

METODOLOGÍA PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA MOVILIZACIÓN DE
FLUIDOS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS EXPLORATORIOS EN ETAPAS DE
PRUEBAS INICIALES Y EXTENSAS

ANDRÉS FELIPE CASTAÑEDA MARTÍNEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PÉTRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2019

METODOLOGIA PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA MOVILIZACIÓN DE
FLUIDOS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS EXPLORATORIOS EN ETAPAS DE
PRUEBAS INICIALES Y EXTENSAS

ANDRÉS FELIPE CASTAÑEDA MARTÍNEZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR
ENRIQUE MANUEL CABRERA MONTOYA
INGENIERO MECANICO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2019

DEDICATORIA

A mis padres; Claudia Martínez Chacón y Oscar Armando Castañeda Ángel que son mi motivación más grande en la vida.

Y a mi abuela Ubaldina Chacón Urrego que es un ejemplo de vida.

Andrés Felipe Castañeda Martínez

AGRADECIMIENTOS

Debo hacer una mención especial a mi director de monografía Enrique Manuel Cabrera Montoya el cual ha sido un apoyo fundamental para el desarrollo y éxito de este proyecto. Adicional a la empresa ECOPETROL S.A., pues nos han prestado todo el apoyo para lograr los objetivos de este trabajo de grado, instalaciones, información etc.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	26
1. MARCO REFERENCIAL.....	28
1.1 ANTECEDENTES	28
2. GENERALIDADES DE PRUEBAS QUE SE REALIZAN EN LOS POZOS EXPLORATORIOS ON SHORE	29
2.1 PRUEBA DST (DRILL STEAM TEST)	30
2.1.1 Productividad.	30
2.1.2 Propiedades de Yacimiento.	30
2.1.3 Muestreo de fluidos.....	30
2.2 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN	32
2.3 PRUEBAS EXTENSAS DE PRODUCCIÓN	38
3. PARAMETROS Y VARIABLES, PARA SELECCIONAR EL TIPO DE TRANSPORTE Y ESTACIÓN MAS ADECUADA PARA EL RECIBO DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN	41
3.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	43
3.1.1 Densidad. La densidad es la relación entre la masa de una unidad con respecto al volumen de crudo a una determinada presión y temperatura.	44
3.1.2 Gravedad API.	44
3.1.3 Viscosidad.....	45
3.1.4 Presión de Vapor Reíd (PVR).	49
3.1.5 Presión de vapor verdadera del producto almacenado (Pva).	50
3.1.6 Constante A	51
3.1.7 Constante B	52
3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS	52
3.2.1 Fluidos ideales.	53
3.2.2 Fluidos reales.....	53
3.2.3 Fluidos Newtonianos.....	53
3.2.4 Fluidos No Newtonianos.	54
3.3 INFRAESTRUCTURA PETROLERA CERCANA.....	54
3.3.1 Viabilidad operativa de la estación.....	57
3.3.2 Infraestructura petrolera por oleoducto.	58

4. METODOLOGIA PARA MOVILIZAR DE MANERA EFICIENTE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN PROVENIENTES DE LOS POZOS EXPLORATORIOS ON SHORE.	64
4.1 PROCEDIMIENTO GENERAL.....	66
4.1.1 Fase de planeación.....	66
4.1.2 Fase de ejecución.....	69
4.1.3 Fase de Cierre.	73
4.1.4 Convenciones.	76
4.1.5 Macroproceso de la metodología.	79
4.1.6 Macroproceso completamiento	79
4.1.7 Macroproceso Volumétrico.	87
4.1.8 Macroproceso Transporte de Fluidos.	92
4.1.9 Macroproceso Staff Exploración.	95
4.1.10 Abreviaturas Vicepresidencias o Departamentos ECOPETROL S.A.....	100
4.1.11 Validación de la metodología.	101
5. DETERMINAR EL SITIO DE RECIBO, ASÍ COMO EL TRANSPORTE QUE SE DEBE USAR PARA LA MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DEL POZO EXPLORATORIO PROVENZA-1.....	102
5.1 FOLLETO GEOLOGICO.....	103
5.1.1 Ubicación geográfica Pozo Provenza-1.	103
5.1.2 Pronóstico de la producción de prueba Inicial.....	105
5.1.3 Características fisicoquímicas de los hidrocarburos esperados.....	105
5.1.4 Caracterización de la zona de interés (Infraestructura petrolera y vías).	106
5.1.5 Parámetros para la selección de la Estación.	108
5.1.6 Evaluación Campo Sabanero - Pozo Provenza-1.....	108
5.1.7 Evaluación CPF Ocelote - Pozo Provenza-1.....	116
5.1.8 Evaluación Campo Rubiales – Pozo Provenza-1.....	120
5.1.9 Costos asociados a transporte y recibo de fluidos de las estaciones evaluadas.	124
5.2. MATRIZ PARA SELECCIONAR LA ESTACIÓN INDICADA RECIBO DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN	129
5.2.1 Realizar solicitud de transporte para el inicio de P. Iniciales/extensas.	131
5.2.2 Aprobación para inicio de las pruebas cortas.	131
5.2.3 Resultados del Pozo Provenza-1.....	132
5.2.4 Transporte del agua asociada a la producción.	133
5.2.5 Creación de las herramientas volumétricas para fluidos.....	133
6. CONCLUSIONES	135

7. RECOMENDACIONES.....	137
BIBLIOGRAFÍA.....	138
ANEXOS.....	140

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación hidrocarburos según su gravedad API	45
Tabla 2. Descripción general oleoductos (Castilla, Tello) Ecopetrol S.A	60
Tabla 3. Descripción general oleoductos (Toldado, Tibú y Casabe) Ecopetrol S.A	61
Tabla 4. Descripción general oleoductos (El centro, Provincia, Gibraltar, Rio Ceibas) Ecopetrol S.A.....	62
Tabla 5. Descripción general oleoductos (Chichimene, Teca y Yarirí) Ecopetrol S.A	63
Tabla 6. Portales de aprobación ECOPETROL S.A.	78
Tabla 7. Simbología Vicepresidencia Exploración Procesos ECOPETROL S.A....	79
Tabla 8. Abreviaturas de las Gerencias involucradas en el aseguramiento de movilización de fluidos para la empresa ECOPETROL S.A.	100
Tabla 9. Pronóstico de producción Pozo Provenza-1	105
Tabla 10. Características fisicoquímicas hidrocarburos Provenza-1.....	106
Tabla 11. Distancias de las estaciones cercanas al Pozo Provenza-1	108
Tabla 12. Licencia Ambiental Transporte de Fluidos CPO-08.	114
Tabla 13. Licencia Ambiental Transporte de Fluidos CPO-08 (Continuación).	115
Tabla 14. Tarifa Barril/Kilometro	124
Tabla 15. Tarifa descargue fluidos estaciones seleccionadas	125

Tabla 16. Costos asociados para transportar fluidos de producción Pozo Provenza-1.....	129
Tabla 17. Matriz de selección para movilización de fluidos de producción	130
Tabla 18. Tabla de puntuación para la matriz de selección	130
Tabla 19. Resultados Pozo Provenza-1.....	132

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquemático de prueba DST con cada uno de los periodos de flujo y cierre	31
Figura 2. Rangos de respuesta de Yacimiento en prueba DST, de acuerdo a la K.	32
Figura 3. Carro tanques	48
Figura 4. Clasificación de los fluidos	53
Figura 5. Comportamiento de los fluidos newtonianos vs no newtonianos	54
Figura 6. Infraestructura petrolera 2017 ECOPETROL S.A.	56
Figura 7. Metodología para la evacuación de fluidos (Fase Planeación)	68
Figura 8. Metodología para la evacuación de fluidos (Fase Ejecución)	72
Figura 9. Metodología para la evacuación de fluidos (Fase Cierre)	75
Figura 10. Macroproceso Completamiento	80
Figura 11. Macroproceso Completamiento (Continuación)	81
Figura 12. Macroproceso Completamiento (Continuación)	82
Figura 13. Macroproceso Completamiento (Continuación)	83
Figura 14. Macroproceso Completamiento (Continuación)	84
Figura 15. Macroproceso Completamiento (Continuación)	85
Figura 16. Macroproceso Completamiento (Continuación)	86
Figura 17. Macroproceso Volumétrico	88
Figura 18. Macroproceso Volumétrico (Continuación)	89

Figura 19. Macroproceso Volumétrico (Continuación).....	90
Figura 20. Macroproceso Volumétrico (Continuación).....	91
Figura 21. Macroproceso transporte de fluidos de producción.	93
Figura 22. Macroproceso transporte de fluidos de producción (Continuación).	94
Figura 23. Macroproceso Staff Gerencia de Planeación Operativa.	96
Figura 24. Macroproceso Staff Gerencia de Planeación Operativa (Continuación).	97
Figura 25. Macroproceso Staff Gerencia de Planeación Operativa (Continuación).	98
Figura 26. Macroproceso Staff Gerencia de Planeación Operativa (Continuación).	99
Figura 27. Ubicación Geográfica Pozo Provenza-1 Bloque	104
Figura 28. Ubicación Geográfica Pozo Provenza-1	104
Figura 29. Infraestructura petrolera de la zona y vías	107
Figura 30. Cruce Vereda La Cristalina Puerto Gaitán Meta.....	109
Figura 31. Puente del Rio Guarrojo	110
Figura 32. Tránsito de mulas Campo Sabanero	110
Figura 33. Locación tanque para disposición de fluidos Pozo Provenza-1	111
Figura 34. Entrada Manifold Campo Sabanero.....	112
Figura 35. Tanque de despacho	112
Figura 36. Ubicación Geográfica CPF Ocelote (Hocol).....	116
Figura 37. Entrada CPF Ocelote (Hocol)	117

Figura 38. Facilidades Estación Ocelote.....	118
Figura 39. Sitio para adecuación de tanques Ocelote (Hocol)	119
Figura 40. Descripción de la ruta Provenza-1 – C. Rubiales	121
Figura 41. Tanque almacenamiento TK-640 Campo Rubiales	122
Figura 42. Funcionamiento Campo Rubiales	123
Figura 43. Relación de costos por adecuaciones necesarias para descargue de fluidos CPF Ocelote	127
Figura 44. Batería Pozo Provenza-1 – Campo Rubiales	134

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Agencia Nacional de hidrocarburos, resolución 18 1495 de 2009. Circular No 14 Fiscalización-Aprobación Pruebas Extensas de Producción 11 de junio de 2014.	140
ANEXO B. Validación de la metodología para movilización de fluidos de producción en etapa de pruebas cortas y extensas por la empresa ECOPETROL S.A.	142
ANEXO C. Licencia Ambiental para el recibo de fluidos dentro de sus instalaciones de Caño Sur.....	144
ANEXO D. Solicitud formal para la aprobación de las pruebas cortas ante la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos)	147
ANEXO E. Aprobación inicio de las pruebas cortas del Pozo Provenza-1 por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).....	150
ANEXO F. Aprobación de recibo agua asociada a producción Campo Mago-Estación Mito.	153
ANEXO G. Layout Set de Well Testing Pozo Provenza-1.	154
ANEXO H. Tabla de aforo tanque de almacenamiento Rubiales TK-640	155

GLOSARIO

%BSW: Porcentaje de agua y sedimentos básico-contenidos en los hidrocarburos líquidos

AFORO: Procedimiento que se ejecuta con el objetivo de medir la altura de un líquido a condiciones estándar (60°F=15°C y 14.7 PSI= 1 Atmosfera).

ANH: La Agencia Nacional de Hidrocarburos es la autoridad o ente fiscalizador que regula el aprovechamiento de los recursos contingentes del país.

ASTM: (American Society for Testing and Materials): Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.

AVM: Herramienta utilizada para cargar la información de los Informes Diarios de Producción (IDP).

BARRIL DE PETRÓLEO: Unidad medida de volumen que se utiliza para identificar los hidrocarburos líquidos. Esta medida normalmente está a condiciones estándar (60° F y a 1 atmósfera de presión absoluta).

CAMPO: Área en cuyo subsuelo existen uno más yacimientos.

CONDENSADO: Mezcla de hidrocarburos líquidos los cuales se mantiene a una temperatura y presión estándar con algunas cantidades de propano, butano disueltas en él. La gravedad API aproximada de estos fluidos se encuentra en un rango de $\leq 40^{\circ}\text{API}$.

CUADRO 1A: Medición oficial de la producción mensual y gravedad específica ponderada del petróleo

CUADRO 4: Resumen mensual de la producción y movimiento del crudo.

CUADRO 7: Producción por zonas y estados de los pozos terminados oficialmente.

DECLARACIÓN DE COMERCIALIDAD: Comunicación oficial por parte de la empresa operadora donde se le presenta a la ANH la decisión incondicional de explorar comercialmente el descubrimiento realizado en un área determinada.

DILUYENTE: Es el producto natural o refinado que se mezcla con el crudo para facilitar el transporte y llevarlo a las condiciones que se requieran.

EIA: (Estudio de Impacto Ambiental), Estudio que se hace para determinar los impactos que se generarían por las obras que se ejecutarán, donde se incluyen las medidas de mitigación y de compensación.

EMERGENCIA: Situación que se presenta por un hecho accidental y que requiere suspender todo trabajado para atenderla.

EMULSIÓN: Mezcla agua-petróleo, básicamente es una mezcla de dos líquidos parcialmente miscibles, uno de los cuales se encuentra disperso en el otro, en forma de gotas microscópicas.

EPIS: Banco de información petrolera está encargado de administrar la información técnica de exploración y producción del país.

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA: Documento que establece características técnicas mínimas de un producto o servicio.

EXPLORACIÓN: Estudios, trabajos y obras que se ejecutan para determinar la existencia de los hidrocarburos.

FACILIDADES DE PRODUCCIÓN: Instalaciones, plantas, equipos, tanques entre otros, donde se realiza las actividades de producción, separación, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos.

FORMACIÓN: Unidad lito estratigráfica con límites definidos y características litológicas propias.

FORMATO GCS-F018: Formato de solicitud para servicio de transporte terrestre en la empresa ECOPETROL.

FORMATO GCS-F-018: Formato de cargue para carro tanques.

FORMATO GCS-F-028: Formato de descargue para carro tanques.

FORMATO GCS-F-029: Formato de descargue para carro tanques.

FORMATO GCS-F-034: Formato de solicitud kilometraje rutas.

FORMULARIO 9: Informe mensual de producción de pozos de petróleo y gas

FORMULARIO 15 A: Informe mensual de inyección de vapor y producción adicional de petróleo.

FORMULARIO 16: Informe mensual sobre ensayos de potencial de Pozos de Petróleo.

FORMULARIO 17: Informe mensual sobre la producción de pozos de gas.

FORMULARIO 20: Informe mensual sobre la inyección de agua y producción.

FORMULARIO 21: Informe mensual sobre el mantenimiento de presión (inyección de gas).

FORMULARIO 30: Informe Mensual sobre producción, plantas y consumos de gas natural y procesado.

GAS NATURAL: Mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso, procedentes de yacimientos de hidrocarburos naturales, pueden contener impurezas u otros elementos.

GOR: Relación entre el volumen de gas producido y el volumen de petróleo producido, medidos a condiciones de referencia (Pie cúbico estándar/BP Netos).

GRAVEDAD API: Escala de medición utilizada para hidrocarburos, basándose en su peso específico.

HIDROCARBURO: Compuesto orgánico constituido principalmente por carbono e hidrogeno. Además, puede contener sustancias derivadas.

IDP: Informes Diarios de Producción, estos informes se deben reportar a una hora y fecha establecida por el ente regulador o fiscalizador (ANH) Agencia Nacional de

Hidrocarburos. Estos informes se cargan en las herramientas volumétricas de la ANH (SOLAR).

IMPACTO AMBIENTAL: Acción que genera alguna alteración en el medio ambiente además cambiando los componentes del mismo. Estas alteraciones pueden ser favorables o desfavorables.

LICENCIA AMBIENTAL: Documento donde se describen las actividades autorizadas por el ente regulador ambiental ANLA (Agencia Nacional de Licenciamiento Ambiental), para el desarrollo de un pozo exploratorio.

MEDICIÓN: El objetivo de esta actividad es determinar el valor de una variable con base a un procedimiento predeterminado.

NORMA DE SEGURIDAD: Acción encaminada a evitar un accidente.

PETROLEO: Producto formado por una mezcla de hidrocarburos con distintas combinaciones fisicoquímicas. Extraído de forma líquida del subsuelo, no ha sido sometido a ningún tratamiento que cambie sus compuestos naturales a menos que aquellos que pudieron haber sido necesarios para facilitar su extracción del subsuelo.

PMA: (Plan de Manejo Ambiental), es un documento donde deben estar estipuladas todas las actividades que se van a realizar para la ejecución de un pozo exploratorio.

POZO: Construcción especializada a partir de varios factores con el objetivo de conducir los fluidos del yacimiento a superficie.

POZO ABANDONADO: Pozo que por algún motivo se decidió no utilizar y se deberá taponar y abandonar.

POZO EN DESARROLLO: Pozo que se utiliza para contribuir a la explotación de yacimientos después del periodo de exploración y evaluación.

POZO DESCUBRIDOR: Pozo el cual se utiliza para descubrir un área desconocida.

POZO ESTRATÍGRAFICO: Pozo el cual se utiliza para el reconocimiento y tomar muestras de una formación de interés.

POZO EXPLORATORIO: Pozo el cual se utiliza para buscar la existencia de posibles recursos contingentes en un área desconocida.

POZO INACTIVO: Pozo que en la actualidad no tienen ninguna finalidad, sin embargo, podrá en un futuro utilizarse para algún fin.

POZO INYECTOR: Pozo que se utiliza para la inyección de fluidos con el objetivo de desplazar los fluidos del subsuelo a superficie.

POZO PRODUCTOR: Pozo que se utiliza para llevar los fluidos del yacimiento a superficie.

POZO SECO: Pozo el cual no se hallan hidrocarburos.

PRESIÓN: Medida de una fuerza por unidad de área. Las unidades de presión más utilizadas en la industria del petróleo son PSI (libras por pulgada cuadrada).

PRUEBAS INICIALES: Pruebas cortas que producción que se utilizan posteriormente a la terminación oficial de un pozo nuevo e incluyen pruebas de presión y evaluación de rocas y fluidos de yacimientos.

PRUEBAS EXTENSAS: Periodo de producción posterior a la prueba inicial utilizado para obtener mayor información del yacimiento y definir la comercialidad del campo.

PUNTO MEDICIÓN OFICIAL: Lugar aprobado por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) en el cual se medirá la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos.

SEÑALIZADOR: Persona encargada de reflejar las advertencias de seguridad en una instalación.

SET DE WELL TESTING: Conjunto de componentes que tienen como objetivo almacenar, tratar y finalmente realizar las pruebas de producción de un pozo.

SOLAR: Herramienta utilizada por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) para cargar la información de los informes diarios de producción.

TARIFA DE TRANSPORTE: Valor monetario que se le cobra al proyecto exploratorio, la tarifa se cobra por barril transportado vs kilómetros recorridos.

TRANSFERENCIA DE CUSTODIA: Cambio de la propiedad sobre un determinado fluido (crudo, gas y agua de formación).

TABLA DE AFORO: Tabla que sirve para calcular el nivel del líquido contenido en un recipiente.

TEA: Lugar donde se quema los gases provenientes del pozo, generando una combustión. Es importante tener en cuenta que se debe dejar una distancia considerable para seguridad del personal y para la instalación de equipos de superficie.

VISCOSIDAD: Es una medida la cual proyecta la resistencia de un fluido a fluir cuando actúe sobre él una fuerza externa.

YACIMIENTO: Toda formación rocosa donde se encuentran los hidrocarburos acumulados naturalmente, estos se caracterizan por estar en un sistema de equilibrio a una determinada presión y temperatura.

RESUMEN

TITULO: METODOLOGIA PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS EXPLORATORIOS EN ETAPAS DE PRUEBAS INICIALES Y EXTENSA

*

AUTOR: ANDRÉS FELIPE CASTAÑEDA MARTINEZ**

PALABRAS CLAVES: PRUEBAS CORTAS, PRUEBAS EXTENSAS, POZOS EXPLORATORIOS, TRANSPORTE DE POR CARROTANQUES.

DESCRIPCIÓN

Este trabajo de monografía tiene como objetivo asegurar mediante una metodología las pruebas cortas y extensas que se le deben realizar a los pozos exploratorios On Shore (A3). Adicional, se procedimiento debe estar validado por todas las áreas que intervienen en el aseguramiento del mismo.

Es importante resaltar que todos los procesos en ECOPETROL S.A., están validados y aprobados por la gerencia a la cual corresponda. En ese orden de ideas y a partir de esta metodología para asegurar la movilización de los fluidos de producción para los pozos exploratorios en etapas de pruebas cortas y extensas, se optimizarán las estrategias y costos asociados al mismo, logrando una debida preparación con las estaciones cercanas de recibo y asegurando temas de transporte.

Por último, esta metodología se enfoca en identificar y asegurar el procedimiento para llevar los fluidos de producción (crudo, agua y gas) a la estación más indicada.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Especialización en Producción de Hidrocarburos
Director: Ing. Enrique Manuel Cabrera Montoya

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE ASSURANCE OF THE MOBILIZATION OF PRODUCTION FLUIDS FOR EXPLORATORY WELLS IN STAGES OF INITIAL AND EXTENSIVE TESTS*

AUTHOR: ANDRÉS FELIPE CASTAÑEDA MARTINEZ**

KEY WORDS: SHORT TESTS. EXTENSIVE TESTS. EXPLORATORY WELLS. TRANSPORTATION OF CARROTANQUES

DESCRIPTION:

The purpose of this monograph work is to ensure by means of a methodology the short and extensive tests that should be performed on On Shore (A3) exploratory wells. Additionally, this procedure must be validated by all the areas that intervene in its assurance.

It is important to highlight that all the processes in ECOPETROL S.A. are validated and approved by the management to which it corresponds. In this order of ideas and from this methodology to ensure the mobilization of production fluids for exploratory wells in stages of short and extensive tests, the strategies and costs associated with it will be optimized, achieving a proper preparation with the nearby stations of receipt and securing transportation issues.

Finally, this methodology focuses on identifying and ensuring the procedure to bring production fluids (crude oil, water and gas) to the most appropriate station.

* Bachelor Thesis

** Faculty of physico-chemical engineerings. Hydrocarbon Production Specialization. Director: Ing. Enrique Manuel Cabrera Montoya

INTRODUCCIÓN

La empresa Ecopetrol S.A debe tener todas actividades que se vallan a ejecutar en un futuro, debidamente planeadas y conforme al manual de procedimientos de la empresa, cada actividad debe tener una metodología previamente aprobada para poderla aplicar.

