productiva de un pozo se presentan ciertos problemas que impiden que éste siga en producción hasta un límite económico, es por ello, que se procede analizar las causas que no permitieron seguir factiblemente con la producción del pozo, para luego hacer las recomendaciones necesarias y poder continuar con su producción, a continuación se presentan las principales herramientas que se deben visualizar para detectar la causa.

- a) Problema aparente del pozo: Se analiza basándose en su comportamiento durante la vida productiva.

b) Revisar la Historia del pozo: Es la base principal para el diagnóstico del problema y la recomendación del trabajo a realizar, se deben tomar en cuenta los siguientes puntos:

- **Completación Original:** Se deben considerar los procedimientos utilizados en la perforación de las zonas productoras, incluyendo los fluidos utilizados, trabajos de cementación (ubicar cuello flotador y tope del cemento), fecha de completación e intervalos cañoneados (tipo de cañón y su penetración) y detalle de la completación final (tubería de producción, empaaduras, revestidores).
- **Trabajos Posteriores:** Se analizan con detalles todos los trabajos efectuados en el pozo, motivo por el cual fue efectuado, fluidos utilizados, estimulaciones, detalles de tubería de producción y resultados del trabajo.
- **Historia de Producción:** Presenta el comportamiento de producción del pozo, pruebas de producción actual de petróleo, agua y RGP. Se reportan todos los cambios como estranguladores usados, métodos de producción y acumulados de petróleo, agua y gas.
- **Presión del Yacimiento:** Se estudia el comportamiento de presión del yacimiento, los cambios de producción en conjunto con los de presión de yacimiento. Se compara la historia de presión del pozo problema con los pozos del mismo yacimiento.
- **Diagnóstico del equipo de producción:** Conocer las condiciones de operación de un equipo de producción, ya que muchas veces el bajo rendimiento de determinados pozos se debe a un mal funcionamiento de dicho equipo, lo cual se corrige sin que se requiera la entrada de un taladro de reacondicionamiento.
- **Condición mecánica:** Verificar el estado mecánico del pozo mediante la revisión de trabajos anteriores en los cuales se hayan corrido herramientas

de calibración del revestimiento y que se hayan realizado pruebas de revestimiento incrementando presión por el anular.

- Pozos vecinos: Se revisan los problemas presentes en los pozos vecinos, los trabajos realizados anteriormente y su comportamiento de producción después de cada trabajo. Su posición estructural, zonas abiertas a producción y correlación con la del pozo estudio, zonas aisladas por problemas de agua y/o gas.

- Análisis de Estudio, Pruebas y Registro de Producción: Se analizan mapas estructurales, isópacos, porcentaje de agua y sedimento (% AyS), se analizan los registros de producción, análisis de agua, pruebas de comunicación, chequeos de fondo y análisis de muestras de sedimentos.

- Análisis de datos geológicos: Se ubica la posición estructural del pozo en el yacimiento, se realizan análisis estratigráficos de los cortes transversales, identificación de los contactos agua-petróleo (CAP) y gas -petróleo (CGP) y se analizan las correlaciones.

- Consideraciones de yacimiento: En estas consideraciones se deben tomar los datos de permeabilidad y porosidad, saturación de agua, permeabilidad relativa, naturaleza de las rocas del yacimiento, efectividad de los diversos mecanismos de empuje del yacimiento, futuro pronóstico del comportamiento del yacimiento, futuros proyectos de recuperación secundaria.

-

7.POES

El petróleo original en sitio (POES) es el volumen inicial u original de petróleo existente en las acumulaciones naturales.

7.1. Factor de Recobro

El factor de recobro de un yacimiento petrolífero representa la fracción del volumen poroso de Petróleo Originalmente en Sitio (POES) que se anticipa producir hasta las condiciones de abandono del yacimiento. Comúnmente se expresa en porcentaje. El nivel de recobro a obtenerse de cualquier

acumulación no es una cantidad fija, sino que está directamente relacionado con el tipo de mecanismo de producción que domina al yacimiento. Sin embargo, a pesar de la relación directa entre la fuente de energía y el factor de recobro, en última instancia el recobro final del yacimiento va a depender en gran parte no solo de que exista el nivel de energía necesario, sino de la forma en que el operador utilice esa energía, es decir de la estrategia de explotación.

8. RESERVAS

Son las cantidades de volúmenes de hidrocarburos estimados que pueden ser recuperados comercialmente, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible en una fecha determinada.

Todas las estimaciones de reservas involucran un grado de incertidumbre, la cual depende principalmente de la cantidad de información de geología e ingeniería confiable y disponible al tiempo de la interpretación de esos datos. El grado relativo de incertidumbre conduce a clasificar básicamente las reservas en: probadas y no probadas.

a) Las reservas Probadas: Son la cantidad de hidrocarburos que se estima recuperable con razonable certeza de yacimientos conocidos, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones tecnológicas, económicas y regulaciones gubernamentales vigentes. Estas reservas presentan una certidumbre mayor o igual al 90%.

b) Las reservas probadas se subdividen de acuerdo al grado de desarrollo en reservas Desarrolladas y No Desarrolladas.

Reservas Desarrolladas: Son las reservas probadas, recuperables a través de los pozos e instalaciones existentes.

Reservas No desarrolladas: son las reservas de hidrocarburo que se pueden recuperar comercialmente a través de pozos adicionales a perforar e instalaciones existentes.

c) Las reservas Probables: Son los volúmenes estimados de petróleo y gas, atribuibles a acumulaciones conocidas, en las cuales la información geológica y de ingeniería indica desde el punto de vista de su recuperación, un grado mayor de incertidumbre a la de las reservas probadas. Estas reservas presentan una certidumbre mayor o igual al 50% y pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras favorables, diferentes a las utilizadas para las reservas probadas.

d) Las reservas Posibles: Estimado de reservas de hidrocarburos en base a datos geológicos (sísmica), de áreas no perforadas o no probadas. Las estimaciones de reservas posibles presentan un grado de certidumbre mayor o igual al 10% y pueden ser realizadas suponiendo condiciones futuras favorables (económicas y regulaciones gubernamentales).

e) Reservas Remanentes: Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

SISTEMA DE VARIABLES

Variable, según Hurtado y Garrido (1997:7) es todo aquello que puede cambiar o adoptar distintos valores, calidad: cantidad o dimensión. Es cualquier característica que puede cambiar cualitativamente o cuantitativamente. En una investigación las variables son las distintas propiedades, factores o características que presenta la población estudiada, que varían en cuanto a su magnitud, como la edad, la distancia, la productividad, la calidad de un trabajo realizado y tantas otras.

Las variables pueden ser cualitativas o cuantitativas; las variables cuantitativas: Son las que poseen valores cuantificables o que pueden expresarse numéricamente se clasifican o son de tipo discretas o continuas: Las discretas las que presentan valores enteros no fraccionables, como el número de unidades de un producto fabricado o la cantidad de muertos en un accidente, entre otros. y continuas las que poseen valores numéricos fraccionables, como: la distancia la edad, el peso, los ingresos económicos o las ganancias de una campaña en todo caso es bien importante saber diferenciarlas porque cada tipo requerirá de la aplicación de diferentes estadísticas a la hora de realizar el análisis cuantitativo de los datos.

Variables cualitativas se refieren a características no cuantificables, como el color y el sexo, entre otras.

MAPA DE VARIABLES.

Tabla N°1. Mapa de Variables.

Objetivo General: Proponer técnica de reacondicionamiento a los pozos de categoría 1, 2, 3 y 5 del Campo Silvestre del Distrito Barinas, División Boyacá.

Objetivos Específicos	Variable	Definición Operacional	Indicadores
Examinar las causas de inactividad de pozos en el Campo Silvestre Distrito Barinas División Boyacá.	Causas de inactividad o de pozos.	<p>Existen diversas causas de inactividad de pozos las cuales pueden ser agrupadas en según la disponibilidad del pozo (inmediata y no inmediata).</p> <p>Los pozos pueden ser cerrados con disponibilidad inmediata por las siguientes causas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cerrado por falta temporal • Cerrada por control interno • Esperando estímulo para iniciar flujo. • Cerrada por falla temporal del sistema de utilización de gas • Cerradas por falta de mercado. • Cerradas por otras causas <p>Los pozos pueden ser cerrados con disponibilidad no inmediata por las siguientes causas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Esperando abandono. 	<ul style="list-style-type: none"> • Porcentaje de agua y sedimento (%A y S) • Barriles de fluido por día. • Barriles de petróleo por día • Estado actual del pozo • Alta relación gas petróleo • Alta producción de agua • Perdida de producción específica • zonas productoras

		<ul style="list-style-type: none"> • Esperando recompletación (cambio de zona productora) • Cerrada por razones económicas • Cerrado por alta relación gas/petróleo • Cerrado por orden oficial (ministerio). • Esperando instalación de superficie • Esperando instalación de subsuelo 	
Identificar las técnicas de reacondicionamiento que han sido aplicadas en el Campo Silvestre.	Técnicas de reacondicionamiento Pozos que presenten oportunidad de reacondicionamiento	Las técnicas de reacondicionamiento son aquellas realizadas en pozos de petróleo, gas o de inyección, después de haber cumplido la perforación y completación inicial. Cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos). Los trabajos de reacondicionamiento se clasifican de acuerdo a si se efectúan en el mismo yacimiento o si tiene como fin cambiar la zona productora	<ul style="list-style-type: none"> • Operaciones con guaya fina. • trabajos menores realizados a los pozos con unidades especiales. • técnicas de control de arena • técnicas de control de agua • conificación • Adedamiento • comunicación mecánica) • inyección de agua, • fracturamiento, • acidificación matricial • inyección alternada de vapor • inyección de vapor convencional • inyección de vapor selectiva • fallas de cementación • cañoneo • recañoneo de intervalos productores

<p>Seleccionar los pozos que presenten mayor oportunidad de reacondicionamiento, a través de soporte geológico, del Campo Silvestre del Distrito Barinas.</p>	<p>Pozos que presenten oportunidad de reacondicionamiento</p>	<p>Se analiza basándose en su comportamiento de producción, pueden ser pozos activos, inactivos o suspendidos que tengan oportunidad de ser reactivados o de mejorar su producción, esto sucede cuando se presentan situaciones donde se tenía un pozo productor por flujo natural, pero que al tener un decrecimiento muy alto y rápido de la presión necesita que se le aplique algún mecanismo de empuje para que siga y se mantenga la producción, o en el mejor de los casos aumente la producción.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estado actual del pozo • Presión capilar • Relación gas petróleo • Declinación de la producción • Diagrama de pozos • Reservas recuperables • Reservas remanentes • Factor de recobro • Poes
<p>Generar la propuesta técnica de reacondicionamiento más acertada en cada uno de los pozos seleccionados.</p>	<p>Propuesta técnica de reacondicionamiento</p>	<p>Se realiza con la finalidad de mejorar o apalancar el factor de recobro de los pozos, es decir, la propuesta debe aportar verdaderas soluciones y ofrecer alternativas para lograr una autentica y excelente optimización de pozos de petróleo.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Registros • Petrofísica • Mapa isopaco estructural • Mapa de burbuja • Calculo del IP

Fuente: Brito, J. (2018)

NORMATIVA Y ASPECTOS LEGALES.

Las bases legales de esta investigación se encuentran representadas por las siguientes leyes, la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999), ley del plan de la patria (2013-2019).

Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999), de donde se destacan los artículos 102 y 109 donde cita:

Artículo 102. “La educación es un derecho humano y un deber social fundamental, es democrática, gratuita y obligatoria. El Estado la asumirá como función indeclinable y de máximo interés en todos sus niveles y modalidades, y como instrumento del conocimiento científico, humanístico y tecnológico al servicio de la sociedad. La educación es un servicio público y está fundamentada en el respeto a todas las corrientes del pensamiento, con la finalidad de desarrollar el potencial creativo de cada ser humano y el pleno ejercicio de su personalidad en una sociedad democrática basada en la valoración ética del trabajo y en la participación activa, consciente y solidaria en los procesos de transformación social, consustanciados con los valores de la identidad nacional y con una visión latinoamericana y universal. El Estado, con la participación de las familias y la sociedad, promoverá el proceso de educación ciudadana, de acuerdo con los principios contenidos en esta Constitución y en la ley”.

Artículo 109. “El Estado reconocerá la autonomía universitaria como principio y jerarquía que permite a los profesores, profesoras, estudiantes, egresados y egresadas de su comunidad dedicarse a la búsqueda del conocimiento a través de la investigación científica, humanística y tecnológica, para beneficio espiritual y material de la Nación. Las universidades autónomas se darán sus normas de gobierno, funcionamiento y la administración eficiente de su patrimonio bajo el control y vigilancia que a tales efectos establezca la ley. Se consagra la autonomía universitaria para planificar, organizar, elaborar y actualizar los

programas de investigación, docencia y extensión. Se establece la inviolabilidad del recinto universitario. Las universidades nacionales experimentales alcanzarán su autonomía de conformidad con la ley”.

Los dos artículos mencionados anteriormente se basan en el conocimiento e investigación científica, humanística y tecnológica, para beneficio de sociedad y la nación. Estos artículos se relacionan con mi investigación debido a que soy parte de la sociedad y como universitaria tengo el derecho y deber de planificar, organizar, elaborar y actualizar cualquier tema de investigación. Con el fin de desarrollar el potencial creativo de cada ser humano.

Ley del plan de la patria (2013-2019), de donde se destaca el gran objetivo histórico número tres (3) los artículo 3.1.1.1 y 3.1.3.1 donde cita:

Gran objetivo histórico número tres (3) : Convertir a Venezuela en un país potencia en lo social, lo económico y lo político dentro de la Gran Potencia Naciente de América Latina y el Caribe, que garanticen la conformación de una zona de paz en Nuestra América.

Artículo 3.1.1.1. Alcanzar la capacidad de producción de crudo hasta 3,3 MMBD para el año 2014 y 6 MMBD para el año 2019.

Artículo 3.1.3.1. Continuar las actividades de perforación, rehabilitación y reparación de pozos, que permitan mantener la producción.

Los Artículos mencionados anteriormente se relacionan con la presente investigación debido a que objetivo final de esta investigación es proponer técnicas de reacondicionamiento al campo silvestre para mantener o aumentar la producción.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación se enfoca en la búsqueda de oportunidades de reacondicionamiento que presentan los pozos de campo Silvestre del Distrito Barinas de la División Boyacá, mediante propuestas de técnicas o métodos como lo son, recañoneos, control de agua, aplicación de geles, etc. Con la finalidad de restaurar o incrementar la producción, para el cual se debe estudiar y analizar el historial del pozo, sus equipos, yacimiento, BFPD BPPD, %AyS, RGP, P-Cabezal, °API, comportamiento de producción, petrofísica, registros, mapas isopacos estructurales, mapa de burbuja, causas de inactividad y estado actual de los pozos. Los datos anteriores serán obtenidos del software OFM, herramientas centinela, COPyR, sigemap y las carpetas de los pozos.

La investigación explicativa busca comprender las relaciones entre distintos eventos, se interesa por el "por qué" y el "cómo" de los eventos o las situaciones. Hurtado. J (2010, pag 133).

La investigación descriptiva consiste en la identificación de las características del evento en estudio. Hurtado. J (2010, pag 133).

La investigación analítica o interpretativa pretende encontrar pautas de relación internas en un evento para llegar a un conocimiento más profundo de éste, que la mera descripción. Para ello se vale de las matrices de análisis, que proporcionan los criterios que permiten identificar esas pautas de relación. La investigación analítica intenta desentrañar lo que está más allá de lo evidente. Hurtado. J (2010, pag 133).

En este estudio se clasifico el tipo de investigación según el planteamiento del problema y sus objetivos principalmente como una

investigación explicativa, descriptiva y analítica. Se consideran estos tres tipos de investigación en fin de cumplir con los objetivos propuestos. Explicativa por que se analizó e interpretó los datos basados en el conocimiento del marco teórico relacionado con el comportamiento de producción, registros, propiedades petrofísicas, mapa isópaco estructural, mapa de burbuja.

Se considera descriptiva por que no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción a la relaciones que existen entre dos o más variables, es decir, en la investigación se presenta una recopilación y organización de la información de cada pozo, de forma individual para describir e identificar sus características. De igual manera la investigación pasa a ser analítica porque busca de comprender e interpretar la información de cada pozo o del yacimiento de manera profunda para comprender los aspectos menos evidentes.

METODOLOGÍA

La investigación no experimental es aquella que se realiza sin manipular deliberadamente variables; es decir, es investigación donde no hacemos variar intencionalmente las variables independientes. Lo que hacemos en la investigación no experimental es observar fenómenos tal y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos. Sampieri, Collado y Batista (1998). Se considera no experimental tomando en cuenta de que la mayoría de las variables que rigen el comportamiento de un yacimiento son variables obtenidas directamente del área en estudio como lo son la porosidad, permeabilidad saturación, presión y producción no se modifican en el desarrollo de un yacimiento.