Este trabajo de monografía tiene como objetivo realizar una metodología para asegurar la movilización de fluidos de producción en etapa de pruebas cortas y extensas para los proyectos exploratorios de la Vicepresidencia de Exploración on Shore, asegurando a la empresa desde una etapa temprana de los proyectos exploratorios la claridad de la evacuación de los fluidos de producción a partir de una planeación previa con sus respectivos responsables.

Para ello se debe conocer las generalidades de las pruebas que se realizan en todos los pozos exploratorios On Shore. Entre ellas se describirán las pruebas Drill Stem Test (DST), Pruebas Cortas y Pruebas Extensas y el impacto económico que tiene cada una de ellas a la hora de evaluar el sitio de recibo, así como el transporte que se debe usar.

Desde la fase de planeación se debe conocer las principales variables y parámetros asociados para seleccionar el tipo de transporte adecuado, así como la respectiva estación donde evacuaremos los fluidos de producción. Para ello, se realizará una debida caracterización de los fluidos, se detallará las facilidades de producción cercanas al pozo a evaluar y se evaluará la viabilidad ambiental del recibo del mismo.

En base a lo anterior, se elabora un procedimiento para evacuar de manera eficiente los fluidos de producción de los pozos exploratorios On Shore logrando

sinergias con las áreas transversales de la compañía y cumpliendo con las metas de la compañía.

Finalmente, al tener esta metodología validada por las áreas transversales y aprobadas, se aplicará en un pozo exploratorio del país logrando que este trabajo inicie un proceso de búsqueda para mejorar las alternativas de selección de transporte, así como de la estación más adecuada para el recibo de los fluidos de producción.

1. MARCO REFERENCIAL

1.1 ANTECEDENTES

En los años 1920 a 1930 las pruebas Drill Stem Test (DST) se corrieron por primera vez de manera comercial. Gracias a los aportes de:

E.C. Johnston (1926) y M.O Johnston (1926) desarrollaron el primer DST y corrieron por primera vez de manera comercial a principios del siglo XX.

“En Abril de 1929, la Johnston Formation Testing Corporation patentaron la técnica (U.S. Patent 1.709.940) y posteriormente mejoraron el sistema a principios de los años 30. En los años 50, Schlumberger introdujo un método para evaluación de formaciones usando equipo de wireline. La herramienta de evaluación de formación de Schlumberger, la cual puso en funcionamiento en 1953, la cual disparó una carga hueca a través de una almohadilla de goma que se había extendido en el agujero en la profundidad requerida. Los fluidos de formación salían a través de los perforados y un tubo de conexión permitía depositar los fluidos producidos hacia un contenedor. Luego la herramienta es sacada a superficie con el contenedor cerrado con los fluidos de fondo a condiciones de yacimiento. En 1956, Schlumberger compra la Johnston Testers y continúan realizando pruebas DST y con probadores de formación tanto en pozos a hoyo entubado, como desnudo”¹

Estos aportes llevaron a la prueba Drill Stem Test a ser una de las pruebas que se utilizan en la actualidad para obtener una mayor información tanto del yacimiento como de los fluidos de formación.

¹ HORNE, Roland, Modren Well Test Analysis Petroway. History of Petroleum Engineering. API of Production. New York City 1961 (Recuperado en 2 de julio 2019). Disponible en <http://www.portaldelpetroleo.com/2013/08/dst-drill-stem-test.html>.

2. GENERALIDADES DE PRUEBAS QUE SE REALIZAN EN LOS POZOS EXPLORATORIOS ON SHORE

En todos los proyectos de exploración en la empresa Ecopetrol S.A, se tiene como objetivo probar todos los prospectos exploratorios, con la finalidad de encontrar recursos contingentes para el país.

Existen varias pruebas que se le realizan a los pozos exploratorios con el fin de caracterizar varios aspectos primordiales que servirán como input para poder tomar decisiones futuras sobre el prospecto a evaluar.

Es importante tener en cuenta que una vez se perfora y completa el pozo, se corren los registros para determinar si se realizarán las pruebas iniciales y/o extensas. Esto supeditado a los resultados mencionados anteriormente.

Adicional es importante tener en cuenta que en determinado caso de tener un resultado positivo y se tome la decisión de realizar las pruebas cortas, existen una serie de obligaciones contractuales con la ANH que la empresa ECOPETROL S.A, debe cumplir antes del inicio de dichas pruebas. Esto es fundamental para el inicio de las pruebas cortas. Además, se deben crear los cargadores necesarios en la estación que nos recibe para poder tener el visto bueno para comenzar con la prueba.

Finalmente, una vez estén creados los cargadores para poder diligenciar la producción de las pruebas iniciales tanto en la empresa Ecopetrol S.A como en el SOLAR de la ANH y previo la aprobación del ingeniero de zona de la ANH se dará el visto bueno para el comienzo de las pruebas

A continuación, se realizará una descripción de las pruebas que se realizan a los pozos exploratorios en la empresa ECOPETROL S.A.

2.1 PRUEBA DST (DRILL STEAM TEST)

“Generalmente, las pruebas DST se realizan en un corto período de tiempo, por lo que se debe tener claro cuáles son los objetivos de la misma, que información queremos obtener para la caracterización del yacimiento, etc. Las pruebas DST casi siempre se llevan a cabo en pozos exploratorios, o en áreas que no se tiene suficiente grado de certeza, por ejemplo, áreas de reservas probables/posibles, la cual requiere comprobar si las reservas tienen algún atractivo comercial. Con la prueba DST permite evaluar los siguientes aspectos del yacimiento:

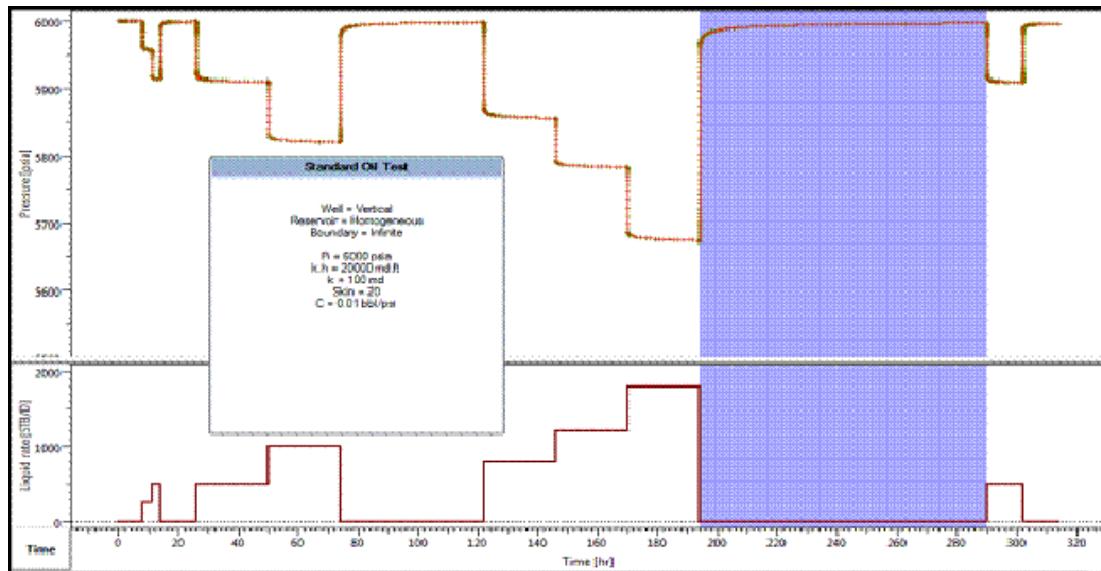
2.1.1 Productividad. Permite evaluar el potencial de la arena productora, con distintos reductores, evaluar efectos de turbulencia (daño), presión de fondo fluyentes, y otros efectos en la cara de la arena (resistencia inercial y despojamiento capilar).

2.1.2 Propiedades de Yacimiento. Con el cierre para restauración de presión, permite evaluar la presión promedio de la formación, permeabilidad, capacidad de la formación, skin, efectos de barrera o límites de yacimiento.

2.1.3 Muestreo de fluidos. Con las muestras de fluido en fondo permite caracterizar en fluido original de yacimiento, la cual juega un papel importante en la estimación de fluidos originales en sitio, monitoreo y estudios de yacimiento, diseño de las facilidades de superficie”². **(Ver Figura 1).**

² Ibíd., p. 3

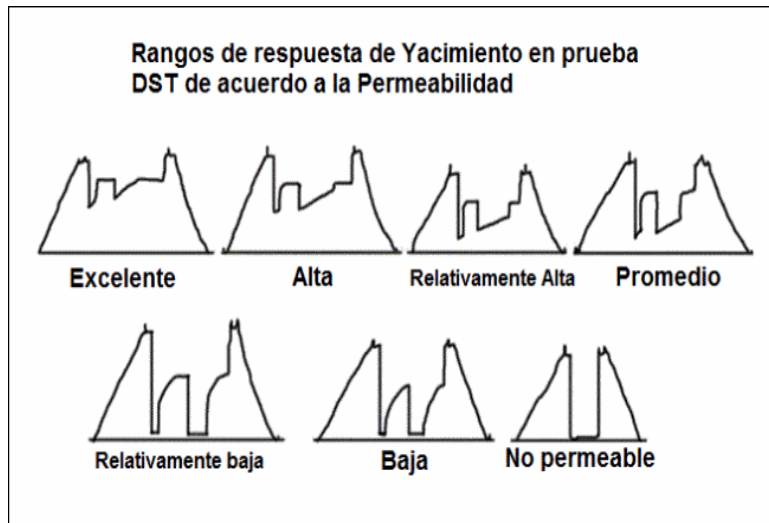
Figura 1. Esquemático de prueba DST con cada uno de los periodos de flujo y cierre



Fuente: HORNE, Roland, Modren Well Test Analysis Petroway. History of Petroleum Engineering. API of Production. New York City 1961 (Recuperado en 2 de julio 2019). Disponible en <http://www.portaldelpetroleo.com/2013/08/dst-drill-stem-test.html>.

En la **Figura 2**, se muestran comportamientos de referencia de pruebas DST realizadas a yacimientos, de acuerdo a la permeabilidad registrada (solo referencia):

Figura 2. Rangos de respuesta de Yacimiento en prueba DST, de acuerdo a la K.



Fuente: HORNE, Roland, Modren Well Test Analysis Petroway. History of Petroleum Engineering. API of Production. New York City 1961 (Recuperado en 2 de julio 2019). Disponible en <http://www.portaldelpetroleo.com/2013/08/dst-drill-stem-test.html>.

2.2 PRUEBAS INICIALES DE PRODUCCIÓN

“Una vez el Pozo es completado y su equipo de levantamiento artificial es probado, se debe contar en superficie con un equipo instalado y listo para recibir la producción del Pozo que se evaluará o probará posteriormente instalado el equipo de Well Testing.

Este equipo permite tener el control del Pozo, separar los fluidos recuperados en sus diferentes fases: aceite, agua y gas; para poder cuantificar, caracterizar y disponer cada una de ellas de una manera confiable y segura”³.

³ CUELLAR ORDONEZ, J. J., & Hernández Morera, J. d. (2001). MANUAL BASICO DE SEGURIDAD OPERACIONAL EN LAS AREAS DE WIRELINE Y WELL TESTING EN LA EMPRESA HYDROCARBON SERVICES LTDA. / Jorge Jesús Cuellar Ordoñez; director Jairo Hernández Morera. Bucaramanga: UIS, 2001.

Según la Resolución 18 1495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía se considera poner en conocimiento para las empresas del sector de hidrocarburos y quien interese⁴.

“Artículo 27. Prueba Inicial. Concluida la perforación y terminado el pozo, se realizará una prueba inicial de producción para cuyos efectos, previamente, deberá enviarse un programa al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización. La prueba tendrá una duración máxima de siete (7) días de producción de fluidos por intervalo probado y sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, registros de presión y acondicionamiento del pozo- Los resultados de la prueba se reportarán en el Formulario 6 “Informe de terminación Oficial.

En los pozos exploratorios, de avanzada y de desarrollo en yacimientos compartimentados, se deben practicar pruebas de presión y presentar los resultados en el formulario 8 “Informe sobre pruebas de presión”. Además, en los pozos exploratorios se deben realizar pruebas selectivas por cada intervalo cañoneado y tomar muestra para la caracterización de fluidos.

En los pozos exploratorios y de avanzada, el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces de materia de fiscalización, realizará una visita con el fin de verificar las condiciones técnicas de las facilidades iniciales de producción De la visita se levantará un acta y si no se presenta observaciones o recomendaciones que deban ser atendidas de manera inmediata, se podrá dar inicio a la prueba. En el evento en que se formulen observaciones y el contratista no ejecute los correctivos necesarios, se podrá ordenar la suspensión de las operaciones.

⁴ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución 18 1495 de 2009. Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera, 15 de Julio de 2018. 7-12 p.

Parágrafo 1. Cuando las circunstancias operacionales o las características del yacimiento lo ameriten, el Ministerio de Minas y Energía podrá autorizar tiempos superiores de prueba, la realización de trabajos adicionales al programa original de terminación o cambios con relación a las pruebas selectivas.

Parágrafo 2. Cuando esté en riesgo la integridad del pozo, se podrá prescindir de la toma de registros de presión y/o muestras de fluidos, con autorización del Ministerio de Minas y Energía o de quien haga sus veces en materia de fiscalización.

Parágrafo 3. En operaciones costa afuera, cuando la recuperación, almacenamiento y manejo de fluidos en superficie durante la prueba de pozo pueda resultar riesgosa para la operación o cuando por motivos de eficiencia operacional demostrables así se requiera, el operador podrá utilizar, previa información al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en Materia de fiscalización, otras técnicas que le permita determinar la presencia de hidrocarburos tales como los probadores de formación operadores por cable o las pruebas Mini-DST, en combinación con herramientas tradicionales como registros de pozo, pruebas de presión, pruebas de inyectividad, muestras y ripios.

Artículo 5. Modificar el Artículo 30 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedara así:

Artículo 30. Condiciones para el Taponamiento y Abandono. Cuando se haya perforado un pozo que resulte seco o por problemas mecánicos haya de abandonarse, será taponado y desmantelado inmediatamente, en cuyo caso, previa la realización de estas actividades, se debe actualizar y obtener aprobación del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización del nuevo programa de abandono.

Igual procedimiento deberá seguirse en el evento en que un pozo permanezca inactivo por más de seis (6) meses sin justificación.

Los trabajos necesarios para el taponamiento tendrán como objetivo el aislamiento definitivo y conveniente de las formaciones atravesadas que contengan petróleo, gas o agua, de tal manera que se eviten invasiones de fluidos o manifestaciones de hidrocarburos en superficie.

En cualquiera de estos eventos se debe diligenciar el Formulario 10 A “Informe de taponamiento y abandono”.

Parágrafo 1. En los pozos secos o que por problemas mecánicos no pueda concluirse la perforación, se debe diligenciar el Formulario 6. “Informe de terminación oficial”.

Parágrafo 2. El contratista podrá abandonar temporalmente el pozo, previa autorización y aprobación del programa de taponamiento por parte del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, por un periodo que no podrá extenderse más allá de la fase exploratoria del contrato.

Si al finalizar este tiempo, el contratista no ha reactivado el pozo, todas las facilidades y equipos deberán ser retirados, y deberá procederse con la limpieza y restauración ambiental de la zona y el abandono definitivo del pozo.

Toda intervención y/o operación de re-entry al pozo abandonado temporalmente deberá ser aprobada previamente por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización.

Establecido el abandono definitivo o la reactivación del pozo y su posterior terminación, se deberá diligenciar el Formulario 6 “Informe de Terminación Oficial”.

Parágrafo 3. En operaciones costa afuera, cuando la lámina de agua sea menor o igual a 1000 pies (304.8 metros), la actividad de abandono temporal requerirá la instalación de un guarda redes (net guard) sobre el cabezal del pozo.

Parágrafo 4. En operaciones costa afuera, si terminada la fase exploratoria el operador ha realizado la declaración de comercialidad del campo, el periodo de abandono temporal podrá extenderse durante el tiempo que se tarden las operaciones de construcción de las facilidades necesarias para el manejo de los fluidos que se produzcan.

Artículo 6. Modificar el Artículo 43 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 43. Clasificación de los Yacimientos y Pozos. El Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización, determinará la clasificación de los yacimientos y pozos y podrá reclasificarlos cuando las condiciones lo ameriten o por solicitud del contratista, técnicamente justificada.

Parágrafo. Los pozos estratigráficos podrán ser utilizados como productores únicamente en la etapa de desarrollo, previo el cumplimiento de los requerimientos para intervención de pozos, de acuerdo con el Artículo 40 de la Resolución 18 1495 del 2 de septiembre de 2009 o las normas que lo modifiquen o sustituyan y del cumplimiento de los trámites ambientales pertinentes.”

Artículo 7. Modificar el Artículo 60 de la Resolución 18 1495 de 2009, el cual quedará así:

“Artículo 60. Informes sobre Actividades de Producción: El contratista responsable de todo campo o pozo activo o inactivo, en explotación comercial, prueba extensa o pruebas iniciales, deberá enviar al Ministerio de Minas y Energía o a quien haga sus veces en materia de fiscalización, los siguientes informes:

Informe Diario de Producción: Diariamente se deberá remitir un Informe Diario de Producción (IDP), con los resultados de las operaciones del día anterior, en los términos y contenidos que el Ministerio de Minas y Energía establecerá e informará.

Informes Mensuales: Dentro de los primeros siete (7) días de cada mes se debe remitir la información que a continuación se relaciona con respecto a las actividades de producción realizadas en el mes anterior, diligenciando el respectivo Formulario y adjuntando los anexos requeridos:

- ❖ **Formulario 9** "Informe Mensual de Producción de pozos de petróleo y gas".
- ❖ **Formulario 15 A** "Informe mensual de inyección de vapor y producción adicional de petróleo".
- ❖ **Formulario 16** "Informe Mensual sobre Ensayos de Potencial de Pozos de Petróleo".
- ❖ **Formulario 17** "Informe Mensual sobre Producción de Pozos de Gas".
- ❖ **Formulario 20** "Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)"
- ❖ **Formulario 21** "Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)".

- ❖ **formulario 30** “Informe Mensual sobre Producción, Plantas y Consumos de Gas Natural y Procesado”

Además, se tienen que diligenciar los cuadros:

- ❖ **Cuadro 1A.** “Medición oficial de la producción mensual y gravedad específica ponderada del petróleo”.
- ❖ **Cuadro 4.** “Resumen Mensual Sobre Producción y Movimiento de Petróleo”.
- ❖ **Cuadro 7.** “Producción por zonas y estados de los pozos terminados oficialmente”.

Parágrafo. La aprobación de los Formularios y Cuadros del presente artículo quedará supeditada a la incorporación y validación de la información de producción de hidrocarburos en el SUIME, por lo cual deberá ser cargado en dicho Sistema, a la par con la entrega de la información de que trata este precepto.”

Artículo 8. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y modifica los artículos 6, 13, 26, 27, 30, 43 y 60 de la Resolución 18 1495 de 2009.”

2.3 PRUEBAS EXTENSAS DE PRODUCCIÓN

“Una vez se termina de realizar las pruebas cortas del pozo exploratorio a evaluar y supeditados a los resultados de dichas pruebas, se toma la determinación de pasar a pruebas extensas, esto se realiza con el fin dar comercialidad al pozo.

Según la circular No 14 de 11 de junio de 2014 y en base al artículo 36 de la resolución 18 1495 de 2009 se deben presentar los siguientes documentos

adjuntos al ministerio de minas y energía o quien haga de su vez como ente fiscalizador los siguientes documentos adjuntos:

- Resultados de las pruebas iniciales de producción
- Objetivos y Alcance de las pruebas extensas
- Diagrama de facilidades de producción con localización de puntos de producción
- Forma 6CR “Informe de Terminación Oficial” del pozo, con sus respectivos anexos. Esta forma deberá ser diligenciada una vez se conozca el potencial real de producción del pozo bajo condiciones establecidas durante las pruebas iniciales de producción
- Presentación de los siguientes mapas a escala 1:25.000 cuya delimitación debe estar referida al datum MAGNA –SIRGAS con proyección al origen central establecido por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi –IGAC.
- Solicitud de creación en el SUIME del correspondiente campo.
- Configuración y reporte de la producción durante las pruebas iniciales
- Concepto favorable respecto de las facilidades de producción y del punto de fiscalización emitido por el Funcionario de Zona de la ANH o el funcionario Asignado por esta para el efecto, una vez realizada la correspondiente visita a las instalaciones de que se trate.
- Aval de ECOPETROL S.A, para la realización de las pruebas extensas, cuando se trate de Contratos de Asociación

Una vez recibida la solicitud y sus anexos, el operador deberá sustentarla a la Gerencia de Fiscalización, para lo cual se fijará una fecha de reunión por parte de la Agencia.

Cuando se trate de solicitud de prórroga de Pruebas Extensas de Producción, se deberá llegar al resultado de las pruebas de presión realizadas durante el periodo aprobado y reportadas en el Informe de pruebas de presión Formulario 8⁵.

(VER ANEXO A)

⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Resolución 18 1495 de 2009. Circular No 14 Fiscalización – Aprobación Pruebas Extensas de Producción 11 de junio de 2014. 1-2 p.

3. PARAMETROS Y VARIABLES, PARA SELECCIONAR EL TIPO DE TRANSPORTE Y ESTACIÓN MAS ADECUADA PARA EL RECIBO DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

En este capítulo se analizarán los principales parámetros y variables asociadas con el fin de seleccionar la estación más indicada para disponer los fluidos de producción de las pruebas cortas y posteriormente las extensas.

A partir de una caracterización de los fluidos esperados, así como de los perfiles de producción (datos que en pozos exploratorios se obtienen de correlaciones de los pozos Off Set), se podrá seleccionar la estrategia para la evacuación de los fluidos de producción (crudo, gas y agua asociada a la misma). Esto se realiza para seleccionar el número de carro tanques a usar, así como el tipo de carro tanque más apropiado según las condiciones de operación.

La caracterización de los fluidos de producción es clave para seleccionar la estación más indicada para el recibo del mismo, además es de aclarar que en todas las estaciones de producción del país manejan ciertos parámetros que se deberán cumplir para poder disponer los fluidos en la estación.

En cuanto al gas para los pozos de producción se quema en las teas, sin embargo, se debe tener cuantificado el volumen a quemar, puesto que por las licencias ambientales de cada proyecto permite la quema de un determinado volumen.

Otro tema fundamental para la selección del vehículo a usar son temas relacionados con las características de las vías cercanas a los pozos

exploratorios, es fundamental tener una caracterización de la vía, puesto que a partir de este input se selecciona el tipo de vehículo.

En cuanto a la selección de empresa transportadora más adecuada para la movilización de fluidos de producción es esencial tener un buen relacionamiento con las comunidades cercanas al prospecto. Esto debido a evitar futuros paros o bloqueos por falta de comunicación con dichas comunidades. En ese orden de ideas la gestión social para estos proyectos exploratorios es clave.

Finalmente se tiene en cuenta costos asociados al transporte y recibo de los fluidos de producción, este aspecto es fundamental a la hora de seleccionar la estación y empresa transportadora.

3.1 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Una de las principales variables que se debe contemplar a la hora de seleccionar la estación más indicada para disponer los fluidos de producción debe ser las propiedades de los fluidos esperados del pozo.

Es importante tener esta variable en cuenta, puesto que, a la hora de disponer los fluidos en la estación más cercana al pozo exploratorio, el deber ser es que los fluidos de producción esperados sean compatibles con los fluidos que se manejan en la estación donde se piensan disponer. Esto es clave, puesto que en una batería de producción ya tienen estándares y manejan ciertas características de crudo.

Algo semejante ocurre para seleccionar el tipo de transporte a usar, puesto que hoy en día, dependiendo de las propiedades fisicoquímicas del hidrocarburo se selecciona el tipo de carro tanque que se debe utilizar. Al mismo tiempo, se debe tener en cuenta parámetros importantes como presiones de vapor reíd entre otros, puesto que el hidrocarburo dependiendo de la propiedad mencionada anteriormente tiende a evaporarse por diversos factores que se pondrán a consideración. Teniendo en cuenta que esto afecta principalmente en el registro volumétrico y parte de fiscalización y transferencia de custodia.

Me gustaría dejar claro que para todos los proyectos exploratorios del país cuando se tiene un pozo exploratorio la única manera de transportar los fluidos de producción de las pruebas cortas/extensas es por carro tanques, debido a que normalmente estos pozos son nuevos y no se tiene infraestructura petrolera cercana.

A continuación, se identificarán las principales variables asociadas a propiedades de los fluidos.

3.1.1 Densidad. La densidad es la relación entre la masa de una unidad con respecto al volumen de crudo a una determinada presión y temperatura.

La densidad de los hidrocarburos líquidos normalmente es registrada en términos de gravedades específicas o densidad relativa. Esta se define por:

$$SG = \frac{\text{Densidad del liquido a temperatura (T)}}{\text{Densidad del agua a temperatura (T)}}$$

La definición de gravedad específica para gases varia, puesto que la densidad relativa de un gas varía con la del aire a condiciones estándar, por lo tanto, la densidad de los gases está en relación a la presión, con respecto a la relación del peso molecular del gas (Mg) el cual es de 28.97.

$$SG = \frac{Mg}{28.97}$$

- **Mg = Peso Molecular.**
- **Sg= Gravedad específica.**

3.1.2 Gravedad API. “La medida de Grados API es una medida de cuánto pesa un producto de petróleo en relación al agua. Si el producto de petróleo es más liviano que el agua y flota sobre el agua, su grado API es mayor a 10. Los productos de

petróleo que tiene un grado API menor que 10 son más pesados que el agua y se asientan en el fondo”⁶.

Al igual que la densidad y la gravedad específica son variables importantes y comúnmente valoradas para seleccionar la estación más indicada en cuanto a compatibilidad de fluidos la “GRAVEDAD API” es la escala preferida y la más utilizada a la hora de valorar las características de crudo.

$$API = \frac{141.5}{SG * (60^{\circ}F)} - 131.5$$

- SG= Gravedad específica
-

Tabla 1. Clasificación hidrocarburos según su gravedad API

Tipo de Crudo	API
Extrapesado	< 9.9
Pesado	10 – 21.9
Mediano	22 – 29.9
Liviano	>30

Fuente: Paris, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos, 2009

3.1.3 Viscosidad. La viscosidad es una propiedad de los líquidos donde se expresa como la resistencia de fluir cuando actúa sobre una fuerza externa, en otras palabras, es la resistencia que tiene un fluido de fluir sobre una superficie,

⁶ WIDMAN INTERNATIONAL: Mantenimiento Proactivo La Conversión entre Grados API, Gravedad Específico, Kilos por Litro y libras por Galón. [En línea]. SRL, Santa Cruz – Bolivia (Recuperado en 2 junio 2019) Disponible en <https://www.widman.biz/Seleccion/gradosapi.html>

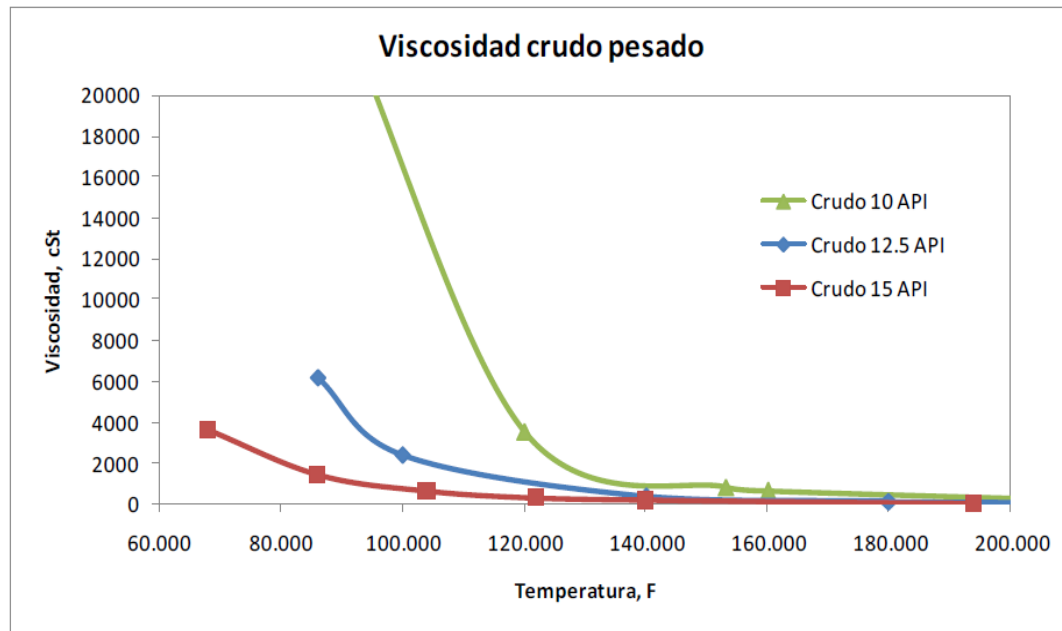
donde principalmente se ve afectada por la temperatura, presión y la velocidad de la deformación ejercida sobre el fluido.

“La viscosidad de un líquido decrece con el aumento en la temperatura, al aumentar la temperatura del crudo se disminuye su viscosidad debido al incremento de la velocidad de las moléculas y, por ende, a la disminución de su fuerza de cohesión y disminución de la resistencia molecular. Un crudo pesado o extrapesado, por lo general, es bastante difícil de deformar cuando está frío, lo cual indica que tiene una alta viscosidad, y a medida que la temperatura aumente, la viscosidad disminuye notablemente”⁷

A continuación, se presenta una gráfica donde se relaciona el impacto de la temperatura sobre la viscosidad.

⁷ CASTAÑEDA MONTENEGRO LADY ZAMIRA (2014) EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE ALTERNATIVAS PARA EL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS PRODUCIDOS EN LOS LLANOS OTRIENTALES, director; Manuel Cabarcas. Bucaramanga: UIS, 2014.

Gráfico 1. Efecto de la temperatura sobre las viscosidades de crudos pesados.



Fuente: CASTAÑEDA MONTENEGRO LADY ZAMIRA (2014) EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE ALTERNATIVAS PARA EL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS PRODUCIDOS EN LOS LLANOS OTRIENTALES, director; Manuel Cabarcas. Bucaramanga: UIS, 2014.

La viscosidad es un factor importante que se debe conocer no solo para seleccionar la estación más indicada para disponer de los fluidos, también es importante conocerla puesto que afecta principalmente en el diseño de las bombas para el transporte de crudo, sin embargo, ante la incertidumbre de estas propiedades de los fluidos es necesario emplear correlaciones desarrolladas para tener algún tipo de aproximación.

Esto se debe, puesto que para seleccionar un carro tanque algunas veces dependiendo estrictamente de que tan viscoso sea el fluido se pueden utilizar carro tanques con tracing, algunos carro tanques en la actualidad tienen en la parte de adentro más estrictamente en la parte superior un serpentín **(Ver Figura 3)**

Figura 3.Carro tanques



Fuente: ECOPETROL S.A Tarifas y programación de Carrotanques. [En línea]. Bogotá D.C (Recuperado en 2 junio 2019) Disponible en https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/transporte/Tarifas-programacion-carrotanques/!ut/p/z0/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfljo8ziLf0N3d09gg28LUJcnA0cfX2djQI9TQzdLYz1C7ldFQHE9vU5/

Este dispositivo esta hecho generalmente de cobre, haciendo que el serpentín se caliente logrando que el hidrocarburo baje su viscosidad esto basado en lo anteriormente dicho “la temperatura es una propiedad que afecta directamente a la viscosidad”.

- **Viscosidad Dinámica:** Es una medida de su resistencia que se deforma cuando se somete algún tipo de esfuerzo o corte tangencial. Normalmente esto es el resultado de una relación de cohesión entre sus moléculas, esta se define como:

$$\mu = \frac{t}{dv/dy}$$

μ = Viscosidad dinámica.

t = Esfuerzo de corte.

dv = Variación de Velocidad

dy = Variación de longitud

- **Viscosidad Cinemática:** Se define como la relación entre la viscosidad dinámica y la gravedad específica del fluido a la temperatura que se mide. Esta viscosidad normalmente se reporta en centistokes (cts.).

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

μ = Viscosidad dinámica

ρ = densidad fluido

ν = Viscosidad cinemática

3.1.4 Presión de Vapor Reid (PVR). “Método de ensayo de laboratorio para determinar la presión de vapor de crudos y productos volátiles a la temperatura de 100 °F (ASTM D323). El ensayo es un medio para determinar si un hidrocarburo líquido almacenado en un tanque atmosférico se vaporizará o no cuando su temperatura se eleve a 100 °F”⁸

La presión de vapor Reid (PVR) es un procedimiento de prueba que nos permite determinar si un hidrocarburo líquido almacenado en un tanque atmosférico o en carro tanques completamente sellados, se evaporizará cuando su temperatura se

⁸ GRANADA CAÑAS Mario *et al.* Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 19 - Pérdidas por evaporación en los tanques de almacenamiento. Versión 01. 2010. Bogotá. p 11

eleve a 100 °F, esta temperatura puede variar puesto que es la temperatura de almacenamiento, depende del lugar y del sitio de confinamiento.

La presión de vapor reíd se determina basados en las normas ASTM D3323 o D 5191. Esta propiedad es fundamental para el almacenaje y transporte de hidrocarburos por carro tanques. Debido a que, si un fluido tiene gran cantidad de componentes volátiles y el carro tanque o tanque de almacenamiento está expuesto a elevadas temperaturas, estos componentes tenderán a evaporarse rápidamente, dando lugar, a pérdida de fluidos dentro de carro tanque y por lo tanto generando un desbalance de volúmenes cargados en el pozo exploratorio vs volumen descargado en la estación de recibo.

La presión de vapor reíd es fundamental para el cálculo de pérdidas por evaporación en tanques de almacenamiento u/o carro tanques, estas pérdidas volumétricas se traducen en barriles perdidos que se deben contemplar para después, en las herramientas volumétricas de la empresa tener soporte de cuales fueron los motivos por los que llego menos volumen del que se cargó en el pozo exploratorio.

3.1.5 Presión de vapor verdadera del producto almacenado (Pva). “Es la presión promedio diario sobre la superficie del líquido; para calcular esta variable se debe tener en cuenta las variables A y B que se calculan a partir de la norma API 19.1 MPMS (Manual of Petroleum Measured Standards). Presión de vapor debido a la temperatura promedio diaria en la superficie del líquido (psia)”⁹

$$P_{VA} = Exp^{[A - \frac{B}{T_{LA}}]}$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19.1. Cuarta edición. 2012. p12.

⁹ Ibid., p 11.

Dónde:

Las constantes A y B para crudo se calculan a partir de las ecuaciones 11 y 12 respectivamente.

T_{LA} = Temperatura media de la superficie del líquido en (°R).

3.1.6 Constante A. Es una constante adimensional de la ecuación de presión de vapor, la cual se puede calcular en función de la Presión Vapor Reíd, según la norma API 19.4 MPMS (Manual of Petroleum Measured Standards) (Véase Ecuación 11).

Para calcular las constantes A y B es necesario tener en cuenta el fluido almacenado, cuando es un producto refinado del crudo las ecuaciones cambian según la norma API 19.4 MPMS (Manual of Petroleum Measured Standards), cuando el producto es crudo se utilizan las ecuaciones 11 y 12 respectivamente.

$$A = 12.82 - 0.9672 * \ln(PVR)$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19.1. Cuarta edición. 2012. p27

Dónde:

$\ln$ = Función logarítmica natural.

PVR = Presión de Vapor Reíd en (lb/pul²).

3.1.7 Constante B. Es una constante adimensional de la ecuación de presión de vapor, la cual se calcula en función de la presión vapor Reíd (PVR), según la norma API 19.1 MPMS (Manual of Petroleum Measured Standards).

$$B = 7261 - 1216 * \ln(PVR)$$

Fuente: AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19.1. Cuarta edición. 2012. p27

Dónde:

$\ln$ = Función logaritmo natural.

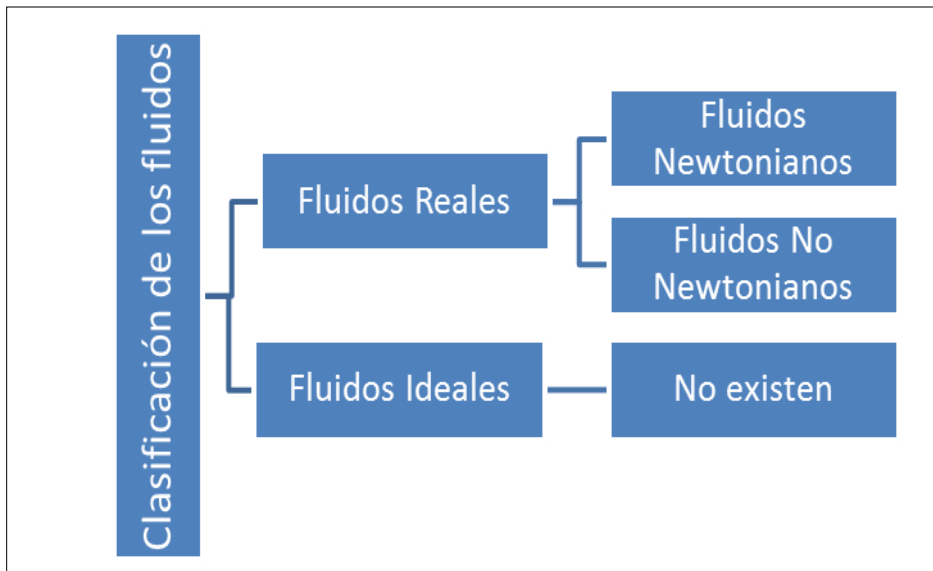
PVR = Presión de Vapor Reíd en (lb/pul²)

3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS

Para conocer con más detalle el comportamiento de los fluidos cuando llegan a un manifold y se desplazan dentro de una tubería, es importante conocer los tipos de fluidos que se tienen al igual que los regímenes de flujo existente.

Esto es de vital importancia puesto que al momento de mezclar un fluido nuevo con otros fluidos provenientes de pozos aledaños se debe poder interpretar las diferentes fases en que se encuentran, esto nos permite contemplar cual será el punto entrega y el punto de fiscalización de los fluidos **(Ver Figura 4)**.

Figura 4. Clasificación de los fluidos



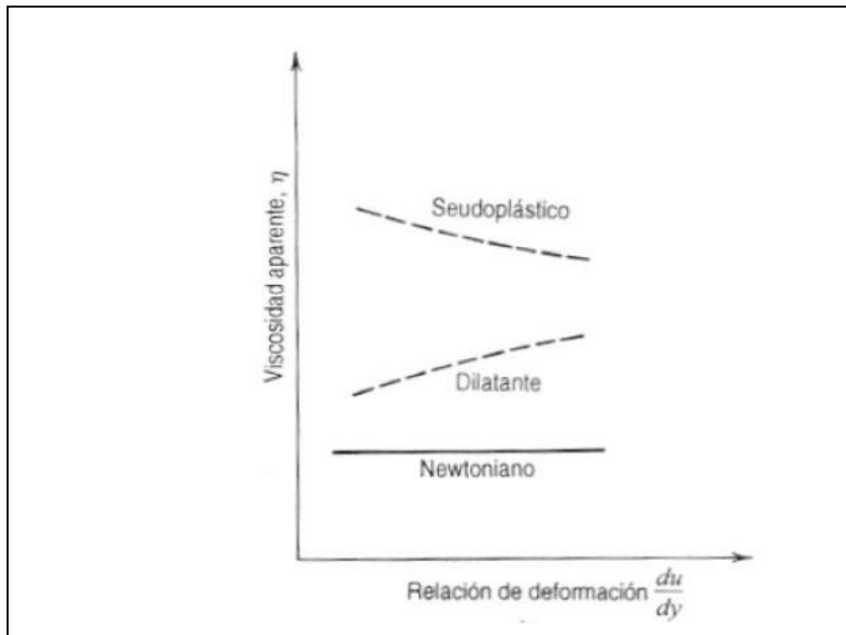
3.2.1 Fluidos ideales. Es necesario recalcar que no existe ningún fluido de este tipo. Este término solo utiliza para fines teóricos o de estudio, sin embargo, la teoría indica que estos fluidos son de escasa viscosidad.

3.2.2 Fluidos reales. Estos fluidos son generalmente los que se encuentran en estado natural, se puede decir, se dice que son fluidos reales, puesto que todos tienen diferentes propiedades fisicoquímicas que cambian dependiendo del medio donde se les encuentre.

3.2.3 Fluidos Newtonianos. Se consideran fluidos Newtonianos aquellos donde su viscosidad absoluta está en función única y exclusivamente de la condición de fluido, más estrictamente en la temperatura a cualquier gradiente de velocidad a la cual se encuentre sometido el fluido.

3.2.4 Fluidos No Newtonianos. “Un fluido no newtoniano es aquel que no tiene una viscosidad definida y constante que varía en función de la temperatura y fuerza constante a la que esté sometida”¹⁰ (Ver Figura 5).

Figura 5. Comportamiento de los fluidos newtonianos vs no newtonianos



Fuente: CASTAÑEDA MONTENEGRO LADY ZAMIRA (2014) EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE ALTERNATIVAS PARA EL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS PRODUCIDOS EN LOS LLANOS OTRIENTALES, director; Manuel Cabarcas. Bucaramanga: UIS, 2014.

3.3 INFRAESTRUCTURA PETROLERA CERCANA

Una variable fundamental para seleccionar la estación más indicada, así como el tipo de transporte a utilizar es la ubicación geográfica del pozo exploratorio que se tiene proyectado.

¹⁰ SERRA Valencia Técnico Cooperativa de técnicos para técnicos el blog [En línea]. Valencia: Cooperativa de Técnicos 2019 (Recuperado en 2 junio 2019.) Disponible en <http://tecnicoo.es/blog/fluido-no-newtoniano/>

Esta información es vital ya que se debe revisar cuales son las estaciones más cercanas a la oportunidad, esto con el fin de poderlo seleccionar en un futuro como posible estación de descargue.

En teoría la estación más cercana debería ser la indicada en cuanto a nivel económico, puesto que entre más cercana este la estación al pozo exploratorio se reducirán los costos de transporte. Por otra parte, se deben evaluar distintos factores para dicha toma de decisión. A continuación, se muestra un mapa con las estaciones de operadas directo por Ecopetrol S.A. **(Ver Figura 6)**.

Figura 6. Infraestructura petrolera 2017 ECOPETROL S.A



Fuente: VIT (Vicepresidencia de transporte y logística Ecopetrol S.A)

Se debe de tener en cuenta a la hora de seleccionar la estación los siguientes factores:

3.3.1 Viabilidad operativa de la estación. Cuando se selecciona una estación cercana a un pozo exploratorio el primer paso es realizar una visita técnica para la revisión de las facilidades de producción, es decir, identificar cuáles serán los posibles puntos de entrega y puntos de fiscalización.

Punto de entrega: Se define como el punto de la estación donde se entregará los fluidos de un pozo exploratorio nuevo, este punto, debe tener ciertas condiciones que se deben de cumplir, como el hecho de que el fluido debe estar en total reposo, es decir, normalmente el punto de entrega preferiblemente debe ser en un tanque de almacenamiento puesto que el fluido está totalmente en estado de quietud, esto permite tener una medición estática con mayor grado de acierto y permite discriminar cuantitativamente la cantidad de fluido entrante.

❖ **Punto de fiscalización:** Este punto se define basados en los contratos que se tiene en cada proyecto con la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), normalmente este punto está por encima de un tanque de almacenamiento, se debe instalar un medidor de coriolis o un flujo metro con el fin de poder cuantificar el fluido entrante del carro tanque proveniente del pozo exploratorio al tanque de almacenamiento de la estación seleccionada anteriormente.

Sin embargo, de acuerdo a la circular No 012 del 09 de marzo de 2016 dice “Con el fin de garantizar el cumplimiento de la normatividad al respecto, a partir de la fecha, las tablas de aforo deberán ser dirigidas a la Vicepresidencia directamente por los Operadores y presentadas en forma física y en formato electrónico Excel, EN UNIDADES DE BARRILES AMERICANOS CON DOS CIFRAS DECIMALES A LA TEMPERATURA BASE DE 60F, y el respectivo nivel de líquido en milímetros.

Adicionalmente deberán ser remitidas únicamente con la firma de la Compañía Operadora y la empresa que realiza el aforo, junto con la descripción del procedimiento método que se utilizó para generar las correspondientes tablas de aforo, el cual debe estar acorde con lo reglamentado en la norma API MPMS Capítulo 2”¹¹

Requerimientos para la disposición de fluidos en la estación: Además de la revisión de que las facilidades de producción de la estación se encuentren en óptimas condiciones para recibir los fluidos del pozo exploratorio, es de vital importancia revisar también cuales son los requerimientos mínimos necesarios para la disposición de los fluidos.

Estos requerimientos mínimos necesarios deben contemplarse dentro de la evaluación económica del proyecto exploratorio, puesto que normalmente estas adecuaciones se encargan el proyecto.

Una vez revisada la estación y teniendo el visto bueno desde el punto de vista de viabilidad operativa el siguiente punto a revisar es Infraestructura petrolera de ductos.

3.3.2 Infraestructura petrolera por oleoducto. Una vez ubicada la estación como posible punto de descargue de los fluidos de producción del pozo exploratorio, se deben revisar, que pasa después de dejar los fluidos en un tanque.

Para esto es primordial revisar la infraestructura petrolera de las líneas de flujo, es decir, cuando el fluido entra a la estación, cuál será su destino final y cuáles serán

¹¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Circular 012. Fiscalización – Trámite de verificación de las tablas de aforo, 09 de marzo de 2016. 1p.

los posibles aranceles que el proyecto deba pagar después de descargarlo en la estación.