La investigación proyectiva consiste en la elaboración de una propuesta, un plan, un programa o un modelo, como solución a un problema o necesidad de tipo práctico, ya sea de un grupo social, o de una institución, o de una región geográfica, en un área particular del conocimiento, a partir de un diagnóstico preciso de las necesidades del

momento, con base en los resultados de un proceso investigativo. Hurtado, J (2008, pag. 47). Se considera una investigación proyectiva debido a que el objetivo final es elaborar propuestas técnicas de reacondicionamiento a los pozos del Campo Silvestre del Distrito Barinas División Boyacá a partir de estudios, análisis e información precisa que dará respuesta y solución a la necesidad y problemas que presenten los pozos.

Objetivo N°1: Examinar las causas de inactividad o suspensión de pozos en el Campo Silvestre Distrito Barinas División Boyacá

Durante el periodo de 6 meses (24 semanas) desde el 07/05/2018 hasta el 19/10/2018. Principalmente se estudió el Campo Silvestre del Distrito Barinas División Boyacá sus inicios, su ubicación y su importancia para la industria petrolera nacional. Se solicitó a la superintendencia de yacimientos el cierre de Centinela del mes para observar la cantidad de pozos activos (categoría 1), esperando reparaciones menores (categoría 2) y esperando reparaciones mayores (categoría 3), se realizó una tabla resumen con la información del cierre de potencial de abril del 2018, adicionalmente junto con el estado actual del pozo o causa de inactividad el cual se encuentra en centinela.

Objetivo N°2: Identificar las técnicas de reacondicionamiento que han sido aplicadas en el Campo Silvestre.

Una vez cumplido el primer objetivo, se decidió realizar las fichas técnicas de los pozos del Campo Silvestre del Distrito Barinas, con información como tipo de pozo, elevación de la mesa rotaria, datos de coordenadas, historia de perforación, completación original, servicios, reacondicionamiento y última prueba de producción), se solicitó al Centro de Información y Tecnología (CIT) de PDVSA-Barinas, las carpetas históricas de cada pozo y se recopiló información y verificó con la información de los programas OFM, centinela y COPyR. De esta manera observar las técnicas de reacondicionamiento aplicadas.

Objetivo N°3: Seleccionar los pozos que presenten mayor oportunidad de reacondicionamiento del Campo Silvestre del Distrito Barinas.

Una vez cumplido el segundo objetivo, se decidió realizar una tabla resumen a nivel de yacimiento, se solicitó a la Gerencia de Yacimientos del distrito Barinas División Boyacá el libro de reservas del 2017 y el sumario de producción. Se realizó las tablas con los datos de cada uno de los yacimientos con la siguiente información factor de recobro, POES, reservas recuperables, producción acumulada y reservas remanentes. Se analizaran los yacimientos para determinar o seleccionar el que se estudiara con respecto a cada uno de los pozos completados en el mismo.

Objetivo N°4: Generar la propuesta técnica de reacondicionamiento más acertada en cada uno de los pozos seleccionados.

Una vez cumplido el tercer objetivo, con la data de los pozos que arrojaron respuestas positivas, se procede a realizar la propuesta técnica de reacondicionamiento y de esta manera ofrecer la oportunidad de optimizar la producción del Campo Silvestre del Distrito Barinas.

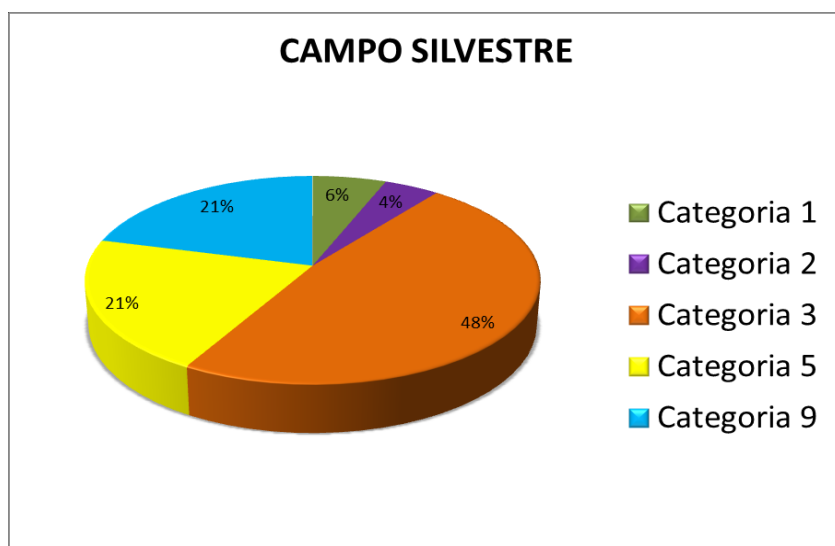
POBLACIÓN Y MUESTRA.

POBLACIÓN

Tamayo y Tamayo (2001, p. 30), una población está definida por sus características definitorias, por tanto el conjunto de elementos que posea esta característica se denomina población o universo.

Al respecto, Hernández, Fernández y Baptista (2001, p. 45), establecen que la población es todo aquello a ser estudiada y sobre la cual se pretende generalizar los resultados. Así, la población es un conjunto de todos los casos que concuerdan con una serie de especificaciones. En cuanto a esta investigación, la población será el Campo Silvestre del Distrito Barinas División Boyacá, el cual está dividido en 5 categorías, pozos activo categoría 1, pozos esperando reparaciones menores categoría 2, pozos esperando reparaciones mayores categoría 3, pozos suspendidos categoría 5 y pozos abandonados categoría 9. La población fue de 67 pozos. (Cierre Centinela de abril 2018)

Grafico N° 1: Campo Silvestre, en porcentaje la cantidad de pozos en cada categoría (Cierre Centinela de abril 2018),



Fuente: Brito, J. (2018)

MUESTRA

La muestra es un "subconjunto representativo de un universo o población." (Fidias. A, 1999, p. 22)

"Se llama muestra a una parte de la población a estudiar que sirve para representarla". Murria R. Spiegel (1991). En cuanto a esta investigación, de los 67 pozos del campo Silvestre del Distrito Barinas se tomó como muestra 39 pozos los cuales son los que se estudiarán y analizarán, de los cuales 4 se encuentran activos, 3 esperan reparaciones menores y 32 esperan reparaciones mayores.

Figura N°2: Pozos a estudiar.

Pozos De Categoría 1	Pozos De Categoría 3
SSW0067	SSW 18
SSW0066	SSW 43
SSW 40	SSW 14
SSW 2	SSW 063X
	SSW 29
	SSW 48
	SSW 23
	SSW 42
	SSW 44
	SSW 46
	SSW 55
	SSW 0062
	SSW 53
	SSW 0065
	SSW 49X
	SSW 31
	SSW 7
	SSW 5
	SSW 33
	SSW 54
	SSW 51
	SSW 28
	SSW 26
	SSW 60
	SSW 37
	SSW 52
	SSW 58
	SSW 24
	SSW 22
	SSW 25
	SSW 32A
	SSW 45

Fuente: Brito, J. (2018)

TÉCNICAS, INSTRUMENTOS Y MATERIALES APLICADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS.

TÉCNICAS DE RECOLECCION DE DATOS

Según Hurtado (2008, p. 153), las técnicas tienen que ver con los procedimientos utilizados para la recolección de datos, es decir el cómo estas pueden ser de revisión documental. Además, según el mismo autor (2006, p.164), la selección de técnicas e instrumentos de recolección de datos implica determinar por cuáles medios o procedimientos el investigador obtendrá la información necesaria para alcanzar los objetivos de la investigación.

Para la recolección de información en la presente investigación, se optaron por aquellos que ayudaron al logro de los objetivos y a obtener la información necesaria de manera organizada y precisa. Las técnicas empleadas son las enunciadas y desarrolladas a continuación:

REVISIÓN DOCUMENTAL

Para Hurtado, J (2008, p. 427), es una técnica en la cual se recurre a información escrita, ya sea bajo la toma de datos que pueden haber sido producto de mediciones hechas por otros o como texto que en sí mismo constituyen los eventos de estudio.

Para la culminación de los objetivos de esta investigación se recolectaron los datos de los pozos del campo Silvestre, la elaboración de las fichas técnicas, determinar cuáles pozos presentan oportunidad de reacondicionamiento y finalmente realizar propuesta técnica de reacondicionamiento adecuada a cada uno de los pozos que arrojaron respuestas positivas, mediante la técnica de revisión documental, es decir, consulta física de las carpetas solicitadas al Centro de Información y Tecnología (CIT) de PDVSA-Barinas de los 39 pozos seleccionados y

consulta digital de informes de pasantías, programas OFM, centinela y COPyR.

INSTRUMENTOS DE RECOLECCION DE DATOS

Instrumento N°1

Tabla N°2: Pozos completados en el Campo Silvestre

Fichas técnicas de los pozos de Campo Silvestre	
Nombre del Pozo	
Campo	
Yacimiento	
Tipo de completación	
Ultima prueba de producción (BPPD)	
Producción acumulada (MBNP)	
Mecanismo de producción	
Porcentaje de agua y sedimento (%AyS)	
yacimiento completado	
Tipo de perforación	
Profundidad del pozo MD/TVD	
Años de explotación	
Gravedad API	
%AyS	
Relación gas petróleo(%)	
Origen de coordenadas	

Completación Original	
Completación Oficial	
Perforación	
Reacondicionamiento	
Servicios	

Fuente: Brito, J. (2018)

Instrumento N°2

Tabla N°3: Características de los Yacimientos del Campo Silvestre.

CAMPO SILVESTRE	
Yacimiento	
Pozo	
FR (%)	
RESERVAS RECUPERABLES (MMBNP)	
PRODUCCION ACUMULADA (MMBNP)	
RESERVAS REMANENTES (MMBNP)	

Fuente: Brito, J. (2018)

Instrumento N°3

Tabla N°4: Características de las pruebas de producción de los pozos

CAMPO SILVESTRE	
POZO	

YACIMIENTO	
Tasa de fluido (BFPD)	
%A y S	
^a API	
Tasa de petróleo (BPPD)	
PRESION DE YACIMIENTO(LPC)	
PUNTO MEDIO. PERFORACIONES (pies)	
PROFUNDIDAD MAXIMA MD/TVD (pies)	
TEMP. FORMACION (°F)	
TEMP. MAXIMA (°F)	
NIVEL DINAMICO (pies)	
BOMBA, PROF DE asentamiento de LA BOMBA (pies)	
TIPO DE BOMBA	
HZ, ETAPAS Y PC	
Parámetros eléctrico de la Bomba Corriente AMP, voltaje VOL, potencia HP	
SALINIDAD (PPM)	
Relación gas-petróleo RGP (%)	
CARACTERISTICAS DE La tubería de producción TUBING	
CARACTERISTICAS DEL revestidor de	

producción CASING	
PRESION DE FONDO (LPC)	
IP EXCEL (BFPD/LPC)	
IP WELLFLO (BFPD/LPC)	

Fuente: Brito, J. (2018)

MATERIALES APLICADOS EN LA RECOLECCIÓN DE DATOS.

- **Carpetas del Pozo:** archivo que contiene información relacionada a los pozos. la cual está estructurada, en siete(7) partes :

1. **Correspondencia:** Documentos legales sobre los trabajos a ejecutar o ejecutados en los pozos, dirigidos a el Ministerio de Energía y Minas (MEP) y a organismos de Control.

2. **Sumario de operaciones:** Sección comprendida por la recopilación de los reportes diarios de las operaciones de perforación, Completación y reacondicionamientos y servicios realizados en el pozo, llevando la secuencia cronológica.

3. **Geología:** Se encuentra el informe geológico (registros y mapas) y estudio petrofísico del pozo.

4. **Perforación:** Se encuentra el informe y post-morten de las actividades de perforación.

5. **Producción:** Informe y post-morten de Completación, reparación, reacondicionamiento, producción y servicios, en caso de que al pozo se le haya realizado.

6. **Análisis:** Recopila los resultados de los análisis de pruebas de laboratorio. (físico-químico, PVT, núcleos, pruebas de presión entre otros).

7. **Misceláneos:** Agrupa los cálculos de costos referentes a las operaciones.

Carrero D. (2014) comenta “En estas se archiva todo tipo de información en orden cronológico de los pozos pertenecientes al campo, desde el diseño de perforación hasta cualquier intervención que se le haya hecho al mismo luego de haber estado en producción. Las mismas se encuentran disponibles en el centro de información técnica (CIT) del departamento del dato (p.65)

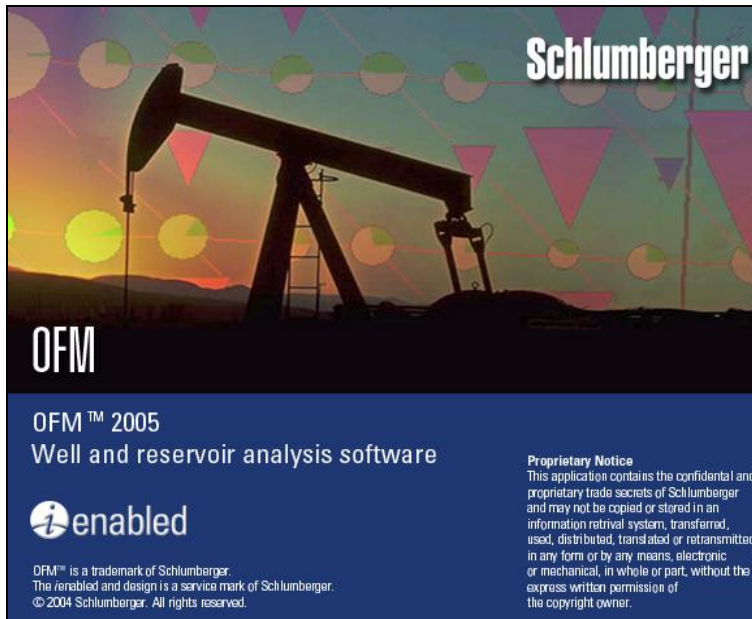
Figura N° 3: Carpetas de pozos del campo Silvestre



Fuente: Centro de Información Técnica (CIT) (2017) Programas

- **OFM (2005)** :Es una herramienta de análisis de producción de pozos y yacimientos adoptada por PDVSA, abarca un conjunto de módulos integrados que facilitan el manejo eficiente de los campos de petróleo y gas a través de sus ciclos de vida de exploración y producción, incluye características de fácil manejo y visualización como lo son: un mapa base activo, reportes, gráficos y análisis de curvas de declinación. esta herramienta fue útil para la generación de mapas de burbuja y gráficos de producción.

- Figura N° 4: Programa OFM



Fuente: PDVSA Departamento de Yacimiento (2018)

-COPyR: Es una página Web que permite visualizar la base de datos de cada pozo asociada a los reportes de los trabajos realizados a los pozos, como perforación, completación original, reacondicionamientos, estimulaciones, servicios entre otros de cada Campo y Estado correspondiente a PDVSA. Cuya finalidad fue revisar si la información cargada coincide con la información de las carpetas de los pozos.

Figura N° 5: Programa COPyR



Fuente: PDVSA Departamento de Yacimiento (2018)

-Centinela: Es un programa recopilador de datos de campo, que permite visualizar la producción diaria del pozo, datos de relación gas petróleo, estado actual del pozo, ubicación de la completación actual, grado API del crudo, presiones de superficie, presiones de fondo, entre otros; en la mayoría de los casos está información alimenta la base de datos de otros programas, los cuales ofrecen otro tipo de información a procesar la data original obtenida de centinela.

Este programa se utilizó también para cotejar información de las carpetas y fue de gran ventaja a la hora de conocer la producción del pozo desde completación original y la completación en otros yacimientos

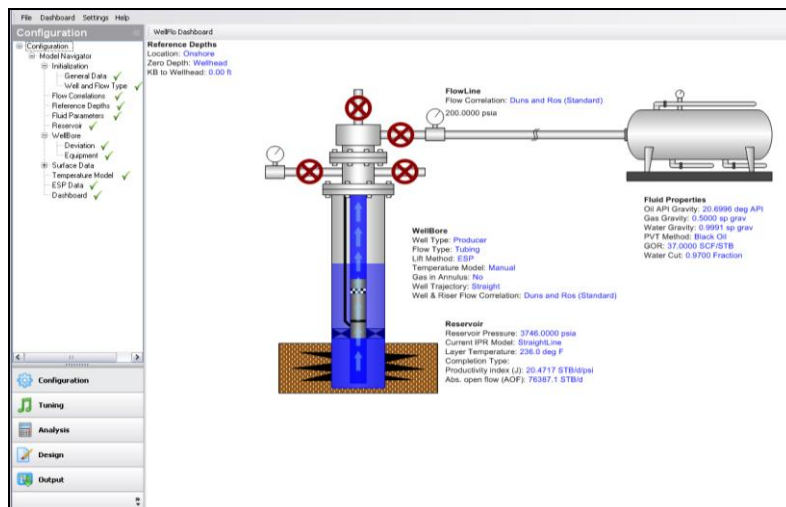
Figura N°6: Programa Centinela



Fuente: PDVSA Departamento de Yacimiento (2018)

-Wellflo (2014): el software de análisis de sistema Wellflo fue desarrollado por la empresa Weatherford, es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sea porque producen por flujo natural o por levantamiento artificial. Con este software el ingeniero construye modelos de pozos, usando una interfaz de configuración de pozos paso a paso

Figura N° 7: software Wellflo.