A continuación, se muestra un mapa con las principales líneas de flujo de Ecopetrol S.A. **(Ver Tabla 2, Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5).**

Tabla 2. Descripción general oleoductos (Castilla, Tello) Ecopetrol S.A

OLEODUCTO	LONGITUD (Km)	DIAMETRO (In)	CAPACIDAD OPERATIVA (KBDC)	DESCRIPCIÓN GENERAL	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS
Castilla - Apiay	43.97	16	236	El oleoducto fue construido por la empresa Protexa Techint Arinco en el año 2005, inicia en la vereda Caño Grande del municipio Castilla la Nueva (Meta) y finaliza en la planta Apiay en la vereda Peralonso, municipio de Villavicencio (Meta), la tubería es 100% enterrada, atraviesa 63 cuerpos de agua y 20 pasos carreteables y férreos. Tiene 4 válvulas de seccionamiento. Se proyecta la utilización de este tubo como oleoducto hasta el primer semestre del 2016 por la entrada del oleoducto San Fernando – Monterrey propiedad de CENIT S.A.S. A partir de este momento este ducto será reversado y utilizado para transporte de diluyente.	Acero: API 5LX-60 Recubrimiento: FBE
Tello - Dina	15.77	12	23.7	Este oleoducto fue construido en el año 1982 por la empresa INGESER, está ubicado en el departamento del Huila y transporta los crudos entre la estación Tello, municipio de Neiva y la estación Dina, municipio de Aipé. En su mayoría es tubería enterrada a excepción de 330 metro de tubería aérea, atraviesa 14 cuerpos de agua y 13 pasos carreteables y férreos. Tiene 2 válvulas de seccionamiento.	Acero: API 5LX-60 Recubrimiento: Esmalte de Hulla (Alquitrán)

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 3. Descripción general oleoductos (Toldado, Tibú y Casabe) Ecopetrol S.A

OLEODUCTO	LONGITUD (Km)	DIAMETRO (In)	CAPACIDAD OPERATIVA (KBDC)	DESCRIPCIÓN GENERAL	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS
Toldado - Gualanday	61.1	10	12	Este ducto fue construido en el año 1989, está ubicado en el departamento del Tolima y transporta crudos desde la estación Toldado, en el municipio de Ortega hasta la estación Gualanday, en el municipio de Coello. En su mayoría es tubería enterrada a excepción de 20 metros de tubería aérea, atraviesa 67 cuerpos de agua y 44 pasos carretables y férreos, tiene 4 válvulas de seccionamiento.	Acero: API 5XL60 Recubrimiento: Alquitrán de Hulla (Frio) Pintura de Aluminio (tubería aérea)
Tibú - Miramonte	16.42	12/10/12	18.9	El sistema inicia en una estación de transferencia de custodia llamada I-21. Así mismo, éste oleoducto se conecta en el Km 63 al Oleoducto Río Zulia – Ayacucho “ORZA” propiedad de Oleoducto del Norte de Colombia (ONC) en la estación Miramonte.	
Casabe - Galán	10.24	16/12/10	75.8	El oleoducto Casabe - Galán es una línea compuesta por tres tramos, el primero de ellos sale de la estación Cóndor en el campo Casabe en una línea aérea de 16” de diámetro, cuenta con 23 cruces viales y un cruce subfluvial en el río Magdalena, tiene cuatro válvulas de seccionamiento. Este tramo termina en la base militar aledaña a la puerta norte de Refinería de Barrancabermeja en donde finaliza en una trampa de raspadores. De allí se deriva en un segundo tramo en tubería de 12” con el cual ingresa a predios de Refinería, este tramo también es aéreo y entra a compartir los bancos de tubería de la Refinería hasta llegar a un tercer	Acero: API 5L Grado B Diámetro 16”: 9.525 m, Schedule 40 (12,7 mm) Diámetro 12”: 599 m, Schedule 40 (10,31 mm) Diámetro 10”: 111 m, Schedule 40 (9,27 mm) Recubrimiento aéreo: Anticorrosivo alquídico de 3 milímetros de espesor

Fuente: Ecopetrol S.A

Tabla 4. Descripción general oleoductos (El centro, Provincia, Gibraltar, Rio Ceibas) Ecopetrol S.A

OLEODUCTO	LONGITUD (Km)	DIAMETRO (In)	CAPACIDAD OPERATIVA (KBDC)	DESCRIPCIÓN GENERAL	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS
				tramo de 10" con el que finaliza su recorrido en Casa Bombas 8.	Acabado ECP 100 alquídico de 3 milímetros de espesor Recubrimiento enterrado: Alquitrán de hulla sin espesor definido
El Centro - Galán	24	12	50.5	Este oleoducto transporta los crudos desde El Centro hasta Casa Bombas 8 en la Refinería de Barrancabermeja.	
Provincia - Payoa	6.5	6	15.6	Por este ducto se bombea crudo perteneciente al activo Provincia el cual está compuesto por los crudos de los campos Santos, Suerte, Bonanza y Tisquirama.	
Gibraltar - Caño Limón	1.95	4	10	Este oleoducto transporta crudos desde la estación Gibraltar hasta el punto de conexión del oleoducto Caño Limón – Coveñas de CENIT S.A.S. entre las estaciones de Banadía y Samoré por medio de un bunker de interconexión.	Acero: API 5L X42 Diámetro: NPS 4" OD 4,5" Espesor: 0,237" Recubrimiento: (FBE) Fusion Bonded Epoxic Capacidad: 700 – 800 Bls / día @ 880 PSI
Rio Ceibas - Tello	9.5	6	23	El Oleoducto Rio Ceibas–Tello conecta la Estación de tratamiento de crudo del campo Rio Ceibas, localizado a 25 kilómetros de la Ciudad de Neiva con el Oleoducto Tello-Dina de propiedad de Ecopetrol S.A. El oleoducto está construido en tubería de 6" de diámetro API5LGR-B, Schedule 40, de 0.280 pulgadas de espesor de pared y cuenta con una presión de operación de 70 a 80	

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 5. Descripción general oleoductos (Chichimene, Teca y Yarirí) Ecopetrol S.A

OLEODUCTO	LONGITUD (Km)	DIAMETRO (In)	CAPACIDAD OPERATIVA (KBDC)	DESCRIPCIÓN GENERAL	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS
				psi. El volumen del llenado equivalente de la línea es de 1,090 barriles.	
Chichimene - Castilla	11.73	16	50	El oleoducto se construyó en el año 2005, inicialmente se utilizaba como línea de transferencia entre las Estaciones Chichimene y Castilla. Tiene una presión de diseño de 1659 psi. Los accesorios del ducto son en ANSI 300, tanto en su nodo de entrada como en el de salida.	Acero: API 5L X42
Teca - Vasconia	4.06	20		El Oleoducto transporta crudos pesados desde el campo Teca hasta la estación de Vasconia (CENIT S.A.S., ODC, OCENSA), dentro de las especificaciones técnicas se encuentran: E: 0.406 Diámetro: 20" E: 0.375 Diámetro: 20" L: 2.581 FT L: 10.727,6 FT Tipo: 5LX – 42 Volumen de llenado: 4.785 Barriles.	
Yarirí (Isla VI) - Comuneros	19.98	18	21.1	Oleoducto que permite evacuar los crudos del campo Cantagallo mediante la estación deshidratadora Isla VI y llevarlos hacia la refinería de Barrancabermeja o hacia la planta Ayacucho de CENIT S.A.S. mediante la interconexión en el municipio de Comuneros a las líneas de 8", 14" y 18" de CENIT S.A.S.	

Fuente: Ecopetrol S.A

4. METODOLOGIA PARA MOVILIZAR DE MANERA EFICIENTE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN PROVENIENTES DE LOS POZOS EXPLORATORIOS ON SHORE.

En este capítulo se procederá a elaborar un procedimiento para la empresa ECOPETROL S.A, donde se evidencie y asegure de una manera eficiente la movilización de los fluidos de producción provenientes de los pozos exploratorios On Shore.

Este procedimiento se construye, a partir de las aportaciones de los profesionales de cada área. Donde se deben asegurar temas como: Completamiento, obligaciones contractuales con la ANH, fiscalización y transferencia en custodia y finalmente asegurar la contratación del transporte.

El procedimiento consiste en un plan a nivel general donde se describen las actividades que se deben asegurar de acuerdo a los portales de aprobación de las fases de proyectos exploratorios. Se encontrará más a nivel de detalle en cada pestaña del archivo Excel las actividades con sus respectivos responsables, asegurando temas no solo de ejecución sino también documental.

En cada pestaña del procedimiento en Excel están las responsabilidades de Completamiento, Staff, Volumétrico y transporte.

El valor agregado de este procedimiento es tener claridad de las actividades que se deben realizar para comenzar las pruebas cortas y supeditadas a los resultados de estas, posteriormente las pruebas extensas. Logrando optimizar tiempos de operación y finalmente costos asociados a tiempos muertos por falta de definición de la estación donde se dispondrán los fluidos, así como el transporte.

Es importante tener en cuenta que este procedimiento debe estar validado por los líderes de las áreas mencionadas anteriormente, con el fin de realizar el debido cumplimiento de las responsabilidades de cada área. Además, el Gerente de Planeación y Ejecución Operacional de la Vicepresidencia de Exploración On Shore debe dar el visto bueno para su posterior ejecución.

4.1 PROCEDIMIENTO GENERAL

Este procedimiento cuenta con un diagrama a nivel general donde se evidencian las actividades que están en cabeza de la Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional (Vicepresidencia de Exploración).

Este procedimiento cuenta con un flujograma donde se deben tomar decisiones a partir de hitos relevantes que afectan la toma de decisiones para la evacuación de los fluidos de producción.

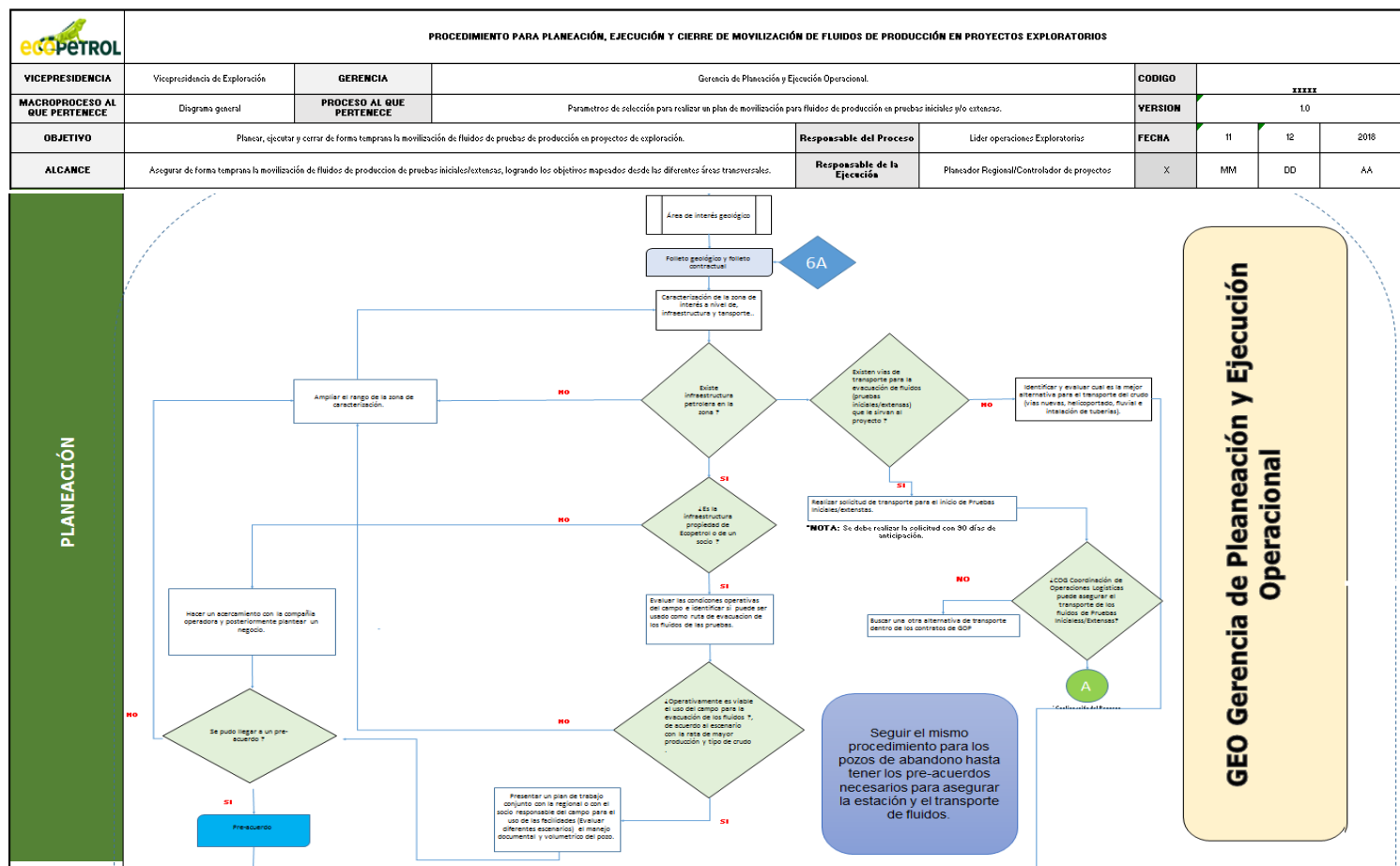
4.1.1 Fase de planeación. En la fase de planeación es importante tener los conocimientos de los requisitos que como proyectos necesitamos para comenzar con una adecuada planeación para la movilización de los fluidos de producción.

- ❖ **Área de Interés geológico:** Área del posible caso de negocio donde se tiene proyectado las coordenadas iniciales para el prospecto a evaluar.
- ❖ **Folleto Geológico:** Documento donde está la caracterización de los fluidos esperados, así como la ingeniería de yacimientos y características geológicas de la zona.
- ❖ **Infraestructura Petrolera:** Facilidades de producción cercanas del prospecto a evaluar.
- ❖ **Vías de transporte para la evacuación de fluidos:** Se debe tener claridad de la caracterización de las vías principales, secundarias y terciarias para la planificación del transporte.
- ❖ **Identificación de las empresas transportadoras:** GOP (Gerencia de Planeación Operativa), cuenta con 20 contratos de transportadoras para todo el país. Ellos definirán de acuerdo a los input mencionados anteriormente el tipo de vehículo a usar, así como su disponibilidad.

- ❖ **Identificación propiedad de la infraestructura petrolera:** Se debe identificar quienes son los operadores de las facilidades más cercanas al prospecto exploratorio, con el fin de posteriormente plantearle un caso de negocio para su recibo.
- ❖ **Pre-Acuerdo:** El objetivo de la fase de planeación, es revisar los aspectos anteriormente mencionados y llegar a un Pre-Acuerdo tanto con la empresa transportara, así como la estación de recibo.

A continuación, se observa el procedimiento desde la fase de Planeación **(Ver Figura 7.)**

Figura 7. Metodología para la evacuación de fluidos (Fase Planeación)



4.1.2 Fase de ejecución. Una vez se realizó los pre-acuerdos con la transportadora para movilizar los fluidos de producción de las pruebas cortas así como con la Estación para el recibo del fluido, se procederá a ejecutar lo planeado anteriormente. Es importante tener en cuenta que los pre-acuerdos que se generen, deben estar por escrito ya sea memorando o por correo electrónico, esto con el fin de tener una trazabilidad de las actividades que se planearon.

Además, es de vital importancia tener en cuenta que muchas veces en los proyectos exploratorios las fechas planteadas se pueden correr en el tiempo, es decir, dependiendo de los factores de riesgo asociados a perforación y completamiento estas fechas pueden cambiar, haciendo que el proyecto cambie sus condiciones. Se debe tener en cuenta estos riesgos asociados a la operación para tener una planeación satisfactoria.

Otro tema fundamental es la relación con las comunidades cercanas a la zona. Perforación y Completamiento deberán realizar reunión con las comunidades cercanas para evitar posibles paros asociados al desconocimiento de las actividades que se generen en la zona.

Así mismo la empresa transportadora seleccionada deberá realizar una reunión informativa a las comunidades en la zona, esto con el fin de tener una transparencia de la actividad que se está ejecutando y a su vez realizar pre-acuerdos con las comunidades cercanas evitando posibles bloqueos y por ende mayores costos asociados al transporte por stand-by de los carro tanques

A continuación, se describen los hitos de la fase de ejecución.

- ❖ **Caso de negocio:** Posible negocio que se le plantea a la estación como a la empresa transportadora con el fin de movilizar los fluidos de producción.
- ❖ **Pozo Perforado:** Una vez se comienza el SPUD del pozo y se llegan a la formación u/o formaciones objetivo del proyecto, se corren los registros con el objetivo de identificar posibles recursos contingentes dando el aval del comienzo de las pruebas cortas.

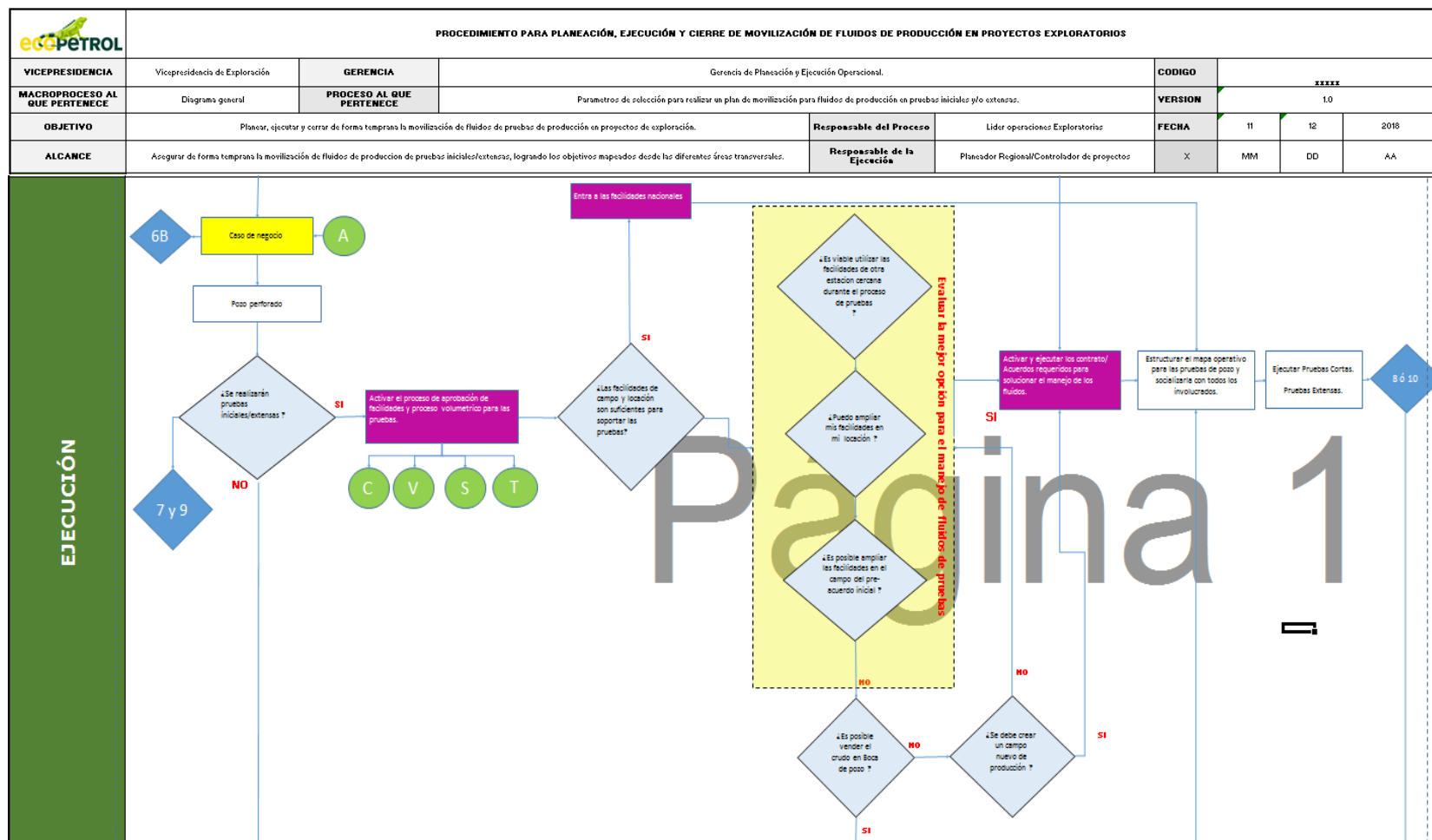
En esta etapa de la ejecución pueden ocurrir dos hitos:

1. **Pozo Seco:** No se encontraron recursos contingentes en el pozo exploratorio. Se procederá a taponarlo y abandonarlo según la planeación de cada pozo exploratorio.
 2. **Pozo Exitoso:** Se encontraron recursos contingentes, sin embargo, se debe corroborar el éxito del pozo con las pruebas que se le realizan a todos los pozos exploratorios (DST, pruebas cortas, pruebas extensas) para finalmente Operaciones Geológicas reporten el aval de declarar comercialidad al pozo.
- ❖ **Capacidad de las estaciones:** Es importante tener en cuenta que los perfiles de producción y las características de los fluidos de producción son estimados mediante los Pozos Off Set, es decir, se debe tener un plan de contingencia en caso de que el proyecto exploratorio produzca más fluido del esperado.
 - ❖ **Utilizar las facilidades de otra estación:** Realizar pre-acuerdos con otra estación cercana. Esto en ayuda de tener un sitio de recibo en caso de tener mayores perfiles de producción.
 - ❖ **Ampliar mis facilidades en locación:** Esta opción nos indica que una vez se tenga la producción fluyendo y no tengamos en donde disponerlo ya sea por razones operativas o/o ambientales, se podrá revisar la opción de ampliar mis facilidades en locación logrando tener un mayor tiempo de almacenamiento.

- ❖ **Ampliar las facilidades en la estación:** Tener la opción con la estación cercana donde nos recibirán el fluido de poder ampliar la estación o se tenga contemplado un tanque adicional, esto en vista de tener mayores volúmenes de producción.
- ❖ **Posibilidad de vender el crudo en boca de pozo:** Se debe contemplar la opción de poder vender el hidrocarburo en boca de pozo a quien le interese esto previamente realizado la reunión informativa a la ANH.
- ❖ **Instalar un campo de producción:** Esta opción se toma como la opción menos rentable para los proyectos, pero en vista de tener alguna emergencia se debe contemplar crear un campo de producción nuevo para disponer los fluidos de producción.
- ❖ **Estructurar mapa operativo:** Una vez se tome la decisión de alguna de las opciones mencionadas anteriormente se debe estructurar un mapa operativo para movilizar los fluidos de producción
- ❖ **Socialización del mapa operativo:** Se debe socializar a los involucrados el mapa operativo de la opción seleccionada.
- ❖ **Ejecutar Pruebas iniciales y/o extensas:** Realizado toda la planeación y en como resultado de tener pre-acuerdos con la estación de recibo y la empresa de transporte. Gerencia de Planeación y Completamiento paralelo tomará la decisión de realizar las pruebas iniciales y/o extensas dependiendo de los resultados de los registros.

A continuación, se observa el procedimiento desde la fase de Ejecución (**Ver Figura 8.**)

Figura 8. Metodología para la evacuación de fluidos (Fase Ejecución)



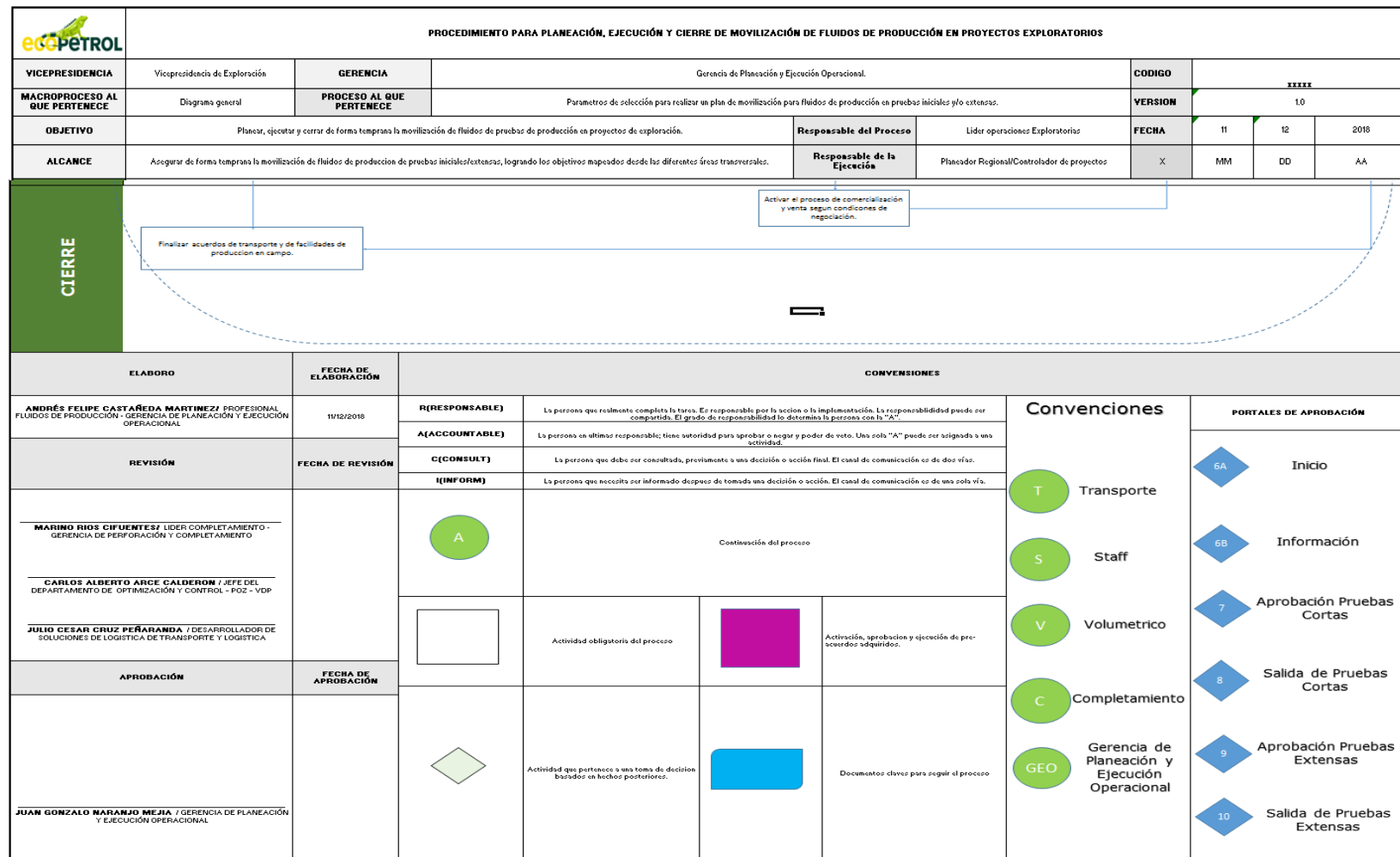
4.1.3 Fase de Cierre. Una vez perforado el pozo y con corriendo los registros, se toma la decisión de realizar o no las pruebas cortas.

Finalmente, en esta etapa se tienen 3 hitos relevantes:

- ❖ **Pozo Seco:** No se tienen recursos contingentes y se procederá a taponar y abandonar el pozo exploratorio. Por ende, se deben cerrar los pre-acuerdos con las estaciones seleccionadas para el recibo de los fluidos de producción, así como con la empresa transportadora.
En este hito se debe realizar las respectivas reuniones informativas a las comunidades, estaciones cercanas, empresas transportadoras informando que el estado actual del pozo.
- ❖ **Pozo Exitoso:** Se activarán los pre-acuerdos con las estaciones cercanas seleccionadas para el recibo de los fluidos de producción, así como con la empresa de transporte. Es importante realizar las reuniones pre-operativas tanto con la estación seleccionada como con la empresa transportadora logrando sinergias entre las dos para conocer, los reglamentos de cada estación, horarios establecidos, flujos de comunicación en caso de una emergencia, etc. Esto con el fin de tener una operación exitosa.
- ❖ **Proceso de comercialización y venta:** Una vez el crudo de las pruebas cortas ingresa a la estación seleccionada pasará a ser un activo de la estación. Dependiendo de las negociaciones previamente establecidas se reportará el porcentaje de participación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ECOPETROL S.A y finalmente la Estación de Recibo.

A continuación, se observa el procedimiento desde la fase de Cierre (**Ver Figura 9.**)

Figura 9. Metodología para la evacuación de fluidos (Fase Cierre)



4.1.4 Convenciones. Todo procedimiento en la Empresa Ecopetrol S.A, debe estar en sinergia con los portales de maduración de proyectos exploratorios. Esto para saber a nivel de proyectos en cual fase del proyecto exploratorio comenzamos con el inicio de la planeación para las pruebas iniciales y/o extensas.

A continuación, se describe cada una de las convenciones que aplica a la metodología para el aseguramiento de la movilización de fluidos de producción en etapa de pruebas iniciales y/o extensas.

- ❖ **Transporte:** GOP (Gerencia de Planeación Operativa) son los responsables por la contratación de la empresa transportadora.
- ❖ **Staff:** Grupo de ECOPETROL S.A front directo ante la ANH
- ❖ **Volumétrico:** VDP (Vicepresidencia de Producción) son los responsables por la creación de recursos en la estación seleccionada, además del apoyo con temas asociados a los IDP (Informes Diarios de Producción) que se deben reportar
- ❖ **Completamiento:** Encargados de completar el pozo.

En la metodología existen grados de responsabilidad que debemos tener claridad a la hora de ejecutar la planeación de la movilización de los fluidos de producción.

A continuación, se describe cada grado de responsabilidad propuesto para desarrollar esta metodología.

- ❖ **(R) Responsable:** Las personas que realmente completa la tarea. Es responsable por la acción o la implementación. La responsabilidad puede ser compartida. El grado de responsabilidad lo determina la persona con la "A".

- ❖ **(A) Accountable:** La persona en ultimas responsable; tiene autoridad para aprobar o negar y poder de veto. Una sola “A” puede ser asignada a una actividad,
- ❖ **(C) Consult:** La persona que debe ser consultada, previamente a una decisión o acción final. El canal de comunicación es de dos vías.
- ❖ **(I) Inform:** La persona que necesita ser informado después de tomada una decisión o acción. El canal de comunicación es de una sola vía.

Existen los portales de aprobación donde se va a interpretar dentro del proceso exploratorio donde empezaremos la planeación para las pruebas cortas **(Ver tabla 6)**.

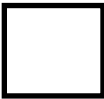
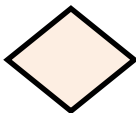
Tabla 6. Portales de aprobación ECOPETROL S.A.

PORTALES DE APROBACIÓN EXPLORACIÓN (ECOPETROL S.A)	
	Inicio (En este portal se tiene las características de los hidrocarburos, así como los perfiles de producción esperados).
	Información (En este portal se debe tener la respectiva planeación de fluidos de producción asegurando estación de recibo y empresa transportadora).
	Aprobación Pruebas Cortas (En este portal se perfora el pozo exploratorio, una vez se realice se corren los registros respectivos y se identifica la posible existencia de hidrocarburos en la zona).
	Salida Pruebas Cortas (En este portal se ejecutan las pruebas iniciales y se debe cumplir el alcance de lo planeado).
	Aprobación de las pruebas extensas (En este portal se debe tener los resultados de las pruebas cortas para la posterior aprobación de las pruebas extensas)
	Salida de las pruebas extensas (En este portal se finalizan las pruebas extensas para finalmente dar comercialidad o no al pozo exploratorio)

Para finalizar, toda metodología en el libro de procesos de la Vicepresidencia de Exploración debe contener la respectiva simbología que se utilizan en los procesos pertenecientes a dicha área.

A continuación, se muestran las debidas simbologías **(Ver Tabla 7)**.

Tabla 7. Simbología Vicepresidencia Exploración Procesos ECOPETROL S.A.

SIMBOLOS REFERENCIA VEX (VICEPRESIDENCIA DE ECOPETROL)	
	Actividad obligatoria de la Metodología.
	Actividad que pertenece a una toma de decisión basados en hechos posteriores
	Activación, aprobación y ejecución de pre-acuerdos adquiridos.
	Documentos claves para seguir el proceso.

4.1.5 Macroproceso de la metodología. El objetivo de crear macroprocesos es identificar el objetivo, alcance, documentos de entrada, documentos de salida y finalmente las responsabilidades que se le asignó a cada área transversal, esto con el fin de cumplir el objetivo principal “Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración”.

4.1.6 Macroproceso completamiento. Este macroproceso se validó con el área de completamiento con el fin de asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde el área mencionada anteriormente.

A continuación, se mapea las responsabilidades del área de la Gerencia de completamiento y Perforación (**Ver Figura 10, Figura 11, Figura 12, Figura 13, Figura 14, Figura 15 y Figura 16**).

Figura 10. Macroproceso Completamiento

		PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																	
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional							CODIGO	xxxx								
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Completamiento	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.							VERSIÓN	1.0								
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.							FECHA	28/01/2019										
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																		
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS DE ENTRADA	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI														
					GEO	JEFATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GCP	ROP	RSB	ANIL	ANLA	YDS	COORD. DE VIABILIDAD AMBIENTAL	POG	VDPOD	VIJ	STAFF-GON
	Presentacion del ingeniero de pruebas del pozo	INICIO																	
		Operaciones Geológicas (POG) debe designar un ingeniero de pruebas en pozo.	*Presentación del ingeniero de evaluación de formaciones	Operaciones Geologicas debe designar un ingeniero de pruebas para cada pozo exploratorio.	-	-	-	-	-							R			
		Suministrar la información de la producción esperada al igual que las características del fluido.	*Documento donde se evidencie la producción esperada (SOR)	El ingeniero de pruebas debe suministrar la información de producción esperada a completamiento.	-	-	-	-	C	A						R			
		Hacer una retroalimentación de la producción esperada junto al SOR del pozo.	* SOR (STATEMENT OF REQUIREMENTS) (POG) 3 meses promedio. * Assay (si se tiene)	Gerencia de perforación y completamiento junto con Operaciones Geologicas debe suministrar el SOR del pozo, o en determinado caso do un "Assay (Para pozos en abandono)".	-	-	-	C	A	R						-			

Figura 11. Macroproceso Completamiento (Continuación)

EGP PETROL	PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																																												
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional										CODGIO	xxxx																															
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Completamiento	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.										VERSION	10																															
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.										FECHA	26/01/2019																																	
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																																												
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS DE ENTRADA	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI																																								
GEO	JEFAURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GCP	GOP	ASST. ZONA	ANLA	YDS	COORD. DE VIABILIDAD AMBIENTAL	POG	VDPROD	VIJ	STAFF-GON																																
	*Correo electronico con la solicitud de verificación PMA	Asegurar los permisos y licencias ambientales para la movilización y recibo de los fluidos Enviar la información de las características del hidrocarburo junto con la producción esperada al coordinador y/o supervisor de producción de las estaciones cercanas Presentar un plan de trabajo conjunto con la regional o con el socio responsable del campo para el uso de las facilidades (Evaluar diferentes escenarios) el manejo documental y volumetrico del pozo. Realizar reunion con Gerencia de Operaciones (GOP) para definir si las estaciones cuentan con vias de acceso, Seguridad de la zona, etc.	*Correo electronico de Dpto. Regional de entorno central *Correo electronico del coordinador de viabilidad ambiental	Documentar la viabilidad ambiental del recibo de fluidos en las estaciones cercanas	-	-	-																																						
																		^ SUB (STATEMENT OF REQUIREMENTS) *Documento de la producción esperada *Muestra de crudo pozo cercano (si se tiene)	*Enviar Via e-mail al jefe de producción de las estaciones cercanas con las especificaciones del hidrocarburo y producción esperada	El ingeniero de completamiento del pozo debe enviar un correo electronico al coordinador de producción de las posibles estaciones, donde se evidencie parametros como: Características del hidrocarburo, volúmenes esperados	A	-	-	-	R	C																			
																																	*Enviar Via e-mail al jefe de producción de las estaciones cercanas las especificaciones del hidrocarburo y producción esperada	Plan de trabajo para el uso de las facilidades de la estación.	Se determina si las facilidades de las estaciones estan en optimas condiciones y son operativamente viables para el recibo de los fluidos NOTA: El líder de facilidades de la estación, deberá informar las condiciones de	-	-	-	R	C	-				

Figura 12. Macroproceso Completamiento (Continuación)

E&P PETROL	PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																		
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional	CODIGO	XXXX														
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Completamiento	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.	VERSIÓN	10 28/01/2019														
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.	FECHA	28/01/2019																
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																		
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS DE ENTRADA	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI														
GEO	JEFEATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GCP	BOP	RSE	ANH	ANLA	YDS	COORD. DE VIABILIDAD AMBIENTAL	POG	VDPROD	VIJ	STAFF-GON					
U	U	R	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
U	U	R	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					
CC	-	A	U	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-					

Figura 13. Macroproceso Completamiento (Continuación)

		PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional										CODIGO	xxxx				
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Completamiento	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.										VERSIÓN	1.0				
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.											FECHA	26/01/2019					
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																	
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS DE ENTRADA	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI													
					GEO	JEFEATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GCP	GUP	RSE	ANLA	YDS	COORD. DE VIABILIDAD AMBIENTAL	POG	VDPROD	VUJ	STAFF-GON
COMPLETAMIENTO	*Memorando Gerente de Exploración On Shore *Acuerdo documentado entre ambas partes (Gerente de la Estación y Gerente On shore)	Realizar una visita a la estación seleccionada para la revisión del punto de entrega así como el punto de fiscalización	* Acta de visita a la Estación * Revisión punto de entrada y punto de fiscalización	Se debe realizar una visita a la estación seleccionada para la revisión del punto de entrega así como el punto de fiscalización del mismo. Es importante verificar los requerimientos para la disposición de los fluidos.	-	-	R	C	C	-	-	-	-	0	-	-	-	C
	* Visita a la estación seleccionada	Se debe contemplar los requerimientos necesarios y posibles adecuaciones para la disposición de fluidos de producción	* Informe de la visita a campo (presupuesto de los requerimientos para el transporte de fluidos)	El personal de operaciones de la estación seleccionada, debe contemplar que requerimientos se necesitan para la disposición de los fluidos. Se debe revisar con los contratos disponibles de Exploración el suministro y presupuesto de dichos requerimientos.	-	-	A	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	*Correo electrónico con las especificaciones del hidrocarburo y producción esperada *Correo electrónico hacia los departamentos involucrados	Realizar una reunión de solicitud para creación del AVM con los líderes volumétricos (VDP)	Creación Formatos	Se debe realizar una reunión para la creación del AVM, así como delegar responsabilidades de las personas que deberán registrar los informes diarios de producción (IDP)	C	C	A	C	C	C	C	C	C	C	C	C	A	-

Figura 14. Macroproceso Completamiento (Continuación)

E&P PETROL	PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																	
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional						CODGIO	xxxx								
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Completamiento	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.						VERSION	10								
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.								FECHA	26/01/2019								
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/ extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																	
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS DE ENTRADA	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI													
					GEO	JEFA TURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GPC	GRUP	RISE	ANH	ANLA	YDS	COORD. DE VIABILIDAD AMBIENTAL	POG	VDPOD	VUJ
	Correo electronico con la solicitud por parte del equipo interdisciplinar de los accesorios recomendados para	Se deberá definir a partir del Layout del pozo el diseño de las facilidades tempranas	Evidencia fotografica de la instalación de equipos, válvulas y accesorios que se requieran en el	El ingeniero de completamiento deberá supervisar la instalación de los equipos necesarios para el recibo de fluidos, provenientes de la prueba	C	A	A	C	R	A								C
	Evidencia fotografica de la instalación de equipos, válvulas y accesorios que se requieran en el pozo * Documento de la producción esperada *SOR (STATEMENT OF REQUIREMENTS) *Muestra de crudo (de un pozo cercano) si se tiene. *Plan de trabajo para el uso de las facilidades de la estación. *Recomendaciones por parte del coordinador de producción para el	Realizar una reunion informativa en la ANH	*Acta de reunion *Recomendaciones por escrito de la ANH *Tener los registros *Diseño facilidades Layout	Completamiento junto con Operaciones Geologicas y el Staff deberán realizar una reunion de carácter informativa ante la Angenica Nacional de Hidrocarburos (ANH), suministrando información de completamiento y pruebas de producción del pozo.	-	I	C	C	R	I	C							A
	*Correo solicitando la visita del inspecto ANH	La Agencia Nacional de Hidrocarburos deberá ir al pozo para la revision de las instalaciones	*Acta de registro ANH o Correo electronico *Acta con las recomendaciones ANH	Completamiento coordina la visita de inspector de la ANH al pozo, esto con el fin de la revisión de las instalaciones de las facilidades tempranas	-	I	A	I	R	A								A

Figura 15. Macroproceso Completamiento (Continuación)

PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																			
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional							CODIGO	xxxx								
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Completamiento	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.							VERSIÓN	1.0								
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.								FECHA	28/01/2019									
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																		
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS DE ENTRADA	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI														
					GEO	JEFATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GCP	TRUP	HSE	ANH	ANLA	VDS	COORD. DE VIABILIDAD AMBIENTAL	POG	VDP/DO	VUJ	STAFF-GON
	*Acta de registro ANH *Acta con las recomendaciones ANH	NOExisten recomendaciones por parte del inspector de la SI	*Registrar por escrito y via correo electronico las recomendaciones.	Deberá quedar por escrito las recomendaciones por parte de la ANH las cuales se deberán seguir.	-	-	U	U	E										U
	*Registrar por escrito y via correo electronico las recomendaciones	Seguir recomendaciones por parte de la ANH	*Registro fotografico *Acta soporte donde se evidencie el cumplimiento de las recomendaciones *Documentos oficiales (tablas de aforo,datasheet valvulas etc.)	El equipo de completamiento deberá seguir las recomendaciones sugeridas por la ANH, referente a las adecuaciones de equipos y/o procedimientos a seguir durante la prueba del pozo. Es importante llevar un registro fotografico de las actividades realizadas junto con su debida documentación.	-	-	-	-	E	A					U				U
	*Registro fotografico *Acta soporte donde se evidencie el cumplimiento de las recomendaciones *Documentos oficiales (tablas de aforo,datasheet valvulas etc.)	Enviar y radicar las tablas de aforo ante la ANH y VDP	*Correo electronico por parte de completamiento *Documentacion en fisico y digital (tablas de aforo)	Completamiento debe enviar y radicar ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos las tablas de aforo (de ser el caso), junto con la debida documentación. Se debe enviar el acta soporte junto con el registro fotografico	-	-	-	-	E	U					U				U

Figura 16. Macroproceso Completamiento (Continuación).

		PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																	
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional							CODIGO	xxxx								
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Completamiento	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.							VERSIÓN	1.0								
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.								FECHA	26/01/2019									
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																		
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS DE ENTRADA	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI														
					GEO	JEFEATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GCP	TRP	ANH	ANLA	YDS	COORD. DE VIABILIDAD AMBIENTAL	POG	VDP/OD	VIJ	STAFF-GON	
	*Registro fotografico *Acta soporte donde se evidencie el cumplimiento de las recomendaciones *Documentos oficiales (tablas de aforo, datasheet válvulas etc.)	Enviar y radicar las tablas de aforo ante la ANH y VDP	*Correo electronico por parte de completamiento *Documentacion en fisico y digital (tablas de aforo)	Completamiento debe enviar y radicar ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos las tablas de aforo (de ser el caso), junto con la debida documentacion. Se debe enviar el acta soporte junto con el registro fotografico del cumplimiento de las recomendaciones.	-	-	-	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	*Correo electronico por parte de completamiento *Documentación en fisico y digital (tablas de aforo)	Inspección por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos	*Acta de inicio para las pruebas iniciales *Posibles recomendaciones en el pozo y estación	El inspector de la Agencia Nacional de Hidrocarburos debe hacer una visita final con el objetivo de la ultima revisión de las recomendaciones sugeridas.	-	-	R	-	-	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Aprobación de las pruebas iniciales	Forma 7CR aprobada en caso que aplique. Carta o correo electronico por parte de la ANH	La Agencia Nacional de Hidrocarburos deberá enviar una carta o correo electronico aprobando las pruebas iniciales	-	-	A	-	-	A	-	-	-	-	-	-	-	-	R

4.1.7 Macroproceso Volumétrico. Este macroproceso se validó con el área de la Vicepresidencia de Producción (VDP), área de volumetría, con el fin de asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde el área mencionada anteriormente.