Fuente: Brito, J. (2018)

CAPITULO IV

ANALISIS DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se analizan los resultados que se obtuvieron mediante la investigación y las actividades realizadas con la perspectiva de lograr cada uno de los objetivos específicos planteados, los cuales son:

Examinar las causas de inactividad de pozos en el Campo Silvestre Distrito Barinas División Boyacá.

El Campo Silvestre del Distrito Barinas cuenta con un total de 67 pozos, de los cuales se estudiarán 4 pozos activos (categoría 1), 3 pozos esperando reparaciones menores (categoría 2) y 32 pozos esperando reparaciones mayores con un total a estudiar de 39 pozos, y los 28 pozos restantes que no se estudiaron debido a que se encuentran suspendidos (categoría 5) y abandonados (categoría 9).

De la revisión de los 39 pozos se recopiló del reporte mensual de los mismos, junto con los reportes de Centinela la siguiente información: yacimiento, fecha de la última prueba de producción, tasa de fluido en barriles de fluido por día, corte de agua y sedimento, tasa de petróleo en barriles de petróleo por día, gravedad API y el estado actual del pozo o motivo por el cual se encuentra suspendido.

Pozos de categoría N°1

Los pozos de categoría 1 son los que se encuentran activos actualmente.

En la **(Tabla N° 5)** se puede observar que actualmente el campo Silvestre aporta una producción de 1392 BPPD.

Tabla N° 5: Data de información de los pozos de categoría 1 del Campo Silvestre del Distrito Barinas.

Pozos	Categoría	Yacimiento	Fecha_Pru	BFPD	AyS (%)	BPPD	°API	Estado actual
SSW 2	1	B SSW 2	27-sep-17	168	85	25	22,9	Activo
SSW 40	1	P1 SSW 2	13-sep-17	5339	97	155	20,7	Activo
SSW 0066	1	SSW 0066	30-abr-18	610	5	565	25.0	Activo
SSW 0067	1	SSW 0066	03-abr-18	670	0.1	647	25.0	Activo

Fuente: Brito, J. (2018)

Pozos de categoría N°2

Los pozos de categoría 2 son los pozos esperando reparaciones menores: Es el conjunto de actividades de rehabilitación de pozos que están asociados con la corrección de problemas de aspecto mecánico y aquellos que no interviene el yacimiento (no altera las condiciones originales del yacimiento). Rosas. M. (2014).

Tabla N°6: Data de información de los pozos de categoría 2 del Campo Silvestre del Distrito Barinas.

Pozos	Categoría	Yacimiento	Fecha_Pru	BFPD	AyS (%)	BPPD	°API	Estado actual
SSW 16	2	B SSW 2	12-sep-17	4829	96	187	20,7	espera reparación menor de equipo de subsuelo
SSW 39	2	O SSW 2	26-sep-17	224	70	65	25	espera reparación menor de equipo de subsuelo
SSW 064X	2	P SSW 064X	27-oct-17	353	80	69	21,7	espera reparación menor de equipo de subsuelo

Fuente: Brito, J. (2018)

Pozos de categoría N°3

Los pozos de categoría 3 son los que se encuentran esperando reparaciones mayores: Es la intervención al pozo que implique una modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o de inyección (alterando las condiciones originales del yacimiento). Dichas operaciones se realizan con equipos de reparación convencional o especial, (tubería flexible, equipo de registros). Rosas. M. (2014).

Tabla N° 7: Data de información de los pozos de categoría 3 del Campo Silvestre del Distrito Barinas.

Pozos	Categoría	Yacimiento	Fecha_Pru	BFPD	AyS (%)	BPPD	°API	Estado actual
SSW 5	3	B SSW 2	01-dic-12	166	75.0	40	22.8	Espera reparación menor equipo subsuelo
SSW 7	3	P1 SSW 2	07-feb-17	651	92	51	20.7	Espera instalaciones de superficie
SSW 14	3	P1 SSW 2	17-ago-17	3463	95	168	20.7	Espera reparación menor (falló el variador)
SSW 18	3	B SSW 2	08-jun-17	6510	97	189	20.7	Espera rep menor falla en equipo subsuelo
SSW 22	3	B SSW 22	01-ene-99	1	0.0	1	0.0	Espera reacondicionamiento, cementar a nivel de fm escandalosa "p"
SSW 23	3	O SSW 2	04-ene-01	319	70.0	92	50.9	Espera reacondicionamiento
SSW 24	3	P1 SSW 2	24-ago-97	328	99.5	2	20.2	Espera mayor repar de subsuelo

SSW 25	3	P1 SSW 25	01-ene-99	1	0.0	1	0.0	Espera mayor subsuelo repar de
SSW 26	3	O SSW 26	22-sep-15	65	65.0	22	25.6	Espera equipos
SSW 28	3	P1 SSW 2	14-sep-96	1265	98.0	25	20.3	Espera ra/rc
SSW 29	3	P1 SSW 2	06-sep-06	371	72.0	123	23.8	Espera mayor subsuelo trabajo de workover en pozo repara de
SSW 31	3	B SSW 22	25-ene-97	2794	98.0	53	20.7	Espera mayor subsuelo repar de
SSW 32A	3	P1 SSW 2	01-ene-99	1	0.0	1	0.0	Espera reparación mayor subsuelo de
SSW 33	3	O SSW 29	29-ago-09	89	60.0	34	23.5	Espera mayor subsuelo, trabajo de workover en pozo repar de
SSW 37	3	O SSW 2	20-feb-17	990	98	19	26.74	Espera reparación menor equipo subsuelo d
SSW 42	3	P1 SSW 2	03-ene-15	1061	99.0	82	20.8	Pasado a categoría 3 por 100% ays
SSW 43	3	P2 SSW 2	11-sep-17	6049	97	178	20.7	Espera equipo de subsuelo
SSW 44	3	P1 SSW 2	03-feb-17	1691	95	80	20.72	Pozo pasado de categoría 2 a categoría 3 por equipo de fondo atascado
SSW 45	3	P2 SSW 2	29-nov-07	1146	99.9	1	10.0	Cerrado por alto corte de agua en 2007
SSW 46	3	P1 SSW 2	03/13/09	728	87.0	76	24.2	Pozo pasado a categoría 3 por tener más de 90 días en espera de servicio
SSW 48	3	B SSW 2	14-may-03	2668	96.0	103	23.7	Espera mayor subsuelo repar de

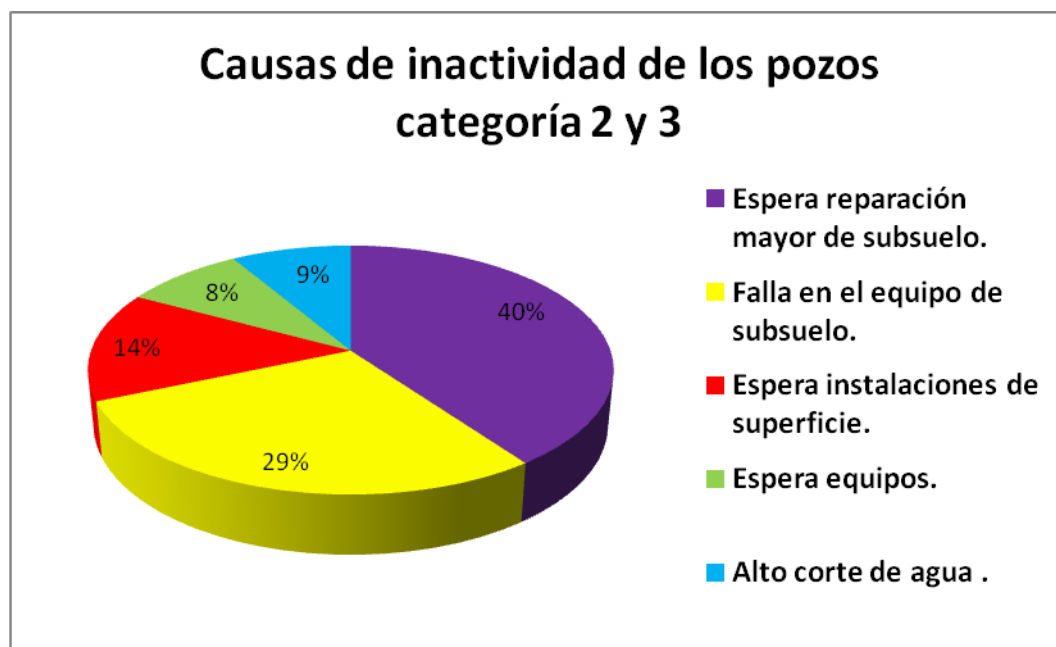
SSW 49X	3	P1 SSW 2	20/09/2016	1090	95	53	20,72	Pozo pasado a categoría 3 por no existir disponibilidad de equipos de superficie (cable para conectar y levantar producción)
SSW 51	3	O SSW 2	01-jun-11	46	40.0	27	28.8	Pozo pasado a cat. 2 @ 3 con cero de potencial
SSW 52	3	P1 SSW 17	11-ago-01	163	90.0	16	23.0	Realizar trabajo de pesca y cementar a nivel de la fm. Esc. Y cañonear al tope de la fm. Esc. "p".
SSW 53	3	B SSW 22	05-jul-17	2240	97	65	20.74	Pasado a categoría 3 por no disponibilidad de equipos de superficie
SSW 54	3	O SSW 2	13-feb-17	152	80	30	25.2	Pozo salió para secuencia de cabria por falla del equipo de bombeo mecánico
SSW 55	3	P1 SSW 2	05-ene-98	296	77.0	68	23.0	Espera reparación mayor de subsuelo/ realizar ra/rc
SSW 58	3	P1 SSW 17	30-nov-87	110	90.0	11	24.1	Espera por reacondicionamiento
SSW 60	3	P1 SSW 2	21-mar-07	295	93.0	20	29.3	Cerrado por alto corte de agua. 100 % ays
SSW 0062	3	P1 SSW 25	08-may-12	2357	98.0	67	15.2	Espera reparación por falla menor en variador
SSW 063X	3	BUR SSW063	07-oct-12	1419	88.0	138	25.5	Espera por reparar menor, equipo de subsuelo quemado (motor)

SSW 0065	3	P1 SSW 26	08-jul-14	628	94.0	55	22.7	Espera reparación menor pozo con bomba de subsuelo dañada
---------------------	---	-----------	-----------	-----	------	----	------	----------------------------------------------------------------------------------

Fuente: Brito, J. (2018)

Se logró analizar de las tablas resumen de las causas de inactividad o estado actual de los pozos en categoría 2 y 3 los siguientes resultados:

Grafico N° 2: Resultados de las causas de inactividad de los pozos



Fuente: Brito, J. (2018)

La mayor causa de inactividad de los pozos son reparaciones mayores de subsuelo la cual se refiere (apertura de arenas adicionales, recompletación o aislamiento mecánico) es decir aquellos trabajos adicionales efectuados al pozo que ocasionan cambios del horizonte productor de dicho pozo; representa un 40 % con un total de 14 pozos (SSW-22, SSW-23, SSW-24, SSW-25, SSW-28, SSW-29, SSW-31, SSW-32A, SSW-33, SSW-48, SSW-51, SSW-55, SSW-58 y SSW-52).

Con un 29% y un total de 10 pozos (SSW-5, SSW-16, SSW-18, SSW-37, SSW-39, SSW-44, SSW-46, SSW-54, SSW-064X y SSW-0065), falla en el equipo de subsuelo.

Con un 14 % y un total de 5 pozos (SSW-7, SSW-14, SSW-53, SSW-54 Y SSW-0062); espera instalaciones de superficie.

Con un 9 % y un total de 3 pozos (SSW-42, SSW-45 y ssw-60); alto corte de agua.

Con un 8 % y un total de pozos de 3 pozos (SSW-26, SSW-43 y SSW-49X); espera equipos.

Es importante mencionar que los pozos de categoría 2 luego de pasar 3 meses en la misma deben ser pasados a categoría 3 aunque pertenezcan aun por su condición a categoría 2, debido a lo establecido mediante el manual EIY-03-01-01 determinación y seguimiento del potencial de producción de petróleo.

Identificar las técnicas de reacondicionamiento que han sido aplicadas en el Campo Silvestre.

Para conocer las técnicas de RA/RC que han sido aplicadas en el Campo Silvestre se procedió a realizar las fichas técnicas.

La información recolectada para la realización de estas fichas técnicas es tipo de completación, elevación de la mesa rotaria, coordenada de superficie, coordenada de fondo, datos de la prueba de completación original, datos de la última prueba de producción, perforación, servicios, RA/RC, estimulaciones, servicios. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los datos recopilados en el respectivo formato(**Figura N° 8**) y (**Figura N° 9**).

Figura N° 8: Formato de ficha técnica

SSW-

HOJA RESUMEN DE YACIMIENTOS

POZO:	SSW-	TIPO:	
CAMPO:	SILVESTRE	TIPO DE COMPLETACIÓN:	
EMR:		Pies	

Arena actualmente Abierta:	Yacimiento	SSW-	Fecha:
----------------------------	------------	------	--------

FECHA	ARENA	INTERVALO	BFD	%AYS	BPD	PC (psi)	RED.

ULTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN

FECHA	INTERVALO (S)	ESTADO ACTUAL	BFD	BPD	%AyS	RGP

DATOS DEL POZO

Pozo:	SSW	Campo:	SILVESTRE
Origen de Coordenadas:	UTM	Est. Flujo:	
UTM: Superficie			
N/S:		Mts.	
E/O:		Mts.	

Fuente: Brito, J. (2018)

Figura N° 9: Formato de ficha técnica

SSW-

DATOS DE LA COMPLETACIÓN

Nombre:	Completación Original	Fecha:
Comentarios:		Estado Actual:

Arena:	Trabajo:	Completación Original	Fecha:
Intervalo(s):	Edo.:		
Prueba de la Completación (Oficial):	*API:	Met. Prod.:	
BFD:	CHP:	LPC	RGL
BPD:	RGP:	PCN/BN	% AyS:
Red:	THP:	LPC	Produciendo por el
Estimulación:		Empaque con grava:	

HISTORIA MECÁNICA DEL POZO

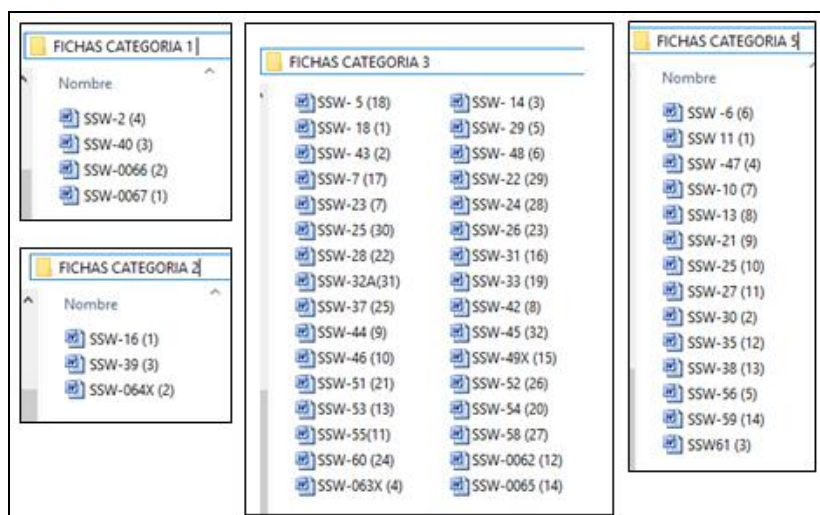
FECHA	TIPO DE TRABAJO	COMENTARIOS
	PERFORACION	
	COMPLETACION ORIGINAL	
	SERVICIO Nº 1	
	REACONDICIONAMIENTO Nº 1	
	ESTIMULACION Nº 1	

Fuente: Brito, J. (2018)

Es de suma importancia la realización de las fichas de los pozos debido a que es un resumen del historial del pozo, la información se fue recolectando de cada una de las respectivas carpetas cotejando la información contenida en los programas centinela, COPyR y OFM (2005). Resulta de gran utilidad contar con estas fichas técnicas ya que al seleccionar los pozos o el pozo candidato a realizarle un reacondicionamiento se tendrá toda la información del pozo en las misma, al igual que la información de los pozos vecinos, se debe tomar siempre en cuenta que para realizar el estudio de un pozo se necesita además estudiar las características e información de los pozos vecinos, como por ejemplo, si se encuentran completados en el yacimiento que se esté estudiando , la sección estructural, si se encuentra buzamiento arriba o abajo con respecto al pozo en estudio, que tipo de Ra/Rc han sido aplicados, tasa de fluido BFPD, % AyS, tasa de petróleo BPPD, °API, entre otros; ya que con esta información se realiza un análisis de los pozos vecinos con respecto al pozo en estudio.

Por ende se procedió a realizar las fichas técnicas de todos los pozos completados en el Campo Silvestre del Distrito Barinas, con excepción de los pozos que se encuentran abandonados (categoría 9).