A continuación, se mapea las responsabilidades del área del área de la Vicepresidencia de Producción (VDP). **(Ver Figura 17, Figura 18, Figura 19 y Figura 20).**

Figura 17. Macroproceso Volumétrico

		PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZAICÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional										CODIGO	XXXX				
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Volumétrico	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.										VERSIÓN	1.0				
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.										FECHA	28/01/2019						
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																	
PROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS ENTRADAS	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI													
					GEO	JEFATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GCP	GOP	HSE	AMH	ANLA	YDS	Coordinación Viabilidad ambiental	POB	YPT/OD	YIU
VDP	* Características del hidrocarburo. * Pronostico de la producción esperada * Coordenadas de las estaciones mas cercanas al pozo.	Realizar una reunion con VDP para la definición de la estación. EN ESTE PUNTO YA SE TIENE DEFINIDA LA ESTACIÓN DE RECIBO	Acta de registro (Formato asistencia)	Definir la estación para el recibo de fluidos, Pruebas Iniciales	R	I	A	C	I					I			I	
VDP	*Correo electronico con las especificaciones del hidrocarburo y producción esperada	Realizar una reunion de solicitud para creación del AVM con los lideres volumetricos (VDP)	Acta de reunion *Correo electronico por parte del planeador del proyecto al lider volumetrico (VDP) para la creación de recursos.	Se debe realizar una reunion para la creación del AVM, así como delegar responsabilidades de las personas que deberán registrar los informes diarios de producción (IDP).	R		A											

Figura 18. Macroproceso Volumétrico (Continuación)

		PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZAICÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS															
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional										CODIGO				
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Volumetrico	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.										VERSION	1.0			
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.										FECHA	26/07/2018					
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales extensas, logrando los objetivos mapeados desde las difernetes áreas transversales.																
PROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS ENTRADAS	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI												
					GERENCIA DE EXPLORACIÓN	JEFEATURA DE PLANEADOR	GERENCIA DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	GOP	INSE	AREA AVAL	VOS	Coordinación subterránea	POG	VDP/OD	VU	STAFF-GON	
VDP	Correo electronico solicitando la creación del AVM	Creacion del "AVM"	Acta de la creación del AVM		-	-	U	A	U						R	-	
VDP	Correo electronico del lider volumetrico solicitando la creación de los recursos a VDP	Creación de recursos VDP Creación del campo-contrato Creación del crudo-campo Creación del campo Creación del contrato Creación de la facilidad Creación del Pozo Creación de los movimientos de los	VDP deberá realizar la creación de los recursos solicitados por parte del líder volumétrico de la estación seleccionada.	El lider volumetrico de la estación debe solicitar formalmente por medio de un correo electronico a VDP (Lideres volumetricos)la creacion de los recursos.	-	-	U	A	U						R	-	

Figura 19. Macroproceso Volumétrico (Continuación).

egopETROL		PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZAICÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional											CODIGO				
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Volumetrico	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.											VERSION	1.0			
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.											FECHA	26/07/2018					
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																	
PROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS ENTRADAS	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI													
					GERENCIA DE EXPLORACIÓN	JEFATURA DE PLANEADOR	GERENCIA DE PLANEACIÓN	GERENCIA DE OPERACIÓN	COMPLETAMIN	GOP	INT	ANLA	VDS	Coordinación viabilidad ambiental	DOS	YPTOD	VU	STAFF-GOP
VDP	*Correo electronico y memorando dirigido al Jefe del Departamento de Optimización y Control – PQ2 – VDP, VPR *Información tecnica del tipo de diluyente. cantidades v *Solicitud del transporte del diluyente. *Presentacion ficha tecnica *Acta de reunion VDP-VIT	Manejo de diluyentes		Proyectos debe hacer una solicitud vía correo electronico a VDP de la necesidad de usar un diluyente. Es importante datos como: Tipo de diluyente, cantidades, tiempo de uso etc.														
		Solicitud de un diluyente																
		VDP debe hacer el acercamiento a la GOP para el transporte del diluyente.	*Solicitud del transporte del diluyente. *Presentacion ficha tecnica *Acta de reunion VDP-GOP	El jefe del departamento de VDP debera asignar una persona para la realizar el acercamiento ante la GOP y gestionar la contratación, suministro y transporte del mismo.														
		Asegurar los PDC, PMA, rutas y transporte para el manejo del diluyente	*Correo electronico viabilidad ambiental. *Acta de acuerdo del transportador *Revision de los PDC actualizados *Plan de movilización	VDP debe asegurar la contratación, suministro y transporte del mismo														

Figura 20. Macroproceso Volumétrico (Continuación)

		PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																		
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional							CODIGO										
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Volumetrico	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.							VERSION	1.0									
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.								FECHA	26/07/2018										
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																			
PROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS ENTRADAS	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI															
					GERENCIA DE EXPLORACIÓN	JEFEATURA DE PLANEADOR	GERENCIA DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO	GOP	RSE	AMH	ANLA	VDS	Coordinación viabilidad ambiental	POG	VDP/OD	VUJ	STAFF-GOM			
	*Solicitud del transporte del diluyente. *Presentacion ficha tecnica *Acta de reunion VDP-VIT *Correo electronico viabilidad ambiental. *Acta de acuerdo del transportador *Revision de los PDC actualizados *Plan de movilización	Asegurar los PDC, PMA, rutas y transporte para el manejo del diluyente Suministro y entrega del diluyente FIN	*Correo electronico viabilidad ambiental. *Acta de acuerdo del transportador *Revision de los PDC actualizados *Plan de movilización Acta de acuerdo para el transporte de diluyente	transporte del mismo. VDP debe asegurar la contratación, suministro y transporte del mismo *Se debe tener un acuerdo entre las partes para el suministro y transporte del diluyente.	-	-	-	-	A	A	C	C	U	U	I	I	I	I	I	I
					-	-	-	-	A	A	C	C	U	U	I	I	I	I	I	I

4.1.8 Macroproceso Transporte de Fluidos. Este macroproceso se validó con el área de la Gerencia de Planeación Operativa, con el fin de asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde el área mencionada anteriormente.

El Área de Gerencia de Planeación Operativa se encarga de la planeación, ejecución, contratación y finalmente cierre de los contratos con las transportadoras que manejan en Ecopetrol S.A.

Es importante tener en cuenta que para transportar crudo o productos derivados de este, cada empresa transportadora debe tener validado y actualizado un PDC (Plan de Contingencia) con la autoridad regional correspondiente según el área de operación.

Ningún vehículo en Ecopetrol S.A puede transportar fluidos derivados del petróleo si no se tiene dicho plan, además es importante tener en cuenta que estos planes de contingencia se deben solicitar con una antelación de 3 meses debido a que la empresa transportadora debe ir a locación y revisar la viabilidad de la operación desde las áreas: Social, Ambiental, económica y seguridad física.

A continuación, se mapea las responsabilidades del área de la Gerencia de Planeación Operativa. **(Ver Figura 21 y Figura 22).**

Figura 21. Macroproceso transporte de fluidos de producción.

PROCEDIMIENTO PARA LA PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																		
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia On Shore Colombia													CODIGO		
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Transporte	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parámetros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.													VERSION	1.0	
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos: pruebas de producción en proyectos de exploración.													FECHA	26/07/2018			
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																	
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS ENTRADAS	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI													
					GERENCIA DE EXPLORACIÓN	JEFATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GERENCIA DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTOS	GOP	HSE	ANLA	VDS	Coordinación viabilidad	POG	VOPROD	VUJ	STAFF-GON
		Solicitud servicio de transporte carrotanque	*Correo electronico con la solicitud del transporte de fluidos de producción.	El planeador del proyecto deberá hacer la solicitud formal diligenciando el formato GCS-F-018. Nota: Esta solicitud debera hacerse por lo menos de 3 a 5 dias antes de la necesidad.	-	-	-							A	-			
	Correo electronico con la solicitud del transporte de fluidos Solicitud documento GCS-F-018	Operaciones logisticas confirma a campo la programacion acorde a la solicitud de servicio	*Correo electronico con información del conductor y vehiculo a usar.	La central de monitoreo de operaciones logisticas debe informar al campo la programacion de empresas, conductor y vehiculo para la ejecucion del servicio .	-	-	-	-						A	-			
	Correo electronico con información del conductor al igual que el carrotanque	El día del cargue se deberá diligenciar el formato GCS-F-028 y enviarlo a la central de monitoreo de operaciones logisticas	*Formato GCS-F-028	El operador del campo deberá registrar la informacion requerida en el formato GCS-F-028. Esta persona tambien será la encargada de enviarlo a Gerencia de Operaciones para posteriormente subirlo a la herramienta "TRA"	-	-	-	-						-	-			

Figura 22. Macroproceso transporte de fluidos de producción (Continuación).

		PROCEDIMIENTO PARA LA PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia On Shore Colombia											CODGIO				
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Transporte	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parámetros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.											VERSION	10			
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos pruebas de producción en proyectos de exploración.												FECHA	26/07/2018				
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																	
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS ENTRADAS	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI													
					GERENCIA DE EXPLORACIÓN	JEFATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GERENCIA DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTOS	ENTORNO	GOB. ANH	ANLA	VDS	Coordinación viabilidad	POG	VOPROD	VUJ	STAFF-GON
	*Formato GCS-F-028	El operador del campo deberá diligenciar el formato GCS- F-029 y enviarlo a la central de monitoreo	*Formato GCS-F-029	Una vez descargado el carro tanque el operador del campo debe diligenciar el formato GCS F-029 y enviarlo a la central de monitoreo.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	*Formato GCS-F-028 *Formato GCS-F-029	A partir de la información enviada en el formato GCS-F-028 y GCS-F-029 esta debe ser reportada en la Herramienta "TRA"	Documento excel "Herramienta TRA"	Operaciones Logísticas deberá cargar en la herramienta "TRA" los formatos enviados por el operador del campo.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	*Documento excel "Herramienta TRA"	Al tener esta información en "TRA" el planeador del proyecto puede tener la trazabilidad del movimiento del producto que se realizó. FIN	Correo electronico solicitando el "TRA"	Se podrá solicitar la información de la trazabilidad del movimiento de fluidos a Operaciones Logísticas.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

4.1.9 Macroproceso Staff Exploración. Este macroproceso se validó con el área de Staff de la Vicepresidencia de Exploración en cabeza de la Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional con el fin de asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde el área mencionada anteriormente.

El grupo del Staff en Ecopetrol S.A, se encarga del relacionamiento directo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Es importante tener en cuenta en este macroproceso que todo pozo exploratorio tiene compromisos contractuales con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), así como obligaciones en cuanto a reportar la producción del pozo en caso de ser exitoso.

Existen formas ministeriales que los pozos exploratorios en caso de ser exitosos se deben diligenciar. En caso de no ser exitoso, existen formas ministeriales las cuales también se deberán diligenciar.

El objetivo de este macroproceso es asegurar el debido diligenciamiento de las formas ministeriales y que estas a su vez se envíen en los tiempos estipulados logrando evitar posibles sanciones económicas al proyecto y a la empresa.

A continuación, se mapea las responsabilidades del área del área del Staff en cabeza de la Gerencia de Planeación Operativa. **(Ver Figura 23, Figura 24, Figura 25 y Figura 26).**

Figura 23. Macroproceso Staff Gerencia de Planeación Operativa.

PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																		
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional												CODIGO	xxx		
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Staff	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.												VERSIÓN	10		
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.															FECHA	28/01/2019	
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																	
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS ENTRADAS	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI													
					GEO	JEFATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GCP	GOP	HSE	ANH	ANLA	VDS	VDS	POG	VOPIOD	VIJ
	*Toma de decisión pre-acuerdo	Aprobación por parte de la Gerencia On Shore. EN ESTE PUNTO YA SE TIENE DEFINIDA LA ESTACIÓN PARA ENVIAR LOS FLUIDOS Realizar una reunion de solicitud para creación del AVM con los lideres volumetricos (VDP)	*Memorando por parte del Gerente de Exploracion On Shore	Documentar el acuerdo que se hizo para la movilización de fluidos desde el pozo exploratorio hasta la estación acordada.	R	I	A	C	I	I	I	I	I	I	I	I	I	
	Correo electronico con las especificaciones del hidrocarburo y producción esperada		* Correo electronico por parte del planeador del proyecto al lider volumetrico (VDP) para la creación de recursos.	Se debe realizar una reunion para la creación del AVM, así como delegar responsabilidades de las personas que deberán registrar los informes diarios de producción (IDP) En esta reunion deben participar: *Ing. De completamiento VEX * Coordinador de producción de la estación *Lideres Volumetricos (VDP) *Planeador del Proyecto *Staff *Profesional Proyecto	R	C	A	C	C	C	C	C	C	C		A		

Figura 24. Macroproceso Staff Gerencia de Planeación Operativa (Continuación).

PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																			
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional														CODIGO	xxx	
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Staff	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.														VERSIÓN	10	
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.																	FECHA	26/01/2019
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																		
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS ENTRADAS	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	GEO	JEFATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	MATRIZ RACI										
									GCP	GOP	HSE	ANH	ANLA	VDS	VDS	POG	VDPIOD	VUJ	
AFF	*Correo electronico con la solicitud por parte del equipo interdisciplinar de los accesorios recomendados para poner en pozo	A partir del layout del pozo definir que accesorios se necesitan en el pozo.	*Evidencia fotográfica de la instalación de equipos, válvulas y accesorios que se requieran en el pozo	El ingeniero de completamiento deberá instalar los equipos, válvulas y accesorios previamente definidos en la reunion interdisciplinar. Nota: Esto no hace parte de las responsabilidades del Staff	C	A	A	C	R			A							
	-	Realizar una reunion informativa en la ANH	*Acta de reunion Recomendaciones por escrito de la ANH *Layout facilidades tempranas	Completamiento junto con Operaciones Geologicas y el Staff deberán realizar una reunion de carácter informativa ante la Angenica Nacional de Hidrocarburos (ANH) suministrando información de completamiento y pruebas de producción del pozo.	I	I	C	C	R			I		C					
	*Acta de reunion *Recomendaciones por escrito de la ANH	Solicitud de la creación de los AVM, IDP y Solar por parte de la ANH.	*Creación Solar *Creación IDP (ANH)	Se deberá hacer una solicitud para la creación del AVM, IDP y SOLAR ante la Agerica Nacional de Hidrocarburos (ANH).	I		A		A			C				A			

Figura 25. Macroproceso Staff Gerencia de Planeación Operativa (Continuación).

PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																			
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional													CODIGO	xxx		
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Staff	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.													VERSIÓN	10		
OBJETIVO	Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.																FECHA	26/07/2019	
ALCANCE	Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales y/o extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																		
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS ENTRADAS	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI														
					GEO	JEFATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GCP	GOP	HSE	ANH	ANLA	VDS	VDS	POB	VDPIOD	VIJ	STAFF-GON
STAFF	*Acta de reunion *Recomendaciones por escrito de la ANH	Solicitud de la creación de los AVM, IDP y Solar por parte de la ANH.	*Creación Solar *Creación IDP (ANH)	Se deberá hacer una solicitud para la creación del AVM, IDP y SOLAR ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).	I		A		A			C					A	R	
	*Creación del AVM (VDP) *Creación del Campo-contrato *Creación y registro del activo *Creación movimiento de fluido	Creación de los formatos por parte de la ANH	*Creación del AVM (ANH)	Una vez creado los IDP, campo contrato, registro del activo y los movimientos del fluidos en la estación, se debe hacer la solicitud ante la ANH para la creación del AVM ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos.	C		C		C			R					C	A	
	*Creación del AVM (ANH)	La Agencia Nacional de Hidrocarburos debe ir al pozo para la revision de las instalaciones,	*Acta de registro ANH	Completamiento coordina la visita de inspector de la ANH el cual debe ir al pozo para hacer la revisión de las instalaciones de las facilidades tempranas Nota: Esta actividad no hace parte de las responsabilidades del Staff	I	I	C	C	C			R					I		A

Figura 26. Macroproceso Staff Gerencia de Planeación Operativa (Continuación).

ecopetrol																	PROCEDIMIENTO PARA PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CIERRE DE MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN EN PROYECTOS EXPLORATORIOS																
VICEPRESIDENCIA	Vicepresidencia de Exploración	GERENCIA	Gerencia de Planeación y Ejecución Operacional														CODIGO		xxx														
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	Staff	PROCESO AL QUE PERTENECE	Parametros de selección para realizar un plan de movilización para fluidos de producción en pruebas iniciales y/o extensas.														VERSIÓN		10														
OBJETIVO			Planear, ejecutar y cerrar de forma temprana la movilización de fluidos de pruebas de producción en proyectos de exploración.														FECHA		28/01/2019														
ALCANCE			Asegurar de forma temprana la movilización de fluidos de producción de pruebas iniciales/extensas, logrando los objetivos mapeados desde las diferentes áreas transversales.																														
MACROPROCESO AL QUE PERTENECE	DOCUMENTOS ENTRADAS	SUB.ETAPAS	DOCUMENTOS SALIDAS	ALCANCE	MATRIZ RACI																												
					GEO	JEFATURA DE OPERACIONES	PLANEADOR DE PROYECTOS	GERENCIA DE PRODUCCIÓN REGIONAL	GCP	GOP	HSE	ANH	ANLA	VDS	VDS	POG	VDPIOD	VUJ	STAFF-GON														
	*Correo electronico enviando los siguientes documentos (de ser el caso): *Formulario 9 *Formulario 16 *Formulario 17 *Formulario 20	El lider volumétrico de la estación seleccionada deberá diligenciar y radicar ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos los formatos sobre las actividades de	*Correo electronico enviando los siguientes documentos (de ser el caso): *Formulario 9 *Formulario 17 *Formulario 20 *Formulario 21 *Formulario 30 *Cuadro 1A *Cuadro 4 *Cuadro 7	El lider volumétrico de la estación seleccionada, deberá diligenciar y radicar ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos los formatos de las actividades de producción: Informes diarios de producción (IDP) e informes mensuales (Formulario 9, Formulario 16, formulario 15A etc. Además de diligenciar los respectivos cuadros 1A, 4 y 7 de ser el caso)	-	-	-	R	-	-	-	-	-	-	-	-	-	A															
		La Agencia Nacional de Hidrocarburos deberá devolver los formatos firmados y aprobados	*Formularios y cuadros firmados y aprobados por la ANH	La aprobación de los formularios y cuadros quedará supeditada a la incorporación y validación de la información de producción de hidrocarburos en el Suime.	-	-	C	R	-	-	-	A	-	-	-	-	-	C															
		Staff deberá remitir los formatos firmados por la Agencia nacional de hidrocarburos al EPIS	Formatos y cuadros aprobados por ANH	Una vez la Agencia Nacional de Hidrocarburos de la aprobación de los formularios y cuadros el Staff deberá remitir dicha información al EPIS (Banco de Información Petrolera).	-	-	-	-	-	-	-	-	A	-	-	-	-	-	R														
		FIN																															

4.1.10 Abreviaturas Vicepresidencias o Departamentos ECOPETROL S.A. Al final del documento entregado a ECOPETROL S.A se debe entregar un cuadro con las abreviaturas de las gerencias que participan en él. Es importante que todas las áreas involucradas en la metodología creada se enteren y se realice la respectiva sinergia, con el fin de validar la información y finalmente saber el alcance de cada una de las áreas respectivas (**Ver Tabla 8**).

Tabla 8. Abreviaturas de las Gerencias involucradas en el aseguramiento de movilización de fluidos para la empresa ECOPETROL S.A.

Vicepresidencias o Departamentos	
Término	Definición
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
CVA	Coordinación de viabilidad ambiental
CVA	Comité de Inversiones
CMC	Coordinación de contratistas
COG	Coordinación de Operaciones Logísticas
GPT	Grupo Portafolio Tecnico
GPF	Gerencia de Portafolio
GON	Gerencia On Shore
GOF	Gerencia Off Shore
JOA	Acuerdo entre socios
PGF	Departamento de operaciones Geofísicas
POG	Departamento de operaciones geológicas
PPO	Planeación operativa
PMD	Volumetría
POL	Departamento de Planeación Operativa
VEX	Vicepresidencia de Exploración
VDP	Vicepresidencia de Desarrollo y Producción/ Oportunidades
VIJ	Vicepresidencia Juridica

4.1.11 Validación de la metodología. Todo proceso en la empresa ECOPETROL S.A, debe estar revisado y aprobado por la Gerencia correspondiente. La metodología creada, esta revisada y aprobada por las diferentes jefaturas de cada área, dando el visto bueno y asumiendo la responsabilidad y el alcance de cada una de ellas.

Además, es importante tener en cuenta que una vez se tiene el visto bueno de las diferentes áreas involucradas en él, esta metodología debe tener el visto bueno del Gerente de Planeación y Ejecución Operacional, esto con el fin de poder aplicar la metodología en los futuros proyectos exploratorios de la Vicepresidencia de Exploración On Shore. **(VER ANEXO B)**

**5. DETERMINAR EL SITIO DE RECIBO, ASÍ COMO EL TRANSPORTE QUE SE
DEBE USAR PARA LA MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DEL POZO
EXPLORATORIO PROVENZA-1**

En este capítulo se aplicará la metodología anteriormente elaborada para el pozo exploratorio Provenza-1.

Es importante aclarar que la metodología anteriormente descrita está supeditada a los resultados del pozo, es decir, en determinado caso que el pozo no de los resultados esperados por la compañía, solo se llegará hasta los preacuerdos para llevar el crudo hasta la estación seleccionada, así como el transporte de crudo y agua asociada a la producción.

Además, se debe de tener en cuenta que en caso de que el pozo de los resultados esperados por la compañía el alcance de la metodología es el aseguramiento del sitio de recibo, así como el transporte de los fluidos asociados a producción. Los temas volumétricos y relacionados con la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) no se aplicarán a este ejemplo hipotético debido a que todos los pozos exploratorios cuentan con un porcentaje de incertidumbre a lo que se vería limitado este factor en el ejemplo caso teórico

5.1 FOLLETO GEOLOGICO

En el folleto geológico y folleto contractual encontraremos los datos de ubicación geográfica del prospecto Provenza-1 al igual que las características tanto fisicoquímicas de los fluidos esperados, así como características del yacimiento.

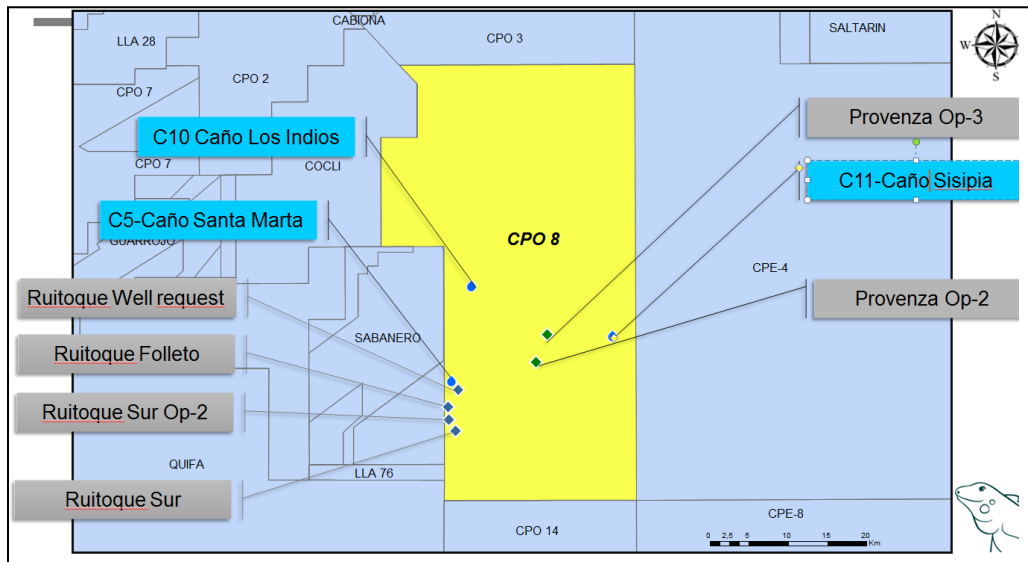
También se encontrará la descripción de la prueba corta, así como el estado mecánico del pozo Provenza-1. Es importante tener en cuenta estos datos ya que serán un Input para seleccionar la estación más adecuada para el recibo de los fluidos de producción como su posterior transporte.

5.1.1 Ubicación geográfica Pozo Provenza-1. “El objetivo Provenza-1 se encuentra localizado en el bloque CPO-08, de la Cuenca de los Llanos Orientales, Puerto Gaitán (Meta).”¹²

A continuación, se puede observar la ubicación geográfica del Pozo Provenza-1 **(Ver Figura 27).**

¹² SOR STATEMENT OF REQUIREMENTS, Provenza-1, Bloque CPO-08 VEX Vicepresidencia de Exploración- Gerencia On Shore Oriente, Ecopetrol S.A. 2018.

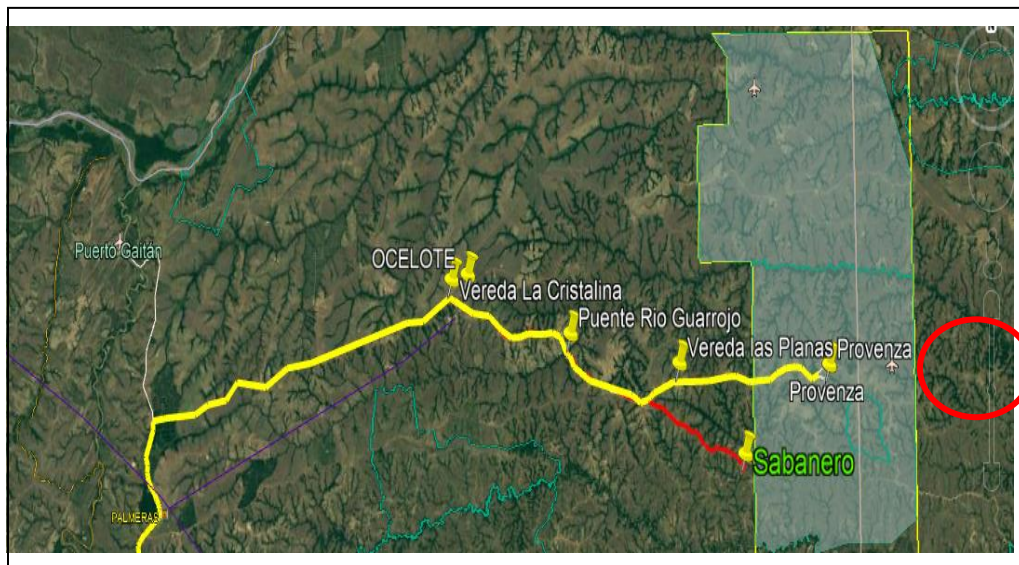
Figura 27. Ubicación Geográfica Pozo Provenza-1 Bloque



Fuente: SOR STATEMENT OF REQUIREMENTS, Provenza-1, Bloque CPO-08 VEX Vicepresidencia de Exploración- Gerencia On Shore Oriente, Ecopetrol S.A. 2018.

El Pozo Provenza-1 se encuentra ubicado por la vía de Puerto Gaitán Meta, con dirección al CPF Ocelote y Campo Sabanero (Frontera Energy). A continuación, se puede observar la ruta planteada para llegar Pozo Provenza-1. **(Ver Figura 28)**

Figura 28. Ubicación Geográfica Pozo Provenza-1



5.1.2 Pronóstico de la producción de prueba Inicial. Todo prospecto exploratorio debe tener un pronóstico de los fluidos de producción, esto con el fin de viabilizar la ejecución del pozo y dar viabilidad económica a la ejecución del proyecto.

Este pronóstico se realiza a partir de los pozos off set, es decir, los pozos aledaños al prospecto Provenza-1. A continuación se muestra la tabla con el pronóstico de producción del pozo. **(Ver Tabla 9)**

Tabla 9. Pronóstico de producción Pozo Provenza-1

PRONÓSTICO PRODUCCIÓN				
Tasas y Volúmenes Recuperables	Bajo	Medio	Alto	Comentarios
Producción Gas (MMSCFD)				
Producción Condensado (BCPD)				
Producción de crudo (BOPD)	100		300	Rango de producción teniendo en cuenta pozos de Caño sur Este
Producción Agua (BWPD)				
Producción Arena (BSPD)				

Fuente: SOR STATEMENT OF REQUIREMENTS, Provenza-1, Bloque CPO-08 VEX Vicepresidencia de Exploración-Gerencia On Shore Oriente, Ecopetrol S.A. 2018.

“Este pronóstico debe utilizarse una vez se tenga la evaluación de petrofísica, la estrategia de completamiento va a ser siempre, abrir a flujo intervalo separado lo mayor posible al agua; de acuerdo a esto la prueba inicial no se esperaría agua, teniendo en cuenta la prueba inicial con coiled tubing de Sabanero-1”¹³.

5.1.3 Características fisicoquímicas de los hidrocarburos esperados. Esta información se toma a partir de los Informes PVT del Pozo Sabanero-1, adicional se tomó una muestra en fondo/recombinada para la confirmación de estos parámetros **(Ver Tabla 10).**

¹³ Ibid., p 23

Tabla 10. Características fisicoquímicas hidrocarburos Provenza-1

INFORMACIÓN HIDROCARBUROS		
Fuente: Informe PVT Sabanero - 1		
Tipo Muestra (fondo/re-combinada)		
Composición	% Molar	% Másico
N2	0.36	0.02
CO2	0.26	0.03
H2S	0	
Metano	0.54	0.02
Etano	0	0
Propano	0.01	
i-butano	0	
n-butano	0	
i-pentano	0	
n-pentano	0	
C6	0.03	
C7	0	
C8	0.02	
C9		
C10		
C11		
C12		
C13		

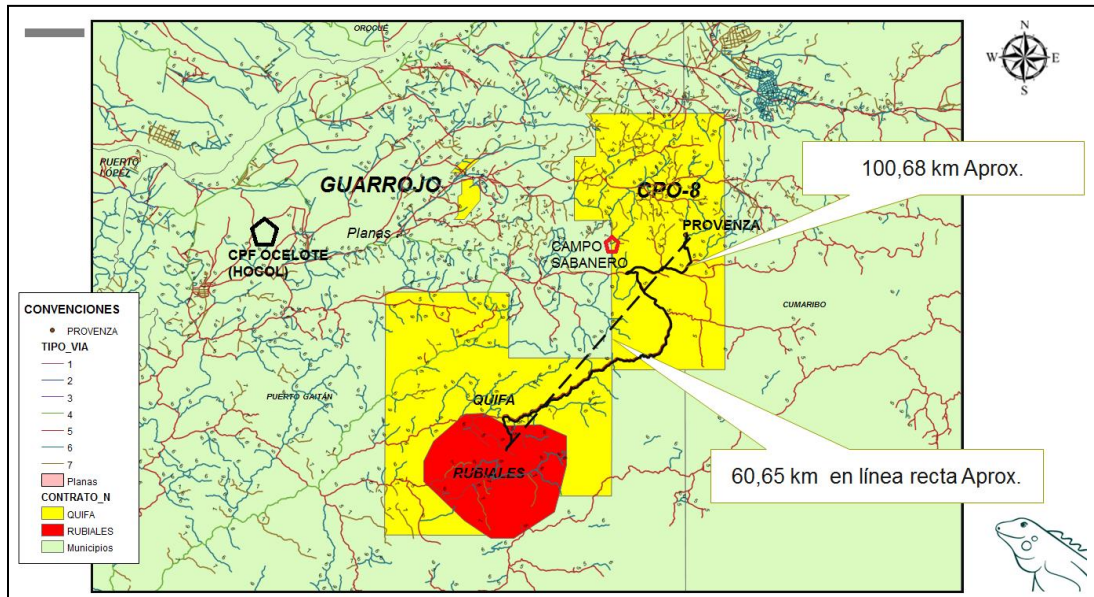
Fuente: SOR STATEMENT OF REQUIREMENTS, Provenza-1, Bloque CPO-08 VEX Vicepresidencia de Exploración-Gerencia On Shore Oriente, Ecopetrol S.A. 2018.

5.1.4 Caracterización de la zona de interés (Infraestructura petrolera y vías).

Un factor importante es caracterizar la zona de interés, partir de la infraestructura petrolera cercana que se encuentra en la zona. Es importante validar las vías de acceso con las que cuenta cada estación. Esto es de vital importancia para los proyectos exploratorios puesto que a partir de este input se realiza una matriz de decisión de las estaciones cercanas a la zona, así como su estado de vías para la selección del transporte.

A continuación, se muestra las estaciones cercanas al prospecto Provenza-1, así como las vías de acceso a cada estación (**Ver Figura 29**).

Figura 29. Infraestructura petrolera de la zona y vías



En cuanto a infraestructura petrolera cercana al Pozo Provenza-1 se encuentran las estaciones: Campo Sabanero (Frontera Energy), CPF Ocelote (Hocol) y Campo Rubiales (Ecopetrol S.A).

Se debe de tener en cuenta la propiedad de las estaciones, puesto que se tiene como premisa de la VDP (Vicepresidencia de Producción) Ecopetrol S.A, seleccionar las estaciones de Ecopetrol S.A, esto debido a tramites contractuales y temas de fiscalización y transferencia de custodia, puesto que al ser un activo de Ecopetrol S.A, resulta más beneficioso para la compañía enviar los posibles recursos contingentes a estaciones propias de Ecopetrol S.A

A continuación, se relaciona las estaciones cercanas al prospecto Provenza-1 con su debida distancia, tomando como punto de referencia el Pozo Provenza-1. **(Ver Tabla 11)**

Tabla 11. Distancias de las estaciones cercanas al Pozo Provenza-1

ESTACIONES	COORDENADAS		DISTANCIA (KM)
ESTACIÓN OCELOTE	4°16'6.42"N	71°36'43.22"O	62.3 Km
ESTACIÓN SABANERO	4°6'4.70"N	71°14'15.89"O	10.2 km
ESTACION RUBIALES	4°10'49.20"N	71°14'33.22"O	252.2 km

5.1.5 Parámetros para la selección de la Estación. En este punto del plan de manejo de fluidos, una vez que tenemos identificadas las estaciones cercanas con sus respectivas distancias al Pozo Provenza-1, el siguiente paso es realizar una evaluación a nivel: operativo, compatibilidad de fluidos, viabilidad ambiental, estado de vías etc. De cada una de las estaciones seleccionadas anteriormente. Identificando cuales estaciones puedes ser utilizada como ruta de evacuación de fluidos de producción.

5.1.6 Evaluación Campo Sabanero - Pozo Provenza-1. Se realiza una descripción con registro fotográfico de los hallazgos durante cada uno de los recorridos realizados durante la visita a Campo Sabanero

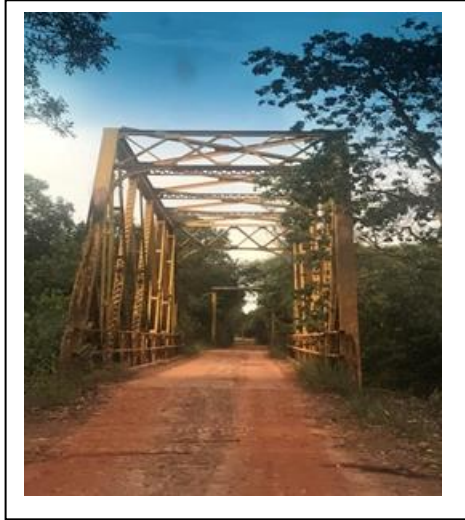
- ❖ **Consideraciones ruta de acceso:** Una vez se llega a Puerto Gaitán y se pasa por el Alto de Neblinas seguimos aproximadamente 24 Kilómetros adelante hasta el Cruce Palmeras. Seguimos en dirección Vía Sabanero hasta llegar a la Vereda La Cristalina, desde Puerto Gaitán a la vereda la cristalina Aprox. 74 k, se presenta una vía en forma de “Y” donde una vía es para la Estación Ocelote y la otra es para la estación Sabanero **(Ver Figura 30)**.

Figura 30. Cruce Vereda La Cristalina Puerto Gaitán Meta



Se continua por el desvío señalado anteriormente que da dirección hacia Planas, por esta misma se tiene el Puente del Rio Guarrojo **(Ver Figura 31)**.

Figura 31. Puente del Rio Guarrojo



El estado de vía se encuentra transitable para vehículos pesados, se observó el tránsito de carro tanques provenientes de la estación Sabanero, así como maquinaria pesada. En este punto se debe tener en cuenta que por esta misma vía se encuentra el resguardo indígena Domo Planas, se recomienda transitar al frente de las comunidades a una velocidad máxima aprox. 10 km **(Ver Figura 32),**

Figura 32. Tránsito de mulas Campo Sabanero



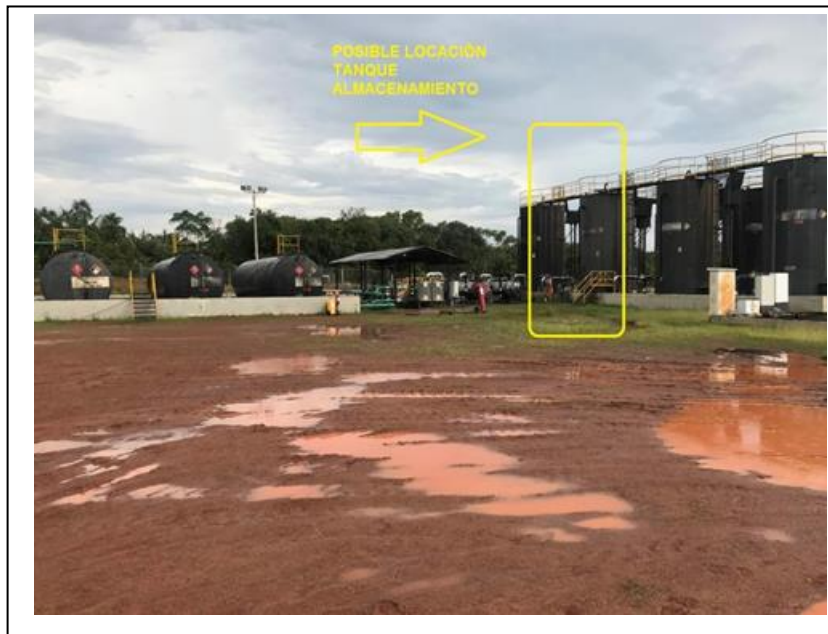
❖ Verificación facilidades de recepción Campo Sabanero.

Se realizó la visita a la Estación Sabanero-1 (FRONTERA ENERGY), para la revisión de las facilidades de producción, así como la verificación del punto de entrega de los fluidos provenientes del Pozo Provenza-1.

Se debe tener en cuenta que la estación Sabanero actualmente maneja crudos pesados (11- 14 API), además es importante tener en cuenta que en dicha estación cuentan con las facilidades de producción en óptimas condiciones para recibir los fluidos provenientes del Pozo Provenza-1.

Para recibir el crudo del Pozo Provenza-1, la Estación Sabanero pondrá a disposición un tanque exclusivo para el proyecto que posiblemente tendrá la siguiente localización **(Ver Figura 33)**.

Figura 33. Locación tanque para disposición de fluidos Pozo Provenza-1



Una vez el carro tanque ingrese a las instalaciones, se dispondrá un flujo metro en la parte superior del tanque para realizar la fiscalización del crudo entrante. Realizada esta operación, el crudo pasa a un manifold donde se mezclará con los fluidos provenientes de otros pozos exploratorios que maneja Frontera Energy. Es importante tener en cuenta que antes de la entrada del Manifold se cuenta con un medidor de coriolis donde se puede revalidar el crudo entrante al tanque de almacenamiento. En ese orden de ideas se tendría dos puntos de medición de crudo entrante; En la parte superior del tanque y a la entrada del manifold. **(Ver Figura 34 y Figura 35)**

Figura 34. Entrada Manifold Campo Sabanero

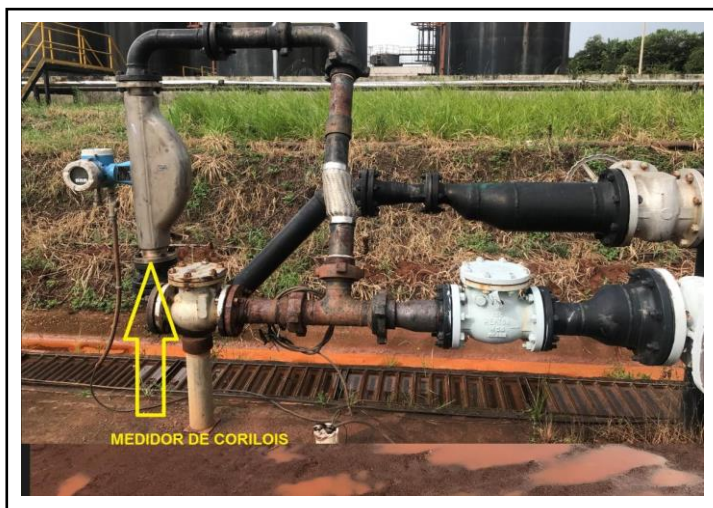


Figura 35. Tanque de despacho



Finalmente, como se puede observar en la **Figura 35**, se evalúa que el posible crudo proveniente del Pozo Provenza-1 llegue al tanque de despacho donde finalmente se llevará por carro tanque a Campo Rubiales.

❖ **Adecuaciones necesarias para la disposición de fluidos**

No se tienen adecuaciones necesarias para el recibo de fluidos en Campo Sabanero.

❖ **Compatibilidad fluidos de producción Campo Sabanero**

Actualmente la Estación Sabanero maneja con gravedades promedio de (11-14°) API. Las características del hidrocarburo esperado del Pozo Provenza-1 se encuentran en un promedio de (12 - 14) API, crudo pesado. Por temas de compatibilidad de fluidos de producción esperado del Pozo Provenza-1 con respecto a los manejados en la estación Sabanero, no se tienen ningún inconveniente al respecto.

❖ **Licenciamiento Ambiental ECOPETROL.**

Por parte del licenciamiento ambiental de Ecopetrol S.A, la Resolución 283 de 2016 a través de la cual se otorgó Licencia Ambiental para el desarrollo del Proyecto APE CPO-8 Sur. Permite señalar lo siguiente:

“ARTICULO SEGUNDO: La licencia ambiental que se otorgó por el presente acto administrativo, autorizo ambientalmente a la empresa Ecopetrol S.A la ejecución de la siguiente infraestructura, obras y actividades, bajo las

condiciones mencionadas a continuación, para el proyecto “Área de perforación APE CPO-8-Sur”¹⁴

Dentro de las actividades ambientales está aprobada el transporte de fluidos por carro tanques a estaciones de Ecopetrol S.A u/o terceros (**Ver Tabla 12 y Tabla 13**).

Tabla 12. Licencia Ambiental Transporte de Fluidos CPO-08.

Tabla Actividades que hacen parte del proyecto		
No.	ACTIVIDADES	DESCRIPCIÓN
1	Operación Helicopuerto.	Transporte aéreo opcional mediante helicóptero para la movilidad de los equipos, materiales y personal entre las localizaciones y áreas de intervención por las actividades de operación del proyecto, dentro del APE CPO-8 SUR y por fuera del mismo.
2	Pruebas de producción.	Se realizan pruebas cortas de producción con una duración aproximada de 30 días en promedio; en ellas son determinadas las características de los fluidos presentes en la formación de interés y de acuerdo con su resultado de estas proceden las pruebas extensas de producción, que tendrán una duración aproximada entre 6 meses y un año o las que establezca la ANH. Los fluidos esperados durante las pruebas de producción son: gas, crudo y/o agua. Inicialmente el crudo podrá ser transportado mediante camiones cisterna o por medio de líneas de flujo que se conectarán entre las Localizaciones y las FTP; el gas resultante podrá ser quemado a través de teas que permitan la combustión completa. Dichas Teas se diseñarán y ubicarán, de conformidad con lo establecido en la normatividad vigente en materia de emisiones atmosféricas por fuentes fijas (Resolución 0909 de junio 5 de 2008 y la Resolución 760 de 2010, modificada por la Resolución 2153 de noviembre 2 de 2010, o las normas que las modifiquen, adicionen o sustituyan)
3	Transporte de los Fluidos Mediante Carro Tanques.	- Transporte interno de agua empleando carro tanques para el traslado y suministro de agua desde los sitios de captación hacia los frentes de obra o las localizaciones y entre las mismas, al igual que el transporte de las aguas residuales tratadas hacia los puntos autorizados para el vertimiento o disposición. - Transporte de fluidos fuera del APE CPO-8 SUR mediante la entrega a terceros autorizados (para el caso de las aguas residuales tratadas).

Fuente: AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES ANLA, Resolución 0283, 17 de marzo de 2016 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, P 163

¹⁴ AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES ANLA, Resolución 0283, 17 de marzo de 2016 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, P 163

Tabla 13. Licencia Ambiental Transporte de Fluidos CPO-08 (Continuación).

No.	ACTIVIDADES	DESCRIPCIÓN
		- Transporte de crudo en carro tanques fuera del APE CPO-8 SUR a estaciones de ECOPEPETROL u otras de terceros. - Transporte y recibo de fluidos (crudo u otros líquidos necesarios para el desarrollo de las actividades de producción) entre las localizaciones y FTP, y los puntos de captación y vertimiento. El transporte solo podrá hacerse de acuerdo con los volúmenes de manejo de residuos líquidos hacia el APE CPO-8 SUR y desde otras estaciones cercanas.
4	Riego en vías.	- Se solicita la actividad de humectación de las vías que se encuentran dentro del APE CPO-8 SUR con las aguas residuales tratadas y/o agua cruda, sobre los corredores viales que sean objeto de adecuación y construcción. - La humectación de las vías se hará en los días soleados del año y en tiempo seco. - El caudal máximo para disponer será de 2,7 l/s mediante carro tanques que cuentan con tubería posterior tipo flauta por rocío en todo el ancho de la vía.