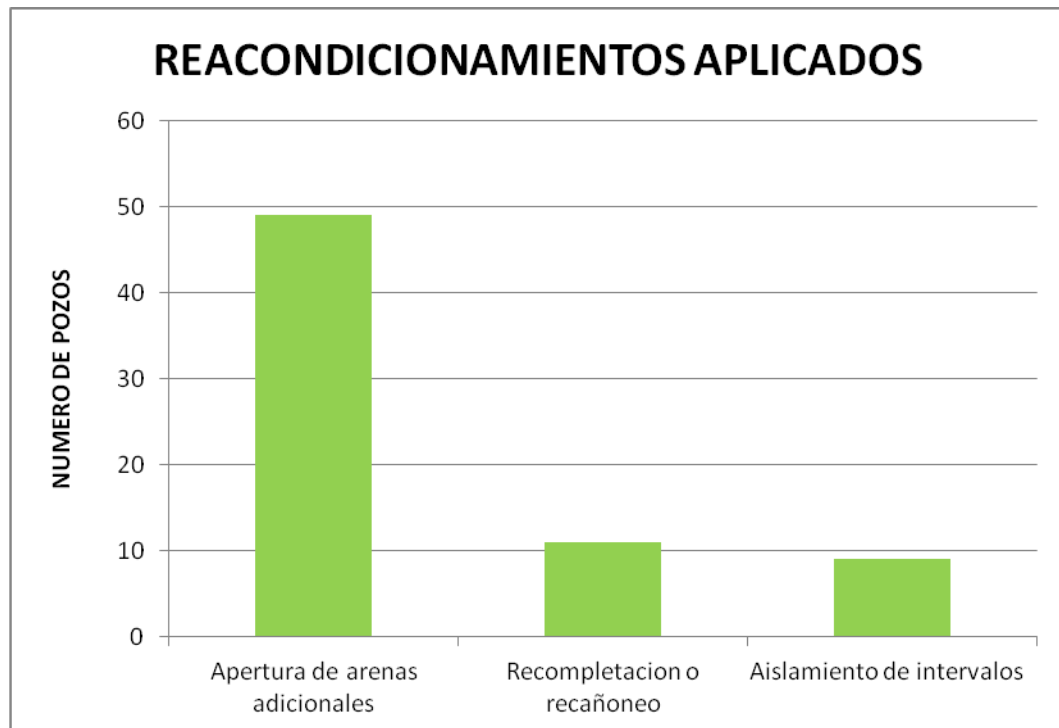
Figura N° 10: 53 Fichas técnicas realizadas.



Fuente: Brito, J. (2018)

Se logró observar mediante la realización de las fichas técnicas las los reacondicionamientos aplicados en cada uno de los pozos.

Grafico N° 3: Técnicas de reacondicionamiento aplicadas en el campo Silvestre (categoría 1, 2, 3 y 5)



Fuente: Brito, J. (2018)

La mayor técnica de reacondicionamiento aplicada en el campo silvestre distrito barinas división Boyacá es la apertura de arenas adicionales, con un total de 49 pozos, cronológicamente la recompletación o cañoneo con un total de 11 pozos y por ultimo aislamiento de intervalos que solo ah sido aplicado en 9 pozos.

Con las técnicas de reacondicionamiento identificadas, en el siguiente paso de selección del pozo en estudio se podrán observar mediante las fichas ya realizadas el tipo de reacondicionamiento aplicado no solo en el pozo candidato sino también en los pozos vecinos lo cual ayudara con la selección de la técnica de reacondicionamiento más adecuada para el pozo en estudio.

Seleccionar los pozos que presenten mayor oportunidad de reacondicionamiento del Campo Silvestre del Distrito Barinas.

Una vez examinadas las causas de inactividad de los pozos e identificadas las técnicas de reacondicionamiento aplicadas en los pozos. Se procedió a realizar un estudio a nivel de yacimiento el cual se hizo principalmente en los pozos que se encuentran en categoría 3 (Cierre Centinela de abril 2018) debido a que se encuentra la mayor cantidad de pozos en esta categoría es donde se realizó una visualización para determinar cuál es el yacimiento más prospectivo para estudiar y hacer un análisis del mismo y de esta manera seleccionar los pozos candidatos a reacondicionamiento.

La información que se recolectó para realizar una visualización y de esta manera seleccionar el yacimiento con mayor prospectividad fue : POES, FR, reservas recuperables, reservas acumuladas y reservas remanentes, a nivel de pozo la tasa de petróleo en BPPD y producción acumulada.

Tabla N° 8: Tabla resumen de datos de los yacimientos que se encuentran en categoría 3 del Campo Silvestre (Libro de reservas 2017)

YACIMIENTO	POZO	BN	POES (MMBNP)	FR (%)	RESERV. RECUPERABLES (MMBNP)	PROD. ACUMULADA (MMBNP)	RES. REMANENTES (MMBNP)
Gov. "B SSW2"	SSW 5	40	60,54	46,07	27,89	1,31	12,80
	SSW 18	189				1,03	
	SSW 48	103				0,14	
TOTAL :	3	332				15,09	
Gov "B SSW22"	SSW 22	1	9,71	52,98	5,14	0,005	3,65
	SSW 31	53				0,20	
						1,29	

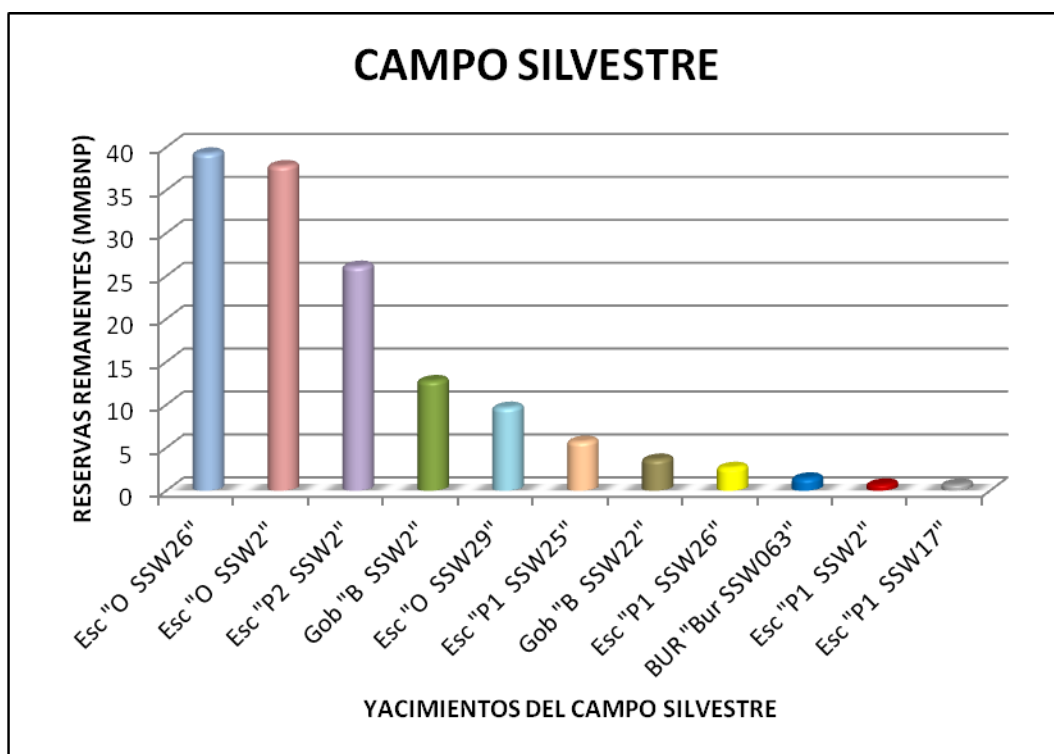
TOTAL :	3	119				1,49	
Esc "O SSW2"	SSW 23	92	180,93	22,6	40,89	1,28	37,83
	SSW 37	19				0,37	
	SSW 51	27				0,23	
	SSW 54	30				0,17	
TOTAL :	4	168				3,06	
Esc "O SSW26"	SSW 26	22	99,99	40,1	40,10	0,80	39,30
TOTAL :	1	22					
Esc "O SSW29"	SSW 33	34	24,16	40,1	9,69	0,002	9,69
TOTAL :	1	34					
Esc "P1 SSW2"	SSW 7	51	286,36	45,7	130,87	3,93	0,72
	SSW 14	168				14,11	
	SSW 24	2				13,01	
	SSW 28	25				9,74	
	SSW 29	123				9,74	
	SSW 32A	1				0,34	
	SSW 42	82				1,84	
	SSW 44	80				3,49	
	SSW 46	76				2,83	
	SSW 49X	53				1,71	
	SSW 55	68				0,16	
	SSW 60	20				0,05	
TOTAL :	12	749				130,14	
Esc "P1 SSW25"	SSW 25	1	19,40	31,1	6,03	0,18	5,73
	SSW00 62	67				0,11	
TOTAL :	2	68				0,31	

Esc "P1 SSW17"	SSW 52	16	10,10	40	4,04	1,16	0,72
	SSW 58	11				0,02	
TOTAL :	2	27				3,32	
Esc "P1 SSW26"	SSW00 65	55	5,36	53,5	2,87	0,08	2,68
	TOTAL :	1				55	
Esc "P2 SSW2"	SSW 43	178	85,91	33,17	28,49	1,52	26,12
	SSW 45	1				0,10	
TOTAL :	2	179				2,38	
BUR "Bur SSW063"	SSW06 3X	138	4,49	35	1,57	0,11	1,46
	TOTAL :	1				138	
TOTAL DE POZOS	32						

Fuente: Brito, J. (2018)

Se puede observar de manera cronológica en el siguiente gráfico de barras como se encuentran las reservas remanentes de los yacimientos del campo Silvestre.

Grafico N° 4: Reservas remanentes de los Yacimientos del campo Silvestre.



Fuente: Brito, J. (2018)

Se logró observar que en los yacimientos donde se encuentran más reservas remanentes son Esc "O SSW26" y Esc "O SSW2" con 39,30 MMBN y 37,83 MMBN respectivamente, tomando en cuenta que ambas se encuentran en sometimiento de reservas no se consideraron como objetivo principal los pozos completados en los mismos

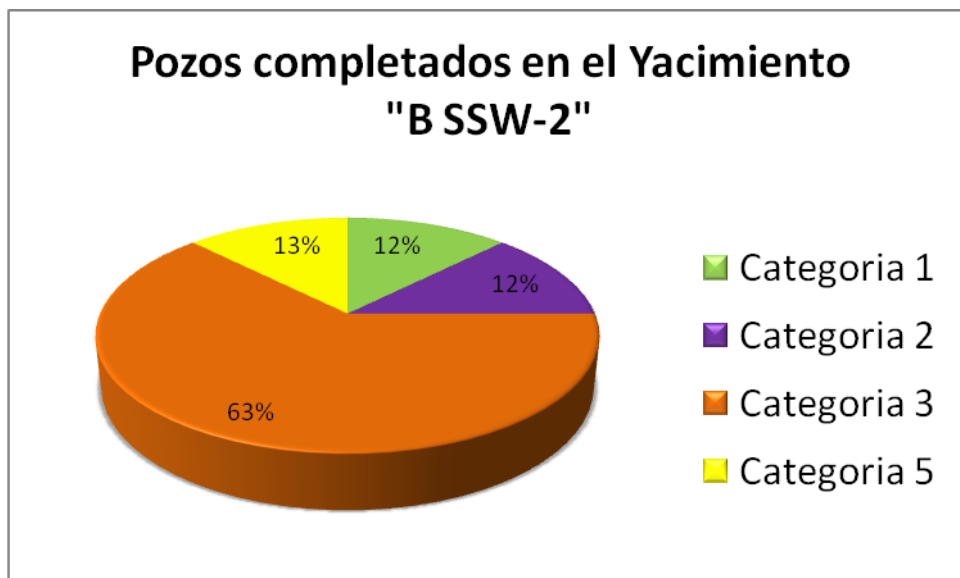
El yacimiento Esc "P2 SSW2" es el que sigue de manera decreciente con unas reservas remanentes de 26, 12 MMBN no se estudió principalmente este yacimiento tomando en cuenta la estructura mecánica debido a que se encuentra a mayor profundidad y no se cuenta con los equipos necesarios para ir de tope a base .

El yacimiento Gob "B SSW2 "con una reservas remanentes de 12,80 MMBN, se considera que es factible estudiar y analizar los pozos completados para realizar propuestas de reacondicionamiento, teniendo

en cuenta que el número de reservas remanentes es un numero representativo, hay suficientes pozos completados en el mismo para lograr entender el comportamiento de de dicha trampa, además de ser la segunda formación productora de Barinas.

Gob "B SSW2" La Formación Gobernador está constituida por areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas, friables, endurecidas, con estratificación cruzada, intercalaciones de limolitas y laminaciones lutíticacarbonáceas depositadas en un ambiente fluvio costero a marino somero. En el cual se han completado 8 pozos, de los cuales actualmente se encuentran 1 activo (12%), 1 esperando reparaciones menores (12%), 5 esperando reparaciones mayores (63%) y 1 abandonado (13%).

Grafico N° 5: Porcentaje con respecto a la categoría en la que se encuentran los pozos completados en el yacimiento "B SSW2"

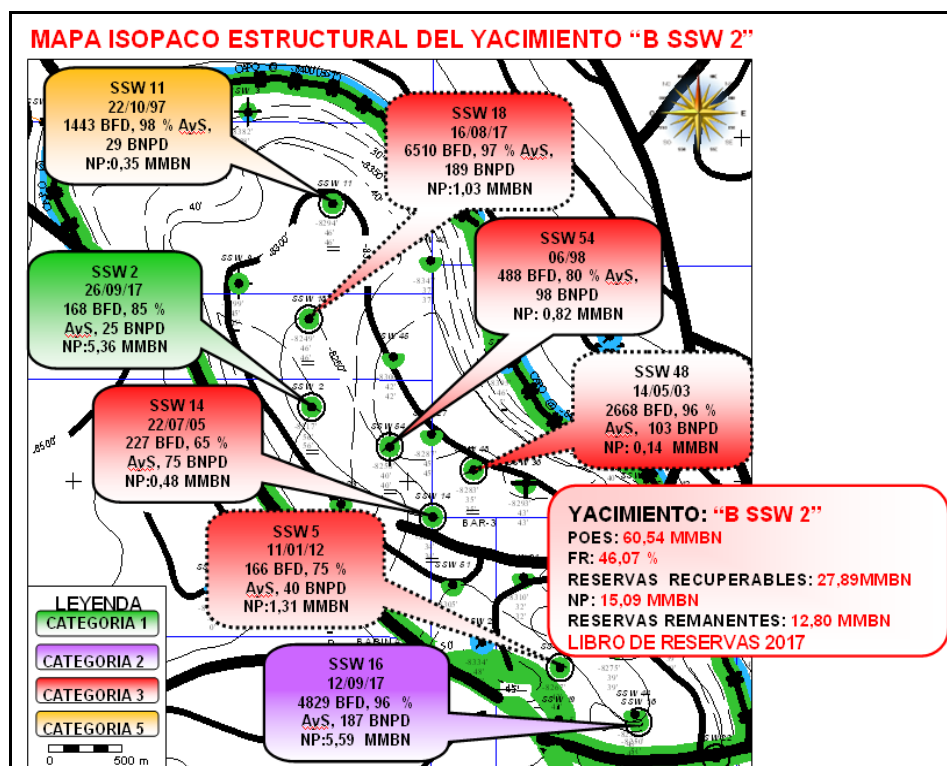


Fuente: Brito, J. (2018)

Mediante el programa Sigemag se procedió a descargar el MAPA ISOPACO ESTRUCTURAL del yacimiento GOBERNADOR "B SSW2". Este último es importante ya que el mismo permite conocer el comportamiento del yacimiento de interés basado en la profundidad y el

comportamiento lateral de la arena de interés tomando en cuenta la arena neta petrolífera, arena neta total, las secciones estructurales, las fallas y el contacto agua petróleo, además se puede determinar cuáles están buzamiento arriba y cuales se encuentran buzamiento abajo con respecto a los pozos que se seleccionaran.

Figura N° 11: Mapa isopaco estructural del yacimiento “B SSW2” con cada uno de los pozos completados en el mismo junto a sus últimas pruebas de producción reportadas. (Cierre Centinela de abril 2018)



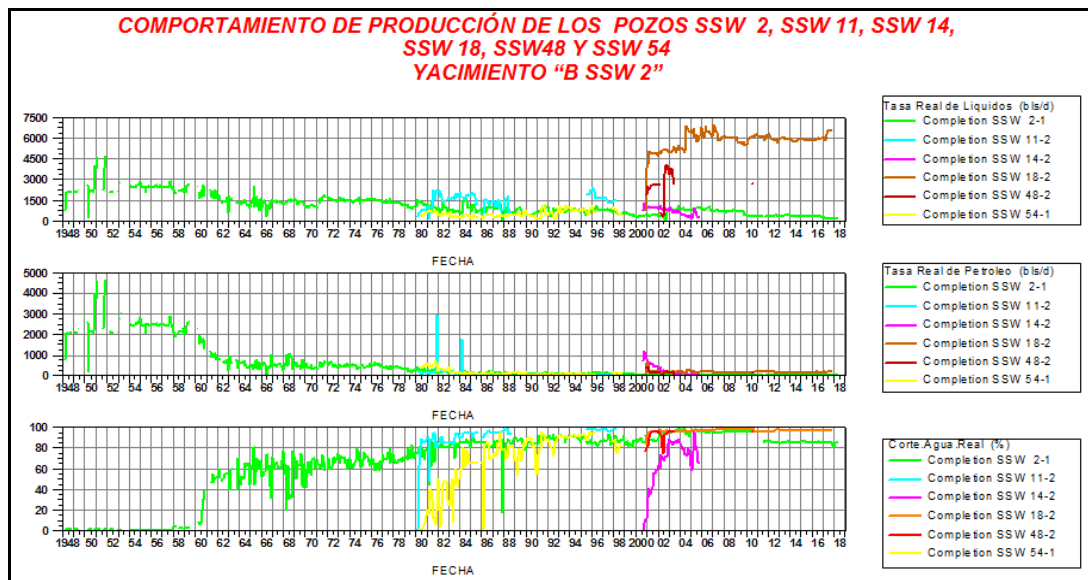
Fuente: Brito, J. (2018)

En el mapa isópaco estructural del yacimiento “B SSW2”, se pudo observar los pozos completados en el yacimiento en los cuales se visualiza su última prueba de producción tomando en cuenta los siguientes parámetros fecha, tasa de fluido BFPD, %AYS, tasa de petróleo BPPD y la producción acumulada (NP). También los parámetros del yacimiento, el petróleo original en sitio, factor de recobro, reservas

recuperables, producción acumulada y reservas remanentes. Estos datos se obtuvieron del libro de reservas del 2017.

Se procede a analizar el grafico de multicurva realizado en OFM 2005, este grafico muestra el comportamiento de producción de los pozos completados en el yacimiento Gob. "B SSW-2"

Grafico N° 6: Grafico multicurva del yacimiento Gob. "B SSW-2"



Fuente: Brito, J. (2018)

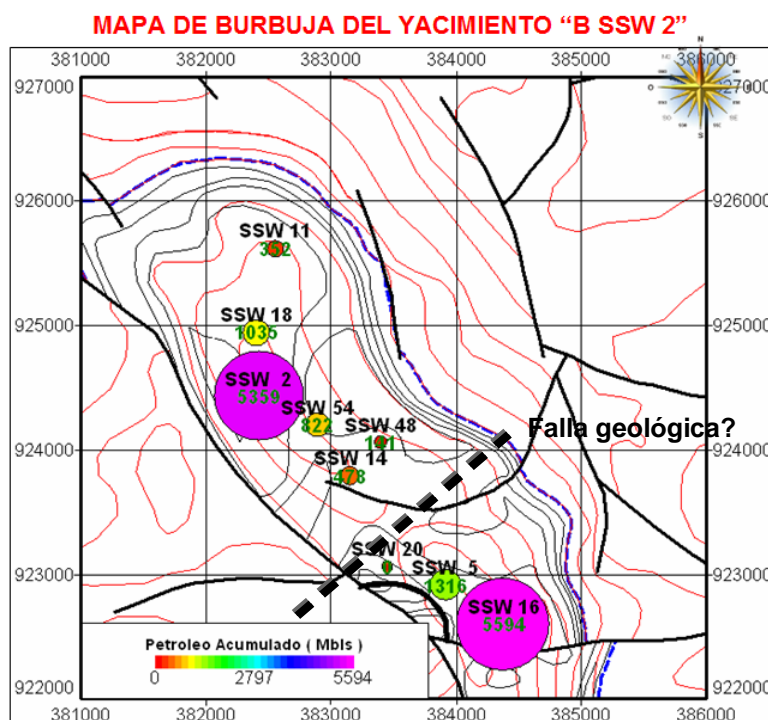
En el grafico multicurva del yacimiento "B SSW2" de los pozos completados en el mismo que SSW2 inicio su producción el año 1948 con un potencial de 2500 BPPD un corte de agua bajo y continuo así durante \pm 10 años consecutivos en 1958 comenzó aumentar paulatinamente el corte de agua, en 1965 inicia a producción SSW 16 donde se observa que su corte de agua va aumentando progresivamente durante \pm 26 años y luego se estabiliza en 97 % ,en 1980 completaron el pozo SSW 11 y durante el mismo año muestra un comportamiento de producción similar al SSW 2 a nivel del corte de agua, además se considera que el pozo SSW11 debido a que se encuentran cerca del contacto agua petróleo se observó una mayor tendencia del corte de agua, a diferencia de SSW16 Y SSW54 que inician su producción

durante el mismo año en 1980 y en SSW54 se observa que el corte de agua durante \pm 12 años va aumentando paulatinamente hasta estabilizar en 1991 con un corte de agua de + 98 %, SSW5 inicia su producción el mismo año 1980 va aumentando paulatinamente durante varios años se puede observar un poco de altos y bajos con respecto al corte de agua el cual se debe estudiar para obtener una respuesta más clara del comportamiento de producción.

SSW 14, SSW 18, SSW 48, fueron completado en el 2000, SSW 14 tuvo una producción de 5 años en donde el comportamiento del corte de agua fue aumento progresivamente hasta estabilizar, SSW 18 se observó un corte de agua alto pero se mantuvo en su años de producción, SSW 48 inicio con un corte de agua alto y solo duro tres años de producción.

Se procede a hacer un análisis junto con el mapa de burbuja donde se puede observar los mayores acumuladores de petróleo.

Figura N° 12: Mapa de burbuja de yacimiento “B SSW2”



Fuente: Brito, J. (2018)

En este mapa de burbuja se logra observar que los mayores pozos acumuladores de petróleo son SSW 2 y SSW 16 los cuales se encuentran buzamiento arriba con respecto a los pozos vecinos (SSW 2, SSW 5, SSW 11, SSW 14, SSW 48 Y SSW 54), Los pozos SSW14, SSW 48 y SSW54 se encuentran estructura abajo con respectó a sus pozos vecinos SSW 2, SSW 11 y SSW 18, Además se determinó que debido al comportamiento de producción tan diferente de SSW-2 y SSW-54 se considera la existencia de una posible barrera geológica entre ambos pozos.

Cálculo del índice de productividad (IP).

Se procede a calcular el índice de productividad de los pozos completados en el yacimiento Gob. "B SSW2"

Se calculó en índice de productividad en Excel y mediante el software Wellflo:

Índice de productividad por Excel, se utilizó el modelo 4.00 debido a que es el más actualizado.

Tabla N° 9: Cálculo del IP de SSW-18 por medio de Excel. (16-08-2017)

CÁLCULO DE ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD V-4.00

Nombre del pozo:
 Datos de entrada
 Datos de salida

Pe (lpc) Nivel Est.

Q (BFPD) BOMBA

Arena

T fondo (°F)

Grad. Temp (°F/100pies)

ND (pies)

°API (60 °F)

%AyS

Perf (pies)

Bomba (pies)

Presión de casing (lpc)

P. de Burb. (lpc) (Vogel)

Coefficiente de Vogel

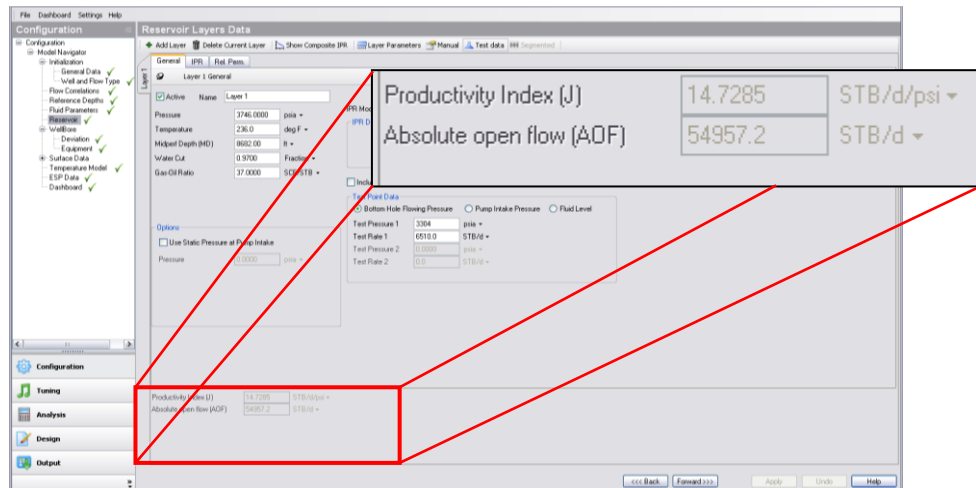
γ_m	0,950	(0,411 lpc/pie)
γ_o	0,902	(0,390 lpc/pie)
°API (obs. pozo)	24,1	
Pwf (lpc)	3304	
PIP (lpc)	761	
Pe (lpc)	3746	
Q (BFPD)	6510	
IP (BFPD/lpc) Linea Recta	14,73	
Qmax. (BFPD)	55186	Pwf = 0 lpc
Qmax. Bomb (BFPD)	11216	de sumergencia
Qo max (BPPD)	336	

Fuente: Brito, J. (2018)

El resultado del IP con Excel fue 14,73 el cual es un índice de productividad excelente, tomando en cuenta que los índice de productividad mayor a 2,0 se denota como excelente.

Índice de productividad por Wellflo

Figura N° 13: Caculo del IP de SSW-18 por medio de Wellflo



Fuente: Brito, J. (2018)

SWW-18 se puede observar que en wellflo calculado por el modelo lineal, el índice de productividad excelente de 14,7285, haciendo referencia a este cálculo, se observa que puede manejar altas tasas de fluido y por lo general en comportamiento de producción a nivel del corte de agua de los pozos completado en el yacimiento “B SSW 2” se logró observar varios pozos con alto caudal el corte se estabiliza en ± 97 al igual que otros pozos con bajo caudal el corte se estabiliza igual.

Tabla N° 10: Tabla con los resultados obtenidos del cálculo del IP de los pozos completados en el Yacimiento “B SSW2”

POZO	FECHA	Localidad	PE (psi)	Q(BFPD)	BNPD	IP (EXCEL) v-4.0	Pwf	IP (WELLFLO)
SSW 2	26/09/2017	O-21	3730	168	25	0,33	3216	
SSW 5	11/01/2012	5-C	3072	166	40	0,18	2162	0,18
SSW 11	22/10/1997	M-5	3746	1443	29			
SSW 14	22/07/2005	Q-23	3650	227	75	0,10	1472	0,104
SSW 16	12/09/2017	T-26	3724	4829	187	6,84	3018	6,83
SSW 18	16/08/2017	N-21	3746	6510	189	14,73	3304	14,762
SSW 48	14/05/2003	P-24XB	3650	2668	103	4,73	3086	4,71
SSW 54	17/06/1998	P-22	3600	488	98	0,18	931	0,1829

Fuente: Brito, J. (2018)

Cabe destacar que la presión de fondo fluente (pwf) fue calculada mediante Excel (modelo 4.00).

SSW-2 Y SWW-11 no fueron calculados en el software WELLFLO debido a que están completados con equipo de bombeo mecánico y este software no trabaja con este método de producción.

Datos que se utilizaron para la simulación en wellflo

Tabla N° 11: Datos para el cálculo del índice de productividad (simulación en wellflo).

POZO	°API	%AyS	PERF (pies)	PROF MAX (pie)	TEMP MAX(°F)	TEMP (°F)	ND (pie)	Fecha ND	SALINIDAD (PPM)	RGP (%)
SSW 2	20,7	85	8662,5	9766	280	255	795	18104/2017	247	40
SSW 5	24,6	75	8702	9460	212	208	3110	26/01/2012	247	25
SSW 11	23,1	98	8726	9769	230	222				34
SSW 14	25,3	65	8715	9741	284	271	4844	23-05-205	247	27
SSW 16	23,7	96	8685	9687	240	231	1311	27/06/2017	165	27
SSW 18	20,7	97	8682	9553	245	236	682	27/06/2017	124	37
SSW 48	22,7	96	8712	9504	270	253	701	22/05/2003	247	10
SSW 54	23	80	8707	9523	270	252	6375	11/06/1998	124	67

Fuente: Brito, J. (2018)

Tabla N° 12: Datos para el cálculo del índice de productividad (simulación en wellflo).

POZO	BOMBA	Bomba (pies)	FREC (Hz)	PC (PSI)	Etapas	TIPO	NTB/KTB	HP	VLTS	AMP.
SSW 2	EBM	3000		70						
SSW 5	EBES	8500	60	60	378	D725N	400/456	120	1586	48,5
SSW 11	EBM	2560								
SSW 14	EBES	8500	50	60	369	TD-650	158 O 400	120	1625	46
SSW 16	EBES	3500	60	70	51	S5000N	538/540	150	1404	64,4
SSW 18	EBES	2500	60	90	45	G6200N	540/540			
SSW 48	EBES	8000	55	44	167	TG-2000	540	180	2260	50
SSW 54	EBES	8500	60	92	113	TD-850	400	80	1160	45

Fuente: Brito, J. (2018)

Tabla N° 13: Datos para el cálculo del índice de productividad (simulación en wellflo).

POZO	Bomba	Bomba (pies)	DE Tubería (PULG)	(Lbs /pie)		DI Tubería (Pulg)	DE Casing (Pulg)	(Lbs /pie)		DI Casing (Pulg)
SSW 2	EBM	3000	3 1/2	9,3	N-80	2.992	6	18	N-80	5.424
SSW 5	EBES	8500	2 7/8	6,5	N-80	2.441	6	20	N-80	5.352
SSW 11	EBM	2560	3 1/2	9,3	J-55	2.992	6	18	N-80	5.424
SSW 14	EBES	8500	3 1/2	9,3	N-80	2.992	7	29	N-80	6.184
SSW 16	EBES	3500	3 1/2	9,3	N-80	2.992	7	26	N-80	6.276
SSW 18	EBES	2500	3 1/2	9,3	N-80	2.992	7	26	N-80	6.276
SSW 48	EBES	8000	3 1/2	9,3	N-80	2.992	7	32	N-80	6.094
SSW 54	EBES	8500	3 1/2	9,3	N-80	2.992	7	29	N-80	6.184

Fuente: Brito, J. (2018)

Partiendo del comportamiento de producción y del análisis del mapa de burbuja, se considera estudiar como posible candidato de reacondicionamiento SSW 14 por tener una acumulación baja de petróleo con 0,48 MMBLS y se encuentra en una buena sección estructural, buzamiento arriba de SSW 54 Y SSW 5 de 16' y 7' respectivamente y buzamiento abajo con SSW 48 de 9', tomando en consideración que no se muestra cerca del contacto agua petróleo.

También se considera estudiar como posibles candidatos a reacondicionamiento SSW-18 y SSW-16 debido al cálculo del índice de productividad se observa que tienen un mayor índice de productividad con respecto a sus pozos vecinos.

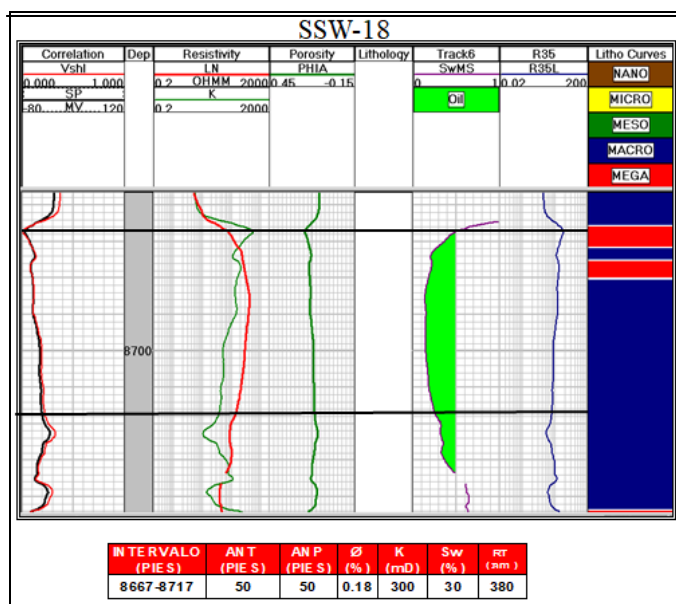
Tomando en cuenta los parámetros estudiados se comenzó a estudiar:

N°1- SSW18: Se inició estudiando este pozo por lo antes mencionado que es el que tiene una capacidad de aporte mayor debido al excelente índice de productividad y además tomando en consideración que se encuentra en una zona estructural alta (-8249' TVDSS), con una arena total de 50', arena neta petrolífera de 50' y que el pozo cerro con un mayor potencial con respecto a los pozos completados en el yacimiento (SSW 2, SSW 5, SSW 11, SSW 14, SSW 16, SSW 48 Y SSW 54) el cual fue de 189 BPPD.

Petrofísica

Se analizó la petrofísica de todos los pozos completados en el yacimiento "B SSW2"

Figura N° 14: Petrofísica del pozo SSW 18 en el yacimiento "B SSW 2".



Fuente: Brito, J. (2018)

Se observa en la zona de interés (8667'-8717'), baja arcillosidad, alta resistividad de 380 μm , una arena neta total de 50', arena neta petrolífera de 50', porosidad de 18 %, permeabilidad de 300 mD, saturación de agua 30 %, 40' con una buena calidad de roca y 10' con una excelente calidad de la roca.

Tabla N° 14: petrofísica de los pozos completados en Gob. "B SSW-2"

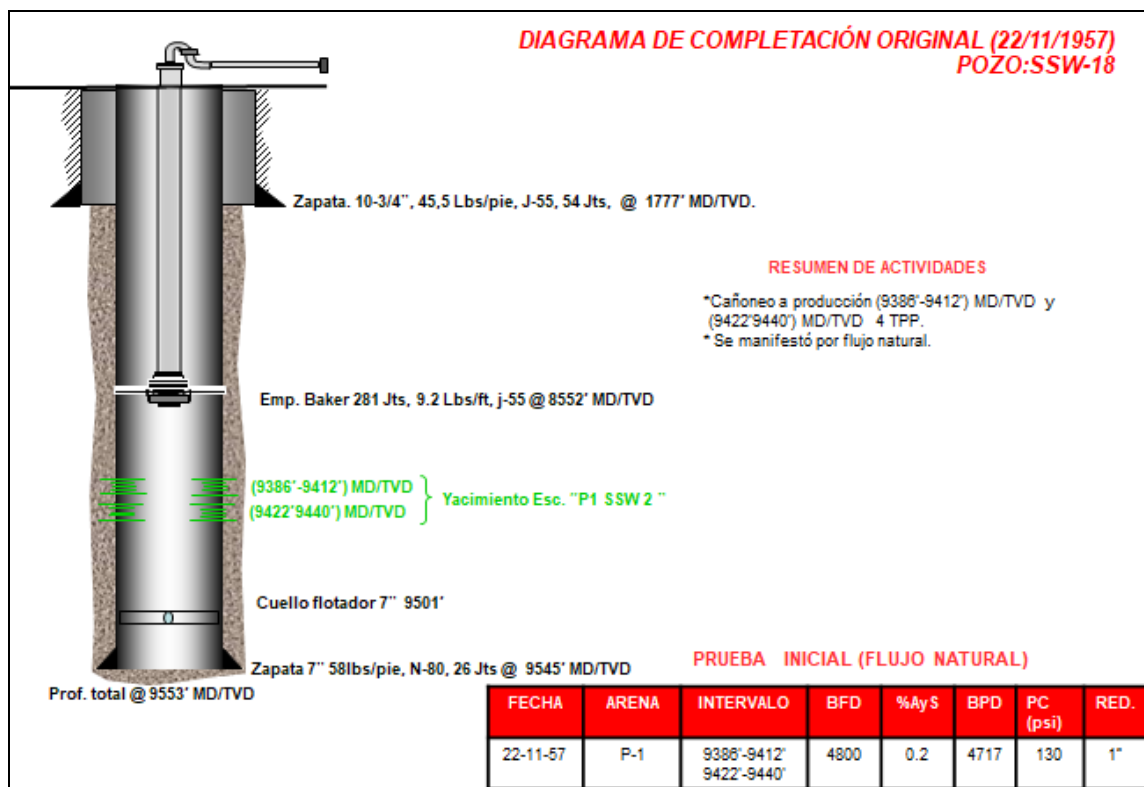
POZO	INTERVALO (PIES)	ANT (PIES)	ANP (PIES)	Ø (%)	K (mD)	Sw (%)	RT (μm)
SSW-11	8710-8776	66	66	21	400	21	250
SSW-14	8687-8740	53	53	18	400	22	200
SSW-16	8660-8716	56	56	20	425	12	180
SSW-18	8667-8717	50	50	18	300	28	380
SSW-48	8690-8742	52	40	18	300	27	280
SSW-54	8685-8720	45	45	19	400	28	300

Fuente: Brito, J. (2018)

Se procedió a realizar los diagramas mecánicos del pozo, de la completación original, reacondicionamiento realizados y cambio de métodos, es importante este paso debido a que se observa los yacimientos en que fue completado con sus respectivas pruebas de producción, las tasas que manejaba en cada yacimiento o con cada equipo de levantamiento.

Ejemplo de LOS DIAGRAMAS REALIZADOS:

Figura N° 15: Diagrama de reacondicionamiento de la completación original del pozo SSW-18 en el yacimiento "B SSW-2".



Fuente: Brito, J. (2018)

Tabla N° 15: Pruebas reportada al inicio de cada cambio de método y reacondicionamiento, Para el pozo SSW-18.

	FECHA	YACIMIENTO	INTERVALO	BFPD	% AyS	BPPD
CO	22/11/1957	ESC P-1	9386'-9412' 9422'-9440'	4800	0,2	4714
CM N°1	22/11/1960	ESC P-1	9386'-9412' 9422'-9440'	5462	0,2	5362
CM N°2	20/12/1962	ESC P-1	9386'-9412' 9422'-9440'	6300	1.0	6298
RA/RC N°1	30/01/1963	ESC P-2	9422'-9440'	368	1,4	362
RA/RC N°2	07/08/1966	ESC P-1	9322'-9347'	1188	0,4	1164
RA/RC N°3	27/11/2000	GOB "B SWW2"	8680'8700'	1376	91	118

Fuente: Brito, J. (2018)

SSW 18 ha sido completado en tres yacimientos. Originalmente fue completado en la formación Escandalosa en el yacimiento P1 SSW2, el

cual flujo por flujo natural, luego se le realizaron dos cambios de método de producción en el mismo yacimiento, pasando de flujo natural a equipo de bombeo electrosumergible en el cual se observa una mejora en el potencial y se mantuvo el corte de agua. El segundo cambio de método de producción fue de bombeo electrosumergible a equipo de bombeo mecánico.

Luego completaron en la formación Escandalosa yacimiento "P-2 SSW2" en este yacimiento solo produjo durante dos años se cerró el intervalo y se cañoneo otro intervalo en la formación Escandalosa del yacimiento "P-1 SSW2".

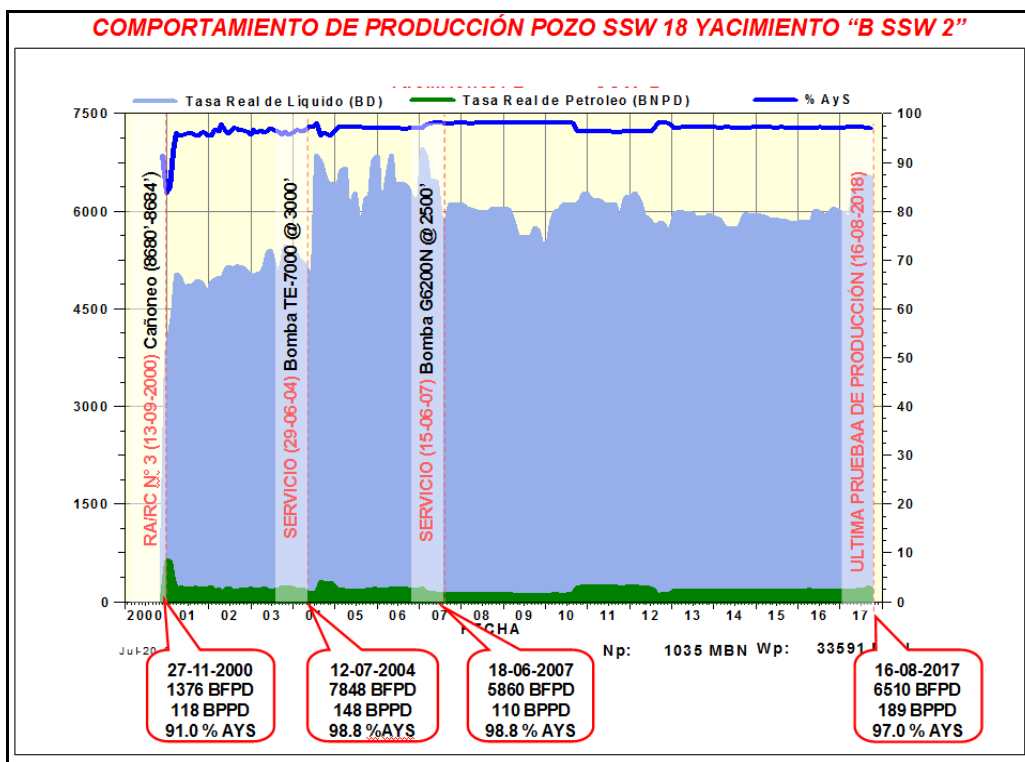
El 27/11/2000 se toma la decisión de cañonear un intervalo en la formación Gobernador de yacimiento "B SSW2".

Mediante el PROGRAMA OFM 2005 se procedió a buscar para analizar los históricos de producción del pozo en estudio, los gráficos de multicurva del pozo en estudio y los pozos vecinos, en este programa también se realizó el mapa de burbuja del yacimiento.

Históricos de de producción del pozo

Se observa el comportamiento de producción de los pozos o de un yacimiento y se analiza para determinar si tiene un comportamiento normal o si existe posibilidad de alguna comunicación mecánica, además, que tanto afecta los servicios, cambios de métodos o estimulación en el comportamiento de producción del pozo o yacimiento

Grafica N° 7: Histórico de producción de pozo SSW-18 en el Yacimiento "B SSW2".



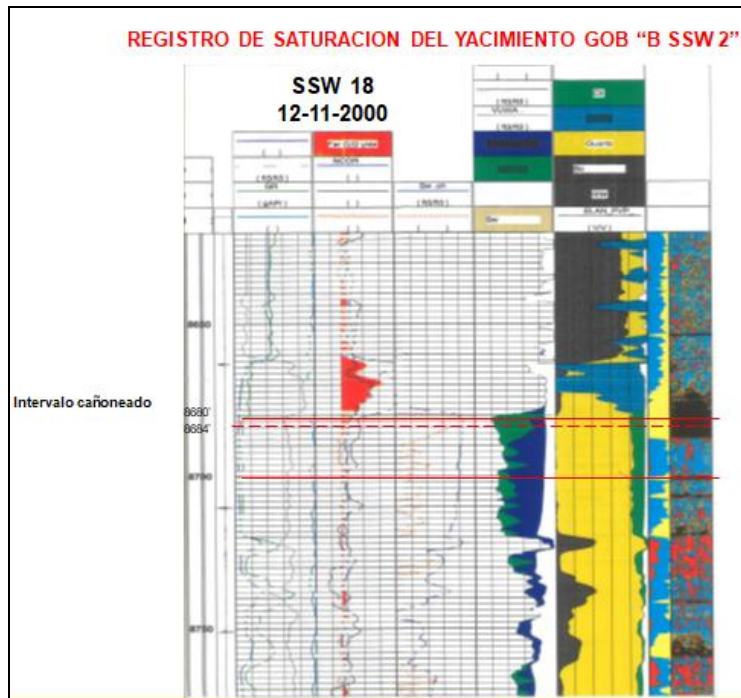
Fuente: Brito, J. (2018)

En el histórico de producción del pozo SSW 18 en el yacimiento "B SSW2" se observa, que fue completado en dicho yacimiento para el 18/08/2000 con una prueba reportada inicialmente con 1376 BFPD, 91 % AyS, 118 BPPD. Durante 16 años desde el 2001 hasta el 2016 el corte de agua se mantuvo \pm con un 97 % AyS, produjo siempre con equipo de bombeo electrosumergible con tasas de fluido mayores a 5000 BFPD y menores a 8000 BFPD, con un potencial de 100 a 200 BPPD.

El pozo SSW 18 completado en el yacimiento Gob. "B SSW 2" se procedió analizar el registro de saturación (**Figura N° 16**) de 12/11/2018.

Registro de saturación corrido el 12-11-2000

Figura N° 16: Registro de saturación del pozo SSW 18 corrido en 12/11/200 en el yacimiento "B SSW2"



Fuente: Brito, J. (2018)

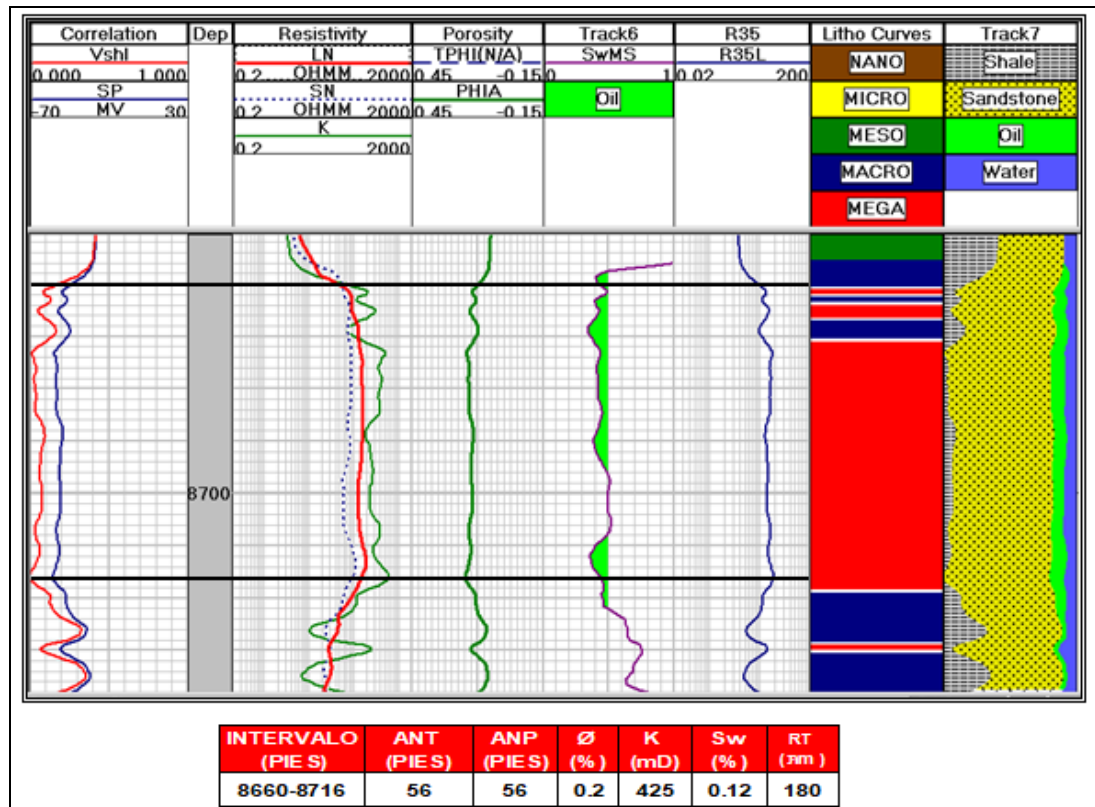
En este registro se puede observar el intervalo cañoneado (8680'-8684'), en donde se visualiza buena cementación en la zona de interés, en la zona de hidrocarburos que el agua ya ha drenado gran parte y donde existe petróleo remanente es en los intervalos ya antes mencionado, en este pozo no se podría cañonear hacia al tope ya que no se visualiza zona de hidrocarburos, y tampoco hacia la base ya que irrumpiría el agua rápidamente debido a la presencia del acuífero activo.

Tomando en cuenta las buenas propiedades petrofísica en el intervalo de interés (8680'-8684') MD/TVD, la saturación de petróleo, buena adherencia del cemento observada en el registro de saturación, se considera partiendo del excelente índice de productividad que el pozo es candidato a optimización ya que tiene la capacidad de aporte de fluido.

De la formación gobernador del yacimiento "B SSW2" se estudió SSW SSW 16 y SSW14 de la misma manera que SSW18.

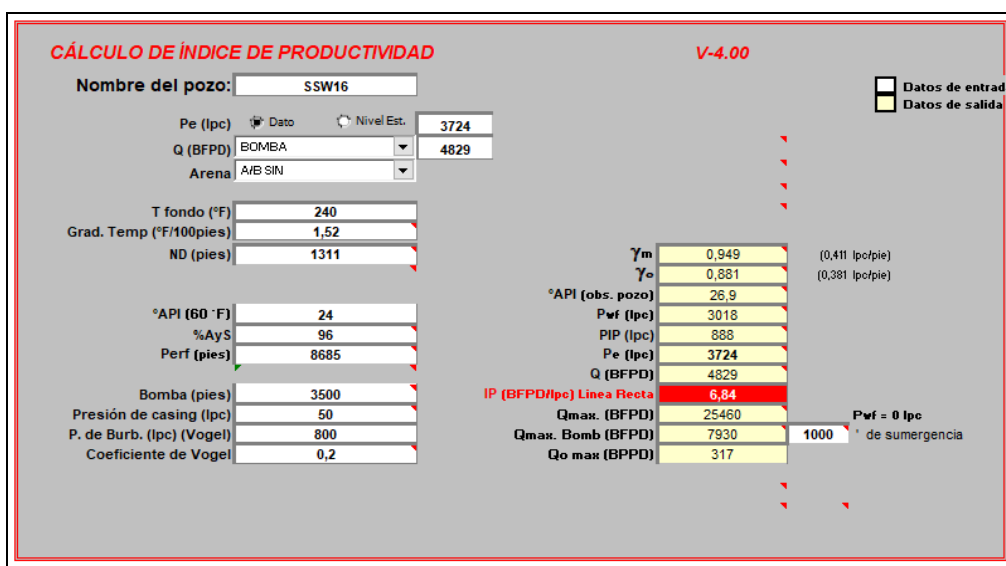
En estudio realizado a SSW 16, se analizó y determino que no hay oportunidades de reacondicionamiento, el intervalo productor del pozo es de (8675'-8692') tiene un petróleo acumulado de 5,59 MMbbls al estudiar la petrofísica del pozo (**Figura N° 17**) se observa que no hay reservas remanente hacia el tope y hacia la base se encuentran 6' en una arena de excelente calidad, baja arcillocidad y alta resistividad pero esta estructura abajo y por la cercanía al contacto agua petróleo irrumpiría rápidamente el agua, debido a que se observa que en el intervalo productor del pozo hay potencial como evidencia en su última prueba , 187 BPPD, % AyS 96 y 4829 BFPD al calcular el índice de productividad (**Tabla N° 16**) y (**Figura N° 18**) se observa que tiene potencial ya que es de 6,84 BFPD/LPC puede trabajar con caudales altos hasta 25460 BFPD se debe considerar la optimización del pozo.

Figura N° 17: Petrofísica de SSW 16 en el yacimiento “B SSW2”



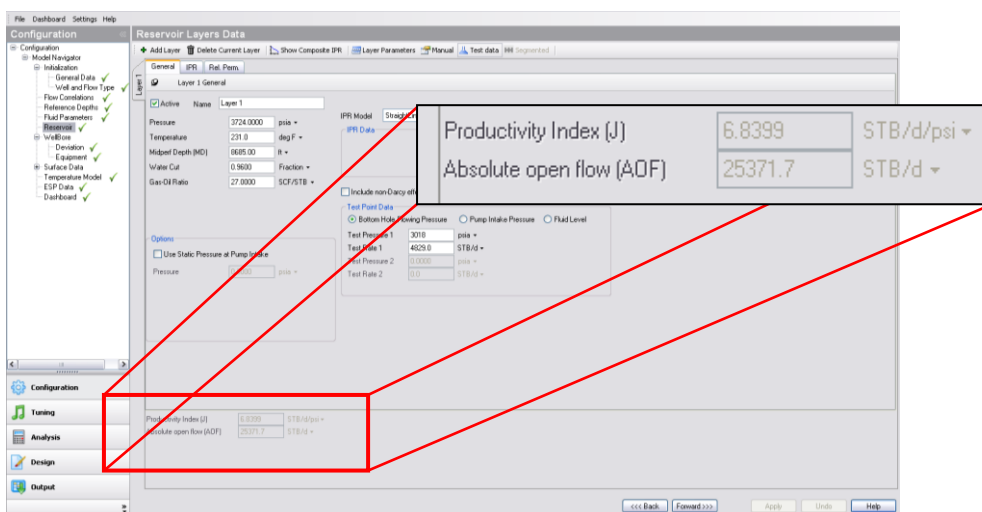
Fuente: Brito, J. (2018)

Tabla N°16: Cálculo de IP del SSW16 en el yacimiento “B SSW 2” mediante Excel (12-09-2017).



Fuente: Brito, J. (2018)

Figura N° 18: Cálculo de IP del SSW16 en el yacimiento “B SSW16” mediante Wellflo.

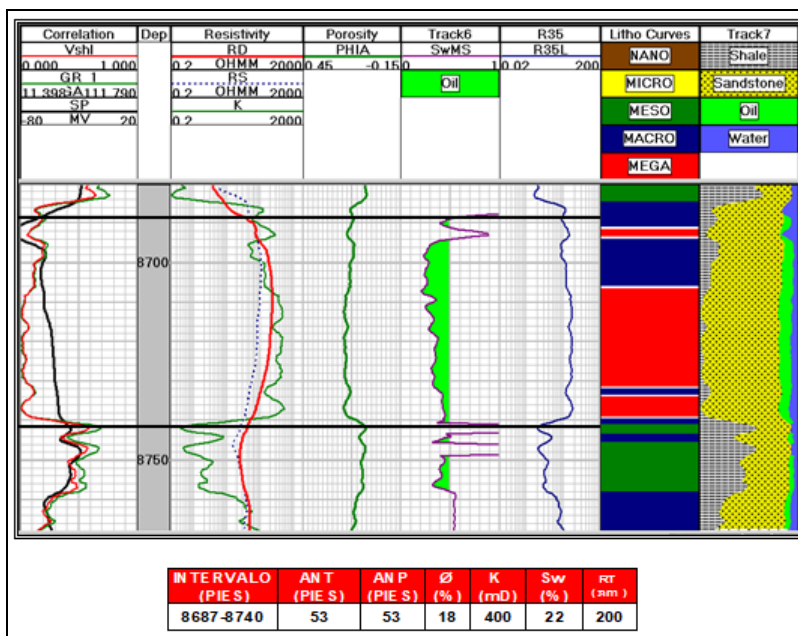


Fuente: Brito, J. (2018)

En el estudio realizado a SSW14 se observó que si hay oportunidades de reacondicionamiento, el intervalo productor del pozo es (8710'-8720') tiene un petróleo acumulado de 0.48 MMbbls y los pozos

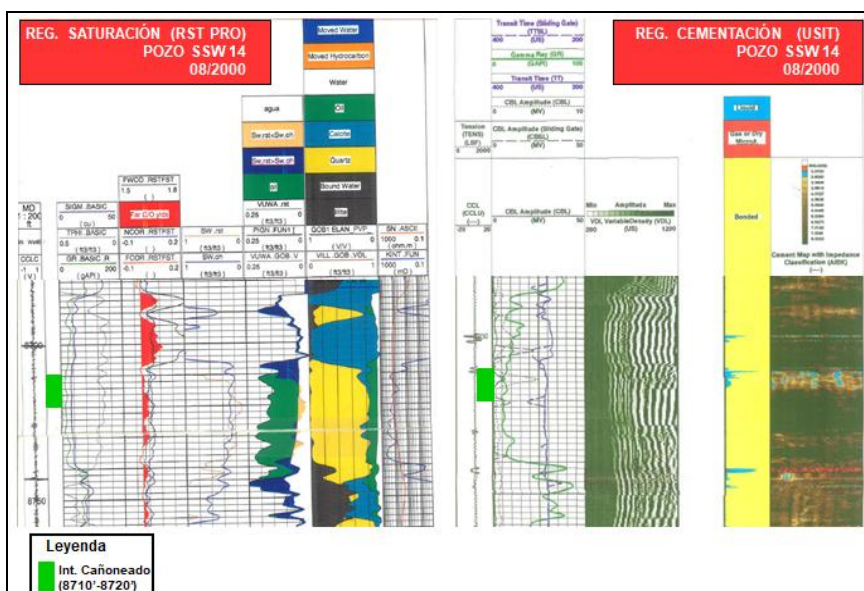
vecinos SSW 48 y SSW 54 tiene un acumulado de petróleo de 0,14 MMBLS y 0,82 MMBLS respectivamente, al estudiar la petrofísica (**Figura N° 19**) se observó que hay reservas remanentes hacia el tope 8705' hasta 8710' a pesar de que los pozos vecinos mencionados fueron productores de ese intervalo SSW 48 de 8708' hasta 8716' y SSW 54 de 8700' a 8714', ambos pozos tienen poca producción acumulada (**Figura N° 12**) por lo que han drenado poco, es decir que, se considera que SSW14 tiene reservas remanentes en ese intervalo lo que se logró observar en agosto del 2000 cuando se corrieron registro de saturación y de cementación (**Figura N° 20**), se observa en el registro de saturación en el intervalo productor y hacia el tope, baja arcillocidad, alta resistividad lo que dan validez a la zona de hidrocarburos que muestra el registro, el registro de cementación se observa de que el CBL muestra señales de amplitud baja y el VDL baja señal de tubería y alta señal de formación lo que demuestra una buena calidad de cemento en la zona de interés.

Figura N° 19: Petrofísica de SSW 14 en el yacimiento “B SSW2”



Fuente: Brito, J. (2018)

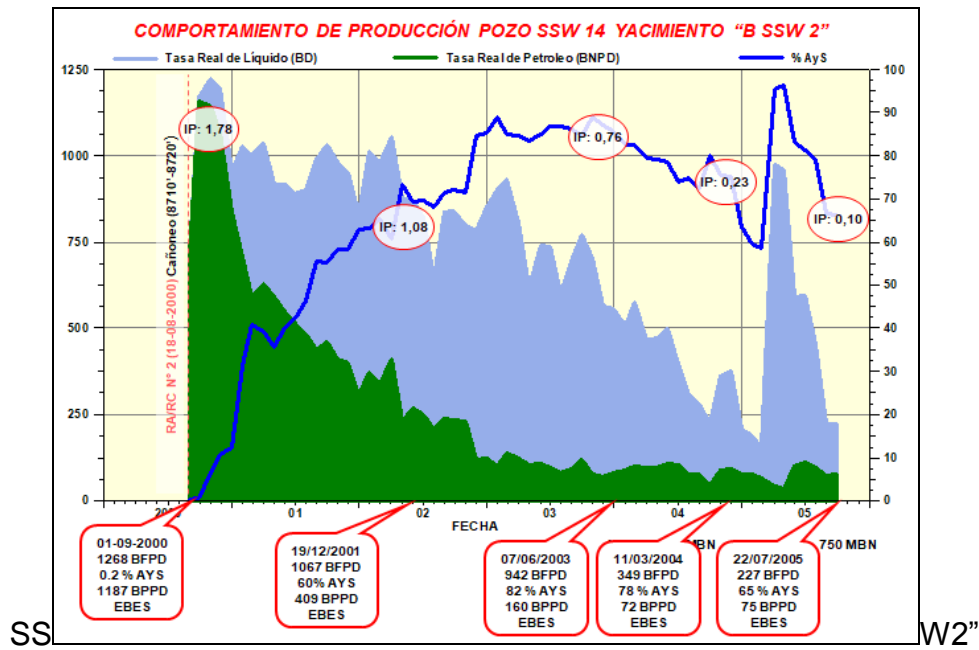
Figura N° 20: Registro de saturación y cementación del pozo SSW 14 en el yacimiento “B SSW2”



Fuente: Brito, J. (2018)

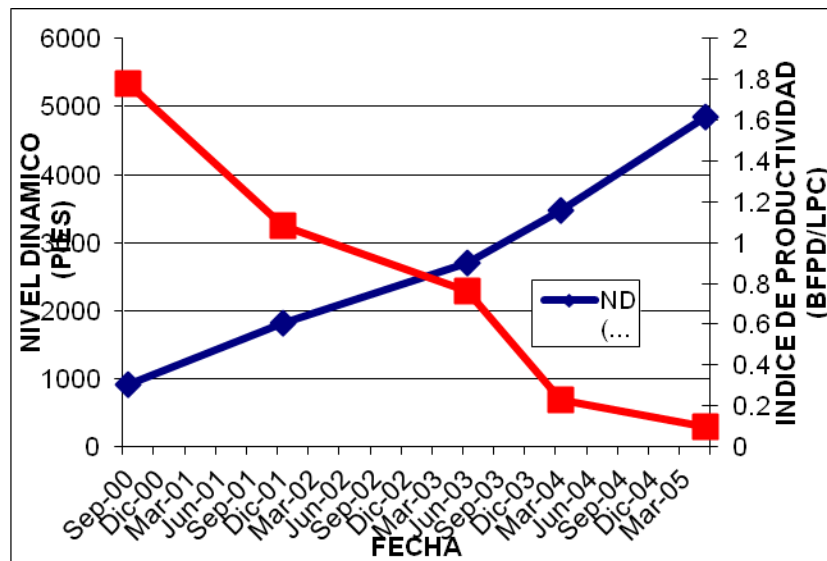
El pozo se encuentra inactivo a nivel de la formación gobernador desde 10/09/2005, con una última prueba reportada para el día 22/07/2005 arroja 227 BFPD, 65 % AyS, 75 BPPD Y 25,3 °API, el comportamiento de producción del pozo SSW 14 en el yacimiento “B SSW 2” (**Grafica N° 7**), se observa que comienza a producir el 18/08/2000 presentando un incremento progresivo de la producción en el corte de agua, debido a la presencia del acuífero activo asociado a este yacimiento, adicionalmente a nivel de este yacimiento se observa una fuerte declinación en la tasa de aporte de fluidos y una profundización de los niveles, debido a un posible taponamiento en frente de la perforaciones por incrustaciones de carbonato, causando una disminución del IP del pozo de 1.78 Bls/ Lpc a 0.10 Bls/ Lpc (**Figura N° 21**) y (**Tabla N° 17**), este problema se ha comprobado con la realización del último servicio en marzo del 2005 donde se observó atascamiento del equipo BES por presencia de carbonatos y/o arenas, en este servicio se profundizo el equipo desde 5000’ hasta 8500’ para tratar de restablecer el fluido y a pesar de estas condiciones el pozo continuó presentando achicamiento, en 09/04/200 se realizó viaje de limpieza con resultados exitosos.

Grafica N° 8: Comportamiento de producción del SSW 14 en el yacimiento “B”



Fuente: Brito, J. (2018)

Grafica N° 9: Grafica de nivel dinámico vs IP con respecto al tiempo del pozo SSW 14 en el yacimiento “B SSW2”



Fuente: Brito, J. (2018)

Tabla N° 17: Datos para la realización de la gráfica de la Figura N° 21

Fecha ND	ND (pie)	IP v-4.0 (BFPF/LPC)	IP (wellflo) (BFPF/LPC)
19/09/2000	913	1,78	1,78
17/12/2001	1818	1,08	1,08
08/06/2003	2694	0,76	0,76
22/03/2004	3475	0,23	0,23
23/05/2005	4844	0,10	0,10

Fuente: Brito, J. (2018)

Deciden abandonar temporalmente este intervalo y el 25/12/2005 completar en la formación escandalosa el yacimiento "P1 SSW 2" en el intervalo (9265'-9285'). En donde actualmente se encuentra completado, pero inactivo por falla en el equipo de superficie, con una última prueba reportada de 3463 BFPD, 98 % AyS, 60 BPPD y 20,7 °API.

Generar la propuesta técnica de Reacondicionamiento más acertada en cada uno de los pozos seleccionados.

Propuesta de reacondicionamiento de SSW 14

Se propone apenas el pozo SSW 14 alcance un corte de agua del 100% en el yacimiento "P1 SSW2", Cementar el intervalo abierto a producción (9265'-9285') MD del Yacimiento mencionado y Cañonear a producción el intervalo (8705'-8720') del Yacimiento "B SSW-2" perteneciente a la Fm. Gobernador, Miembro "B". Evaluar mediante suabo y de acuerdo a los resultados completar pozo con el fin de generar un potencial de 120 BPPD. Tomando en cuenta que se estudiaron los siguientes aportes:

En el mapa isopaco estructural se logró observar la sección estructural con respecto a los pozos vecinos, SSW 14 se encuentra a (-8274' TVDSS) buzamiento abajo con respecto a SSW 48 el cual se encuentra (-8283' TVDSS) y buzamiento arriba con respecto a SSW 54 y SSW 5 los cuales se encuentran respectivamente a (-8258' TVDSS) y (-8267' TVDSS); además se observa que se encuentra alejado del contacto agua petróleo.

Se realizaron los diagramas mecánicos de SSW 14, completación original en la Formación Escandalosa “P1 SSW 2” donde se observó que produce por flujo natural , cambio de método número uno(1) de flujo natural a BES, cambio de método numero dos (2) de BES a flujo natural, cambio de método número tres (3) de flujo natural a BES, RA/RC numero uno(1) en donde se cañoneo a producción en el mismo yacimiento estructura arriba, RA/RC numero dos (2) donde se cañoneo a producción en la formación Gobernador en la trampa “B SSW 2” y RA/RC número tres (3) en donde se recañoneo un intervalo de la Formación Escandalosa; cada uno con sus respectivas pruebas de producción, fue de gran ayuda este proceso ya que se observó junto el soporte de las fichas técnicas y consulta en Centinela , las técnicas de reacondicionamiento que se aplicaron en el pozo con sus respectivas pruebas de producción y de esta manera estimar el potencial del pozo en cada yacimiento.

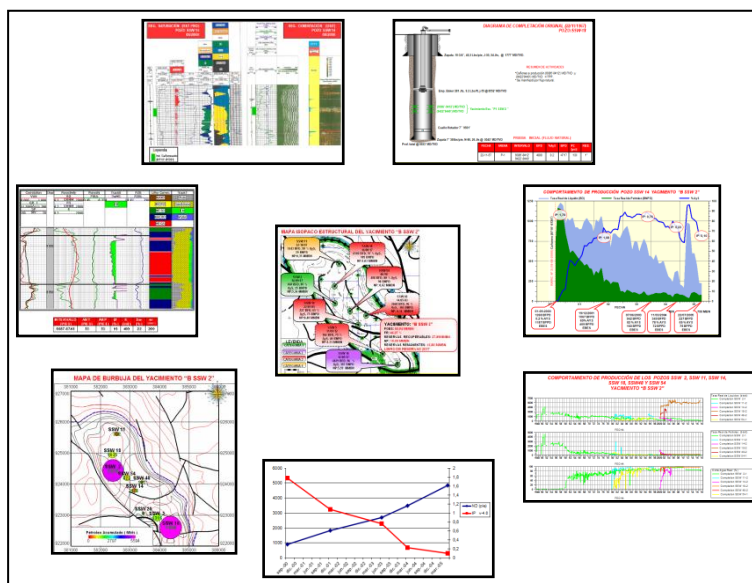
En el mapa de burbuja se logró observar que SSW-14 tiene un volumen de petróleo acumulado de 0.48 MMBLS y los pozos vecinos más cercanos SSW-48 y SSW-54 tienen 0,14 MMBLS y 0,82 MMBLS respectivamente por lo que se determina que estos pozos se encuentran en una sección estructural compartimentalizada donde existe una relación baja del volumen de petróleo acumulado con respecto a sus pozos vecinos más cercanos SSW 2 y SSW 18 que tienen 5,35 MMBLS y 1,03 MMBLS.

Mediante el grafico de producción del SSW-14 del yacimiento “B SSW2” se observó que el corte de agua va aumentando paulatinamente con respecto al tiempo, la tasa de fluido va disminuyendo al igual que el potencial del pozo. Se procedió a realizar el cálculo del índice de productividad (IP) mediante Excel y Wellflo en donde se observó una disminución del mismo con respecto al tiempo. Con lo que se cotejo la información de las carpetas de la existencia de carbonato en la cara de las perforaciones.

En el registro de saturación se logra cotejar las reservas remanentes hacia al tope de la formación Gobernado “B SSW2” con la petrofísica del pozo donde se observó porosidad de 18 %, permeabilidad de 400 mD, resistividad de 280 ohm y saturación de agua de 22 %, se considera como soporte mayor ya que el mismo junto con el registro de cementación en el cual muestra resultados del CBL de amplitud baja y del VDL baja señal de tubería y alta señal de formación, demuestra la buena calidad de la roca y la buena calidad del cemento, es decir buena adherencia en la zona de interés.

Realizando un promedio de la producción se pudo determinar que SSW-14 con una tasa de 700 BFPD, % AyS 97 se obtendría un potencial de 120 BPPD.

Figura N° 21: Soportes de la propuesta de SSW-14



Fuente: Brito, J. (2018)

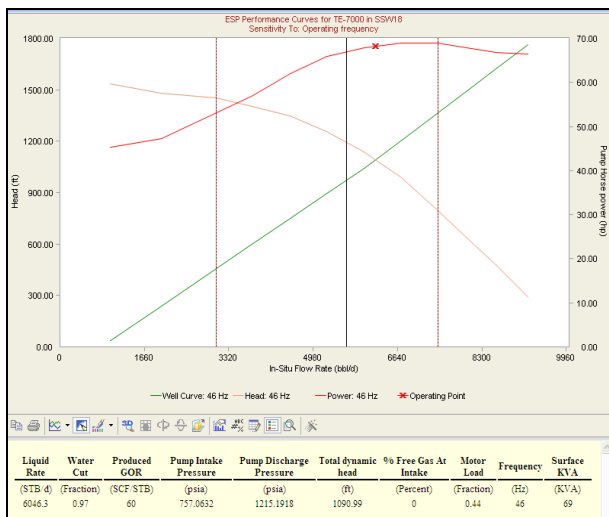
Propuesta de optimización de SSW 18 y SSW 16 (valor agregado)

Se propone realizar propuesta de optimización debido estudio realizado en ambos pozos basado en el comportamiento de producción y al cálculo del índice de productividad (IP) que se observó en Excel y el programa

WELLFLO en ambos pozos SSW 18 de 14,73 BFPD/ LPC y SSW 16 de 6,84 BFPD/LPC, se logró determinar que los pozos presentan una gran capacidad de aporte.

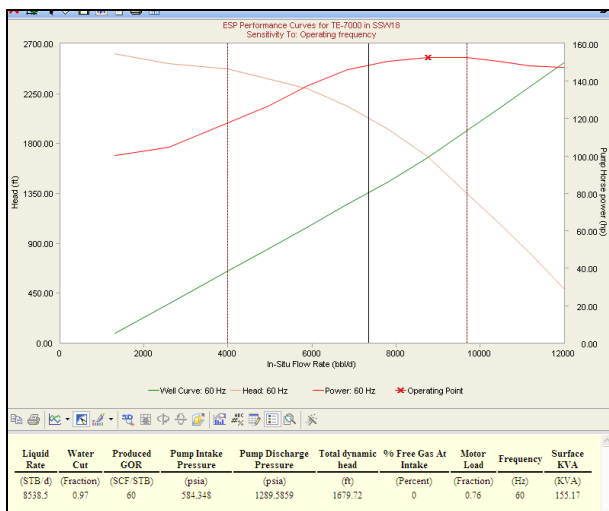
Se propone colocar una bomba TD7000 con un variador de frecuencia para tener control en cada pozo; iniciar con (46 Hz) e ir aumentando la frecuencia hasta llegar a (60 Hz).

Figura N° 22: Simulación en WELLFLO de SSW18 con variador de frecuencia a 46 Hz.



Fuente: Brito, J. (2018)

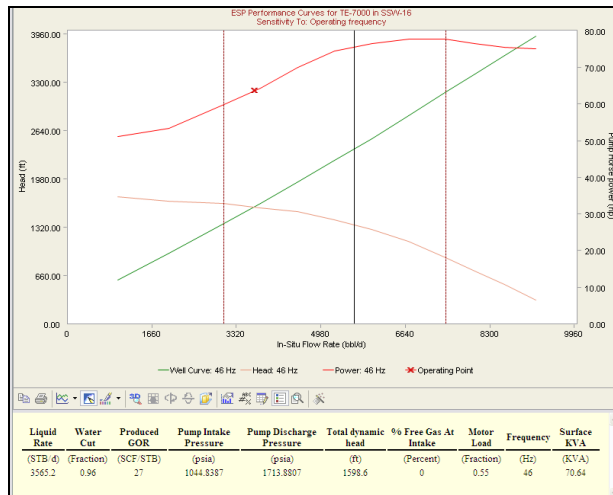
Figura N° 23: Simulación en WELLFLO de SSW18 con variador de frecuencia a 60 Hz.



Fuente: Brito, J. (2018)

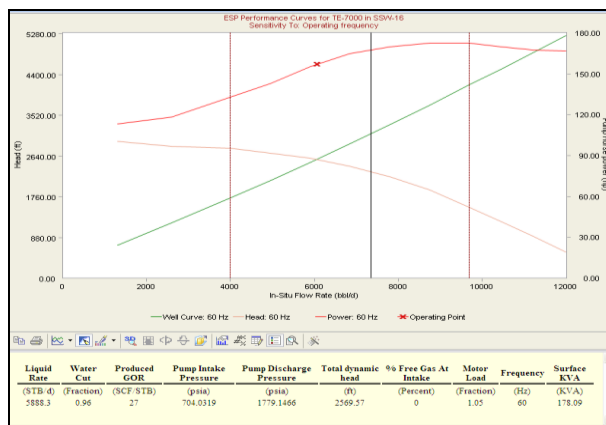
Actualmente se encuentra completado con un equipo de bombeo electrosumergible (G6200N) @ 2500' se realiza esta propuesta para obtener 8500 BFPD y un ganancial de 66 BPPD.

Figura N° 24: Simulación en WELLFLO de SSW16 convariador de frecuencia a 46 Hz.



Fuente: Brito, J. (2018)

Figura N° 25: Simulación en WELLFLO de SSW16 con variador de frecuencia a 60 Hz.



Fuente: Brito, J. (2018)

Actualmente se encuentra completado con un equipo de bombeo electrosumergible (S5000) @ 3500', se realiza esta propuesta para

obtener para obtener 5888 BFPD y un ganancial de 70 BPPD.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Durante el periodo de (24) semanas de la Tesis, el objetivo fundamental de la presente investigación fue buscar oportunidades de reacondicionamiento en el campo silvestre del Distrito Barinas en los pozos categoría 1, categoría 2, y categoría 3. Cumpliendo con cada uno de los objetivos planteados los cuales consistieron principalmente en un estudio previo del campo silvestre el cual cuenta con un total de 67 pozos

de los cuales se estudiaron 37 pozos, 4 pozos activos (CATEGORIA 1) que actualmente aportan una producción de 1392 BPPD, 3 pozos esperando reparaciones menores (CATEGORIA 2) y 32 pozos esperando reparaciones mayores (CATEGORIA 3).

Se realizó una tabla resumen para evaluar las causas de inactividad de los pozos en categoría 2 y 3. La mayor causa de inactividad de los pozos son reparaciones mayores de subsuelo la cual se refiere (apertura de arenas adicionales, recompletación o aislamiento mecánico) es decir aquellos trabajos adicionales efectuados al pozo que ocasionan cambios del horizonte productor de dicho pozo; representa un 40 % con un total de 14 pozos (SSW-22, SSW-23, SSW-24, SSW-25, SSW-28, SSW-29, SSW-31, SSW-32A, SSW-33, SSW-48, SSW-51, SSW-55, SSW-58 y SSW-52).

Con un 29% y un total de 10 pozos (SSW-5, SSW-16, SSW-18, SSW-37, SSW-39, SSW-44, SSW-46, SSW-54, SSW-064X y SSW-0065), falla en el equipo de subsuelo.

Con un 14 % y un total de 5 pozos (SSW-7, SSW-14, SSW-53, SSW-54 Y SSW-0062); espera instalaciones de superficie.

Con un 9 % y un total de 3 pozos (SSW-42, SSW-45 y ssw-60); alto corte de agua.

Con un 8 % y un total de pozos de 3 pozos (SSW-26, SSW-43 y SSW-49X); espera equipos.

Se procedió a realizar las fichas técnicas del campo silvestre en los pozos activos, esperando reparaciones menores, esperando reparaciones mayores, y pozos suspendido, las cuales se utilizaron para identificar las técnicas de reacondicionamiento aplicadas en el campo silvestre, ya que en las mismas se archiva todo tipo de información en orden cronológico, desde el diseño de la perforación, completación original, reacondicionamientos hasta cualquier tipo de intervención que se le haya

realizado luego de haber estado en producción. Las cuales se encuentran disponibles en el centro de información técnica (CIT) del departamento del dato. Se realizaron con la finalidad de identificar los tipos de reacondicionamiento aplicados en el campo silvestre. En donde se determinó que el reacondicionamiento más aplicado en el campo Silvestre es aperturas de arenas adicionales con un total de 49 pozos efectuados.

Se realizó una tabla resumen a nivel de Yacimiento para seleccionar los pozos con mayor oportunidad de reacondicionamiento en la cual se seleccionó el yacimiento Gob "B SSW2" con una reservas remanentes de 12,80 MMBN, para estudiar y analizar los pozos completados en el mismo para realizar propuestas de reacondicionamiento.

El yacimiento Gob "B SSW2" se han completado 8 pozos (SSW 2, SSW 5, SSW 11, SSW 14, SSW 16, SSW 18, SSW 48 y SSW 54) de los cuales se estudiaron, SSW 14, SSW 16 y SSW 18.

En el estudio realizado a SSW 16 y SSW 18 se analizó y determino que no tienen oportunidades de reacondicionamiento en el yacimiento "B SSW 2". Pero se deben considerar candidatos de optimización lo que ayudaría a aumentar el potencial del campo silvestre con un total de 136 BPPD adicionales.

Se propone en SSW 16 y SSW18 realizar optimización debido al estudio realizado en ambos pozos basado en el comportamiento de producción y al cálculo del índice de productividad (IP) que se observó en Excel y el programa WELLFLO, en SSW 18 de 14,73 BFPD/ LPC y SSW 16 de 6,84 BFPD/LPC, se logró determinar que los pozos presentan una gran capacidad de aporte.

Se propone cañonear el pozo SSW 14 en el yacimiento "B SSW 2" el intervalo (8705'-8710') y recañonear (8710' -8720'). Debido a que se encuentra en una sección estructural alta alejada del contacto agua petróleo, producción acumulada baja de 0,48 MMBN, se determinó la existencia de hidrocarburo en los intervalos antes mencionado mediante

el registro de saturación y con el registro de saturación buena adherencia del cemento en la zona de interés.

Es importante destacar que no se logró estudiar todos los yacimientos del campo Silvestre del Distrito Barinas División Boyacá debido al tiempo y el extenso trabajo que lleva lograr a cabo una propuesta de reacondicionamiento tomando en cuenta que las propiedades petrofísica, comportamiento de producción y las características del yacimiento para cada uno son diferentes.

RECOMENDACIONES

- Actualizar anualmente las fichas de los pozos para contar con la información actual de cada uno.
- Actualizar la data de Centinela, COPyR.
- Actualizar los mapas oficiales de sigemap.
- Tomar en consideración los análisis y propuestas planteadas durante el presente estudio, para la realización de futuros análisis del yacimiento “B SWW2”.

- Estudiar el yacimiento “P1 SSW 2” ya que es el que contiene un mayor número de pozos en categoría 3.
- La realización de las fichas técnicas en todos los campos del distrito Barinas División Boyacá.
- Se recomienda tomar en cuenta las propuestas de optimización de SSW 16 y SSW 18.
- Apenas el pozo SSW 14 alcance un corte de agua del 100 % en el yacimiento donde se encuentra actualmente completado. Cementar el intervalo abierto a producción (9265’-9285”) MD del Yacimiento “P1 SSW-2”. Cañonear a producción el intervalo (8705’-8720’) del Yacimiento “B SSW-2” perteneciente a la Fm. Gobernador, Miembro “B”.

Referencias bibliográficas

- Libro: Cied PDVSA – completación y reacondicionamiento de pozos(1° edición)
- Monografías (en línea) Completación de pozos (página 2) [Fecha de consulta: 18 mayo 2018]. Disponible en: <https://www.monografias.com/trabajos17/completacion-pozos/completacion-pozos2.shtml>

- Buenas tareas, reacondicionamiento de pozos (en línea) [Fecha de consulta: 20 mayo 2018]. Disponible en:

<http://www.buenastareas.com/ensayos/Reacondicionamiento-De-Pozos/24239118.html>

- Perfoblogerr, Tipos de Reacondicionamiento de Pozos (en línea) [Fecha de consulta: 20 mayo 2018]. Disponible en:

<http://perfob.blogspot.com/2015/07/tipos-de-reacondicionamiento-de-pozos.html>

- Nieves. A (2012), (en línea) [Fecha de consulta: 20 mayo 2018]. Disponible en:

<http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/2870/1/TRABAJO%20ESPECIAL%20DE%20GRADO.pdf>

- Gabriela. L (2014),(en línea) [Fecha de consulta: 20 mayo 2018]. Disponible en: <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/89177/D-70089.pdf>

- la Comunidad Petrolera. (En línea) Reacondicionamiento de pozo. [Fecha de consulta: 20 Mayo 2018]. Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/reacondicionamiento-de-pozos-petroleros.html>

- Monografías (en línea) sistema de variables [Fecha de consulta: 22 mayo 2018], Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos84/sistema-variables-si-aplica/sistema-variables-si-aplica.shtml#ixzz5GS576I00>
- ley del plan de la patria (en línea), [Fecha de consulta: 24 mayo 2018]. Disponible en: <http://www.onapre.gob.ve/index.php/publicaciones/descargas/finish/36-ley-del-plan-de-la-patria-2013-2019/209-ley-del-plan-de-la-patria-2013-2019>
- Ley orgánica que reserva al estado la industria y el comercio de los hidrocarburos (en línea), [Fecha de consulta: 24 mayo 2018]. Disponible en: http://www.pdvsa.com/images/pdf/marcolegal/ley_organica_que_reserva_al_estado_la_industria_y_el_comercio_de_los_hidrocarburos.pdf
- investigación cuantitativa (en línea), [Fecha de consulta: 9 junio 2018]. Disponible en: <https://www.sisinternational.com/investigacion-cuantitativa/>
- Metodología de la Investigación (en línea), [Fecha de consulta: 9 junio 2018]. Disponible en: <https://bianneygirald077.wordpress.com/category/capitulo-iii/>
- Hurtado, J. (2000). Metodología de Investigación Holística. [Libro en Línea]. Consultado el 9 de Junio del 2018 disponible en: <http://dip.una.edu.ve/mpe/017metodologia/paginas/Hurtado,%20Guia%20para%20la%20comprension%20holistica%20de%20la%20ciencia%20Unidad%20III.pdf>
- Rosas. M. (2014). Reparaciones mayores y menores en pozos petroleros. [Libro en Línea]. Consultado el 9 de Junio del 2018 disponible en:

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.10/5499/Tesis.pdf?sequence=1>