Fuente: AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES ANLA, Resolución 0283, 17 de marzo de 2016 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, P 163

Es importante tener en cuenta en la planeación de movilización de fluidos para las pruebas cortas y extensas que se debe planear no solo la movilización de crudo, también, se debe planear la movilización del agua asociada a producción. La norma indica taxativamente lo siguiente:

“Transporte interno de agua empleando carro tanques para el traslado y suministro de agua desde los sitios de captación hacia los frentes de obra o localizaciones y entre las mismas, al igual que el transporte de las aguas residuales tratadas hacia los puntos autorizados para el vertimiento o disposición.

b) Transporte de fluidos fuera del APE CPO-8 Sur mediante la entrega a terceros autorizados (para el caso de las aguas residuales tratadas)”¹⁵

¹⁵ Ibid, P 163

5.1.7 Evaluación CPF Ocelote - Pozo Provenza-1.

- ❖ **Consideraciones ruta de acceso:** La estación Ocelote está ubicada geográficamente desde la vereda Cristalinas en el Municipio de Puerto Gaitán, Departamento del Meta hasta la vereda Planas. La distancia entre el Pozo Provenza-1 y la estación Ocelote es aproximadamente 62 km. **(Ver Figura 36).**

Figura 36. Ubicación Geográfica CPF Ocelote (Hocol)



Una vez se llega a la Vereda La Cristalina se toma el desvío para la Vía Ocelote, se continua por la mismo aproximadamente 2.5 kilómetros hasta encontrar la Estación Ocelote (Hocol) **(Ver Figura 37).**

Figura 37. Entrada CPF Ocelote (Hocol)



❖ **Verificación facilidades de recepción CPF Ocelote**

Se realizó la visita a la Estación Ocelote (Hocol) para la revisión de las facilidades de producción, así como la verificación del punto de entrega de los fluidos provenientes del Pozo Provenza-1.

Actualmente en el CPF de Ocelote cuenta con 4 unidades de bombeo principal y 4 bombas de precarga. Al inicio del proceso cuenta con dos medidores de coriolis, con sus respectivos computadores de flujo, para medir en campo, esta es una medida de control de procesos.

Adicional cuenta con 2 tanques con capacidad nominal de 30.000 bbls. **(Ver Figura 38).**

Figura 38. Facilidades Estación Ocelote



Se deberá instalar un medidor de coriolis en la entrada del tanque para la medición y fiscalización de los fluidos producidos del pozo. A continuación, se ilustra el sitio dispuesto por la estación Ocelote (**Ver Figura 39**)

Figura 39. Sitio para adecuación de tanques Ocelote (Hocol)



❖ **Licenciamiento Ambiental Estación Ocelote (HOCOL).**

Por parte de Hocol, no se cuenta con la licencia ambiental para el recibo de fluidos de terceros. Esto hace inviable la operación de llevar los fluidos de producción a la Estación Ocelote.

❖ **Compatibilidad fluidos de producción CPF Ocelote**

Actualmente los fluidos que manejan en el CPF Ocelote están en el orden de (15 – 20 °API). Esta opción no es favorable para el proyecto Provenza-1 debido a que tendríamos que usar Nafta como diluyente para llevarlo a condiciones de operación. Esto no implica una pre-aprobación de la estación. Puesto que, a partir de las reuniones de trabajo establecidas en las oficinas de Hocol, nos informan que antes de recibir cualquier fluido de producción deben primero realizar una prueba en el laboratorio en Ocelote Hocol para revisar si se encuentra dentro de los parámetros de operación de la estación.

Esto, nos limita y da lugar a buscar otra estación de recibo puesto que en determinado caso que no se cuente con la compatibilidad de fluidos, el proyecto Provenza-1, tendrá que buscar otra estación de recibo de fluidos.

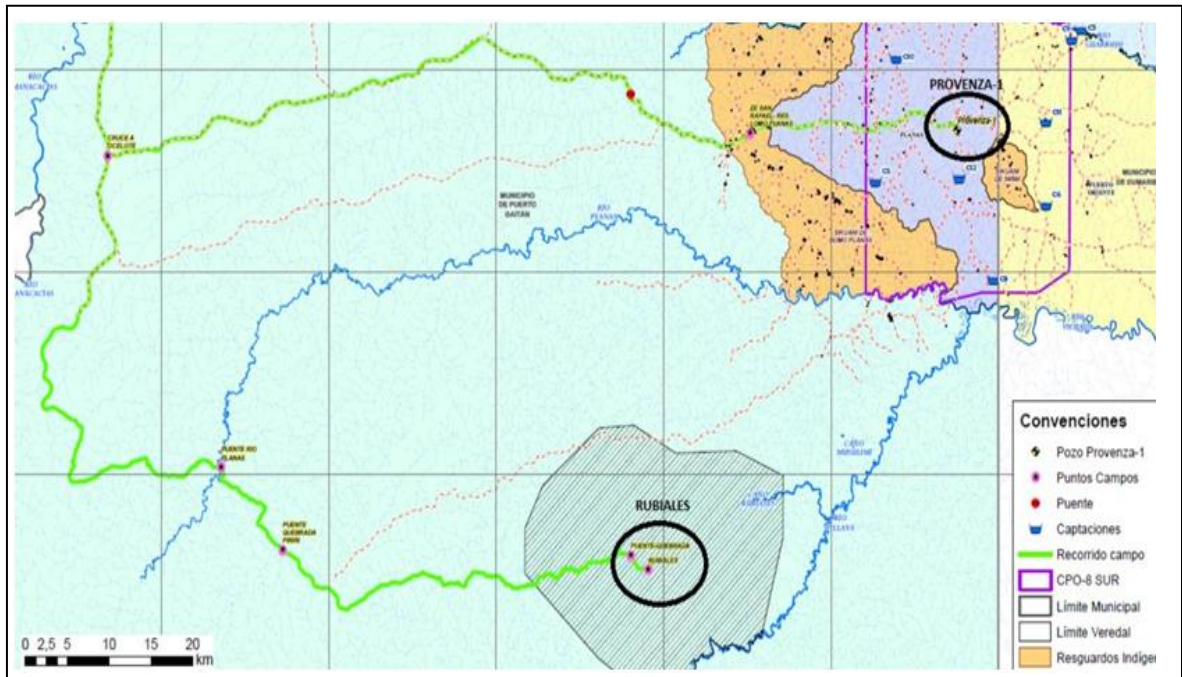
5.1.8 Evaluación Campo Rubiales – Pozo Provenza-1. A continuación se observan los criterios a evaluar

❖ **Consideraciones ruta de acceso:**

Campo Rubiales se encuentra ubicado a 167 kilómetros del casco urbano de Puerto Gaitán, Meta y a 465 kilómetros de Bogotá. Cuenta con 592 kilómetros de líneas de recolección de agua y crudo.

Actualmente Campo rubiales está ubicado a 250.2 kilómetros del Pozo Provenza-1. **(Ver Figura 40)**

Figura 40. Descripción de la ruta Provenza-1 – C. Rubiales

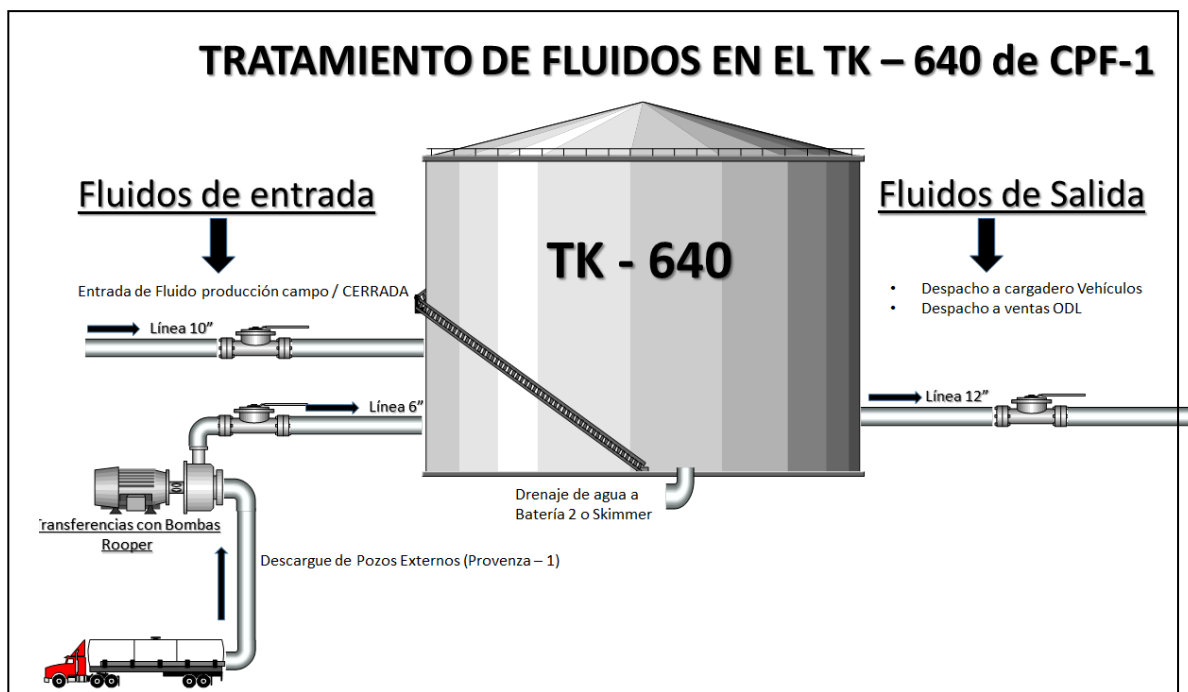


Fuente: VIT (Vicepresidencia de Transporte) Ecopetrol S.A

❖ Verificación facilidades de recepción Campo Sabanero.

Para la disposición de fluidos de producción en Campo Rubiales se llegó a un pre-acuerdo de utilizar el tanque TK-640, para llevar el crudo proveniente del Pozo Provenza-1 (**Ver Figura 41**).

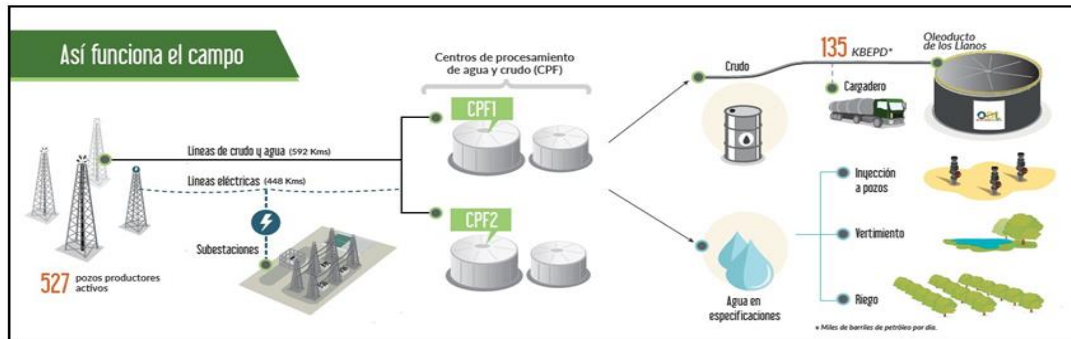
Figura 41. Tanque almacenamiento TK-640 Campo Rubiales



Fuente: Caño Sur- CPF1 –Campo Rubiales

Una vez llegue el crudo proveniente del Pozo Provenza-1 al CPF1-Campo Rubiales y se transfiera al tanque TK-640, esto pasara ser un activo de Campo Rubiales. Se debe tener en cuenta que una vez llegue al CPF-1 pasara por el ODL (Oleoducto de los Llanos), para finalmente llevarlo a buques (**Ver Figura 42**).

Figura 42. Funcionamiento Campo Rubiales



Fuente: Caño Sur –Ecopetrol S.A

❖ **Adecuaciones necesarias para la disposición de fluidos**

No se requiere ninguna adecuación necesaria para el descargue de crudo en el tanque TK-640. El CPF-1 cuenta con las instalaciones requeridas para realizar la operación de transferencia de crudo.

❖ **Licenciamiento Ambiental Campo Rubiales**

Campo Rubiales al ser un activo de Ecopetrol cuenta con la Licencia Ambiental para el recibo de fluidos dentro de sus instalaciones y Caño Sur (**VER ANEXO C**).

❖ **Compatibilidad de fluidos de producción**

“Con el recibo de Rubiales, Ecopetrol se consolida como operador de crudos pesados al tener a su cargo los tres mayores campos del País: Castilla, Chichimene y Rubiales, que representan carga de 330 mil barriles por día, es decir, la tercera parte de la producción de Colombia”¹⁶.

¹⁶ ECOPETROL S.A, Campo Rubiales. La Empresa y Pacific Rubiales Energy informan decisiones sobre campo Rubiales [En línea]. (Recuperado en 2 junio 2019) Disponible en <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/lo-que-hacemos/produccion/campo-rubiales>.

Esto da lugar a la viabilidad de llevar los fluidos del Pozo Provenza-1 a Rubiales debido a que tienen una caracterización similar a los fluidos esperados del Pozo Provenza-1.

5.1.9 Costos asociados a transporte y recibo de fluidos de las estaciones evaluadas. Para la selección de la estación indicada de recibo de fluidos también se debe tener en cuenta el factor económico.

Existen unos costos asociados a transporte por carro tanque, costos asociados a adecuaciones necesarias para descargue de fluidos, costos asociados por Blending, los cuales se deben de tener en cuenta a la hora de seleccionar dicha estación.

❖ **Costos asociados a transporte por carro tanques**

Los costos asociados a transporte se manejan a través de la tarifa Barril/Kilometro, es decir, a partir del total de kilómetros desde el Pozo Provenza-1 hasta las estaciones evaluadas multiplicado por el total de barriles a transportar durante el número de días de prueba, GOP (Gerencia de Planeación Operativa) nos suministra la tarifa que se debe contemplar **(Ver tabla 14)**.

Tabla 14. Tarifa Barril/Kilometro

TARIFA BARRIL/KILOMETRO				
Estación	Distancia Km	Tarifa	Barriles	PESOS COP
OCELOTE	60.2	5778.72	2100	\$12,135,312.00
SABANERO	10.2	3772.22/12982	2100	\$35,183,862.00
RUBIALES	250.2	13890	2100	\$29,169,000.00

Fuente: GOP (Gerencia de Planeación Operativa)

Como se puede observar en la **tabla 14** el mayor costo asociado a transporte de fluidos por carro tanque es la estación Sabanero a pesar de ser la estación más cercana al Pozo Provenza-1, esto debido a que el transporte de fluidos de Sabanero hacia Campo Rubiales lo hacen por carro tanques. En ese orden de ideas el proyecto Provenza-1 tiene un doble costo asociado a transporte.

1. Transporte por carro tanque de Provenza-1 – Campo Sabanero
2. Transporte por carro tanque de Campo Sabanero – Rubiales.

Esto no es beneficioso para el proyecto Provenza-1 debido al doble costo generado por transporte. Se piensa llevarlo directo a Campo Rubiales.

Si llevamos los fluidos directamente del Pozo Provenza-1 a Campo Rubiales como se puede observar en la **tabla 14** que se tiene un ahorro cercano al 20% con respecto al Campo Sabanero.

❖ **Costos asociados a descargue**

Los costos asociados a descargue es la tarifa única y exclusiva que utiliza cada estación para el descargue de fluidos (Crudo y Agua). Este valor cambia con el paso del tiempo. Este valor está a fecha de 02/11/2018 **(Ver Tabla 15)**

Tabla 15. Tarifa descargue fluidos estaciones seleccionadas

TARIFA DESCARGUE FLUIDOS	
Estación	COP
OCELOTE	7,246,000.00
SABANERO	3,223,334.00
RUBIALES	3,261,125.00

Fuente: GOP (Gerencia de Planeación Operativa) ECOPETROL .SA

Como se puede observar en la **tabla 15** la estación con menor costo asociado a descargue de fluidos es Campo Rubiales, esto debido a que Rubiales es un activo de Ecopetrol S.A. y el Pozo Provenza-1 al ser un pozo 100% operado por Ecopetrol S.A, se tiene un ahorro significativo por ser la misma compañía.

❖ **Costos asociados a adecuaciones necesarias para el descargue de fluidos.**

Para el descargue de fluidos de producción se deben de tener en cuenta los costos asociados a las adecuaciones necesarias para el recibo de fluidos en la etapa de pruebas cortas y posteriormente las pruebas extensas.

A partir de las tres (3) estaciones evaluadas (Rubiales, Sabanero y Ocelote), se identificó que solo el CPF Ocelote requiere adecuaciones para el descargue de los fluidos provenientes del Pozo Provenza-1

A continuación, se relacionan los costos asociados a dichas adecuaciones (**Ver Figura 43**).

Figura 43. Relación de costos por adecuaciones necesarias para descargue de fluidos CPF Ocelote

Costos asociados a las adecuaciones para la disposición de fluidos en la estación Isla VI					
Ítem	Descripción	unidad	valor (usd)	qty.	total (usd)
1	1 ea Bomba de descargue de desplazamiento positivo, 300 GPM MLX4B	dia			
		opera	\$ 70	7	\$ 490
2	100 Ft de Lineas 3" fig. 206 y accesorios	dia			
		opera	\$ 100	7	\$ 700
3	2 Válvulas de Bola 4 " x 150 RF	global	\$ -	2	\$ -
4	2 Check Valve 4" x 150 RF	global	\$ -	2	\$ -
5	Cable 4 x 8 AWG, alimentación bomba eléctrica	global	\$ -	1	\$ -
6	Cable de aterrizaje 2/0 - Varilla Coperweld	global	\$ -	1	\$ -
7	Kit Ambiental	ea	\$ -	1	\$ -
8	Geomembrana para área de descargue con dique	ea	\$ -	1	\$ -
9	Generador Eléctrico (alimentación eléctrica 480 V / breaker tripolar de 80-100 amp ajustable)	dia			
		opera	\$ 156	7	\$ 1.092
10	Medidor de flujo	dia			
		opera	\$ 115	7	\$ 805
11	Personal: 1 operador durante el descargue del fluido	dia			
		opera	\$ 360	7	\$ 2.520
TOTALES APROX :					\$ 5.607

Fuente: Gerencia de Perforación y Completamiento Ecopetrol S.A

Estos costos se encuentran en dólares, sin embargo, se ajustó con la TRM del 9 de agosto de 2018. Dando un valor total de 16.260.300

Una vez definido estos costos, según el plan de manejo de fluidos, el Proyecto Provenza-1 debe buscar el vehículo comercial para la contratación de las adecuaciones mencionadas anteriormente.

❖ Costos Asociados por Blending

Estos costos son asociados a la mezcla de hidrocarburos una vez entran a los ductos del ODL.

Se debe de tener en cuenta que estos costos se obtuvieron con una TRM del 9 de agosto de 2018,

$$\text{Blending} = (\text{Bbls} \times 0.1534) \times \text{TRM}$$

Bbls: Barriles de crudo

0.1534: Constante de cambio para el ducto ODL

TRM: Tasa de cambio representativa del mercado

Remplazando

$$\text{Blending} = (2100 \times 0.1534) \times 2900$$

$$\text{Blending} = 934,206.00$$

Este costo asociado por blending aplica para las tres estaciones evaluadas debido a que el crudo proveniente de Sabanero, Ocelote y Campo Rubiales debe pasar por el ODL

A continuación, se relaciona los costos asociados de cada estación bajo los criterios anteriormente mencionados. **(Ver Tabla 16).**

Tabla 16. Costos asociados para transportar fluidos de producción Pozo Provenza-1.

ITEM	Costos Asociados	ESTACIÓN OCELOTE (HOCOL)	ESTACIÓN SABANERO (FRONTERA ENERGY)	ESTACIÓN RUBIALES (ECOPETROL)
1	TRANSPORTE	12,135,312.00	35,183,862.00	29,169,000.00
2	DESCARGUE	7,246,000.00	3,223,334.00	3,261,125.00
4	ADECUACIONES	16,860.02	0.00	0.00
	BLENDING	934,206.00	934,206.00	934,206.00
T	TOTAL COP	20,332,378.02	39,341,402.00	33,364,331.00

5.2. MATRIZ PARA SELECCIONAR LA ESTACIÓN INDICADA RECIBO DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

Una vez analizado los diferentes factores que influyen para la selección de la estación más adecuada para el descargue de fluidos, se realiza una matriz con el fin de diagnosticar la mejor alternativa para el proyecto. **(Ver Tabla 17).**

Tabla 17. Matriz de selección para movilización de fluidos de producción

Estación	Empresa	Distancia	Compatibilidad de fluidos	Viabilidad Operativa	Viabilidad Ambiental	Costos asociados a movilización de fluidos	TOTAL
Rubiales	5	1	5	5	5	1	625
Ocelote	1	3	3	5	0	5	0
Sabanero	1	5	5	5	1	3	375

A continuación, se observa la tabla puntuación para la matriz anteriormente ilustrada (**Ver Tabla 18**).

Tabla 18. Tabla de puntuación para la matriz de selección

Tabla de puntuación	
0	No viable
1	Poco viable
3	Posible viabilidad
5	Viable

Como se puede observar en la **tabla 17**, a partir de los criterios de:

- ❖ Distancias
- ❖ Compatibilidad de fluidos
- ❖ Viabilidad Operativa
- ❖ Viabilidad Ambiental
- ❖ Costos Asociados a movilización de fluidos.

A partir de estos criterios para seleccionar la estación y en base a realizar una tabla de puntuación para determinar los factores más relevantes para la selección de la estación, se puede observar que la estación con más puntaje fue Campo Rubiales.

A partir de esta matriz se toma la decisión de enviar los fluidos de producción a Campo Rubiales.

5.2.1 Realizar solicitud de transporte para el inicio de P. Iniciales/extensas.

Una vez definido la estación de recibo para los fluidos de producción provenientes del Pozo Provenza-1 se realizó la solicitud oficial a GOP (Gerencia de Planeación Operativas) para asegurar la empresa transportadora.

Es importante que la empresa seleccionada, cuente con un PDC (Plan de contingencia) actualizado para poder transportar los fluidos desde el Pozo Provenza-1 hasta la estación seleccionada.

La empresa Seleccionada para el transporte de fluidos fue INVERTRACK la corporación autorizada para validar el plan de contingencia mencionado anteriormente fue COLMACARENA.

5.2.2 Aprobación para inicio de las pruebas cortas. Teniendo asegurado el lugar de recibo, así como el transporte definido con su respectivo Plan de Contingencia Aprobado, el siguiente paso es realizar una solicitud formal ante la ANH para la aprobación de las pruebas cortas.

El lunes 28 de enero de 2019, se realizó una reunión en las oficinas de la ANH con el objetivo de ilustrar la planeación del Pozo Provenza-1 y posteriormente tener la aprobación por parte de ellos, para dar inicio a las pruebas cortas.

El día miércoles 6 de febrero de 2019 se radico la solicitud formal para la aprobación de las pruebas cortas ante la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), a partir de la metodología creada se validó que debía estar firmado por el Gerente de Planeación y Ejecución Operacional de Exploración.
VER ANEXO D.

El día jueves 14 de marzo de 2019 se obtiene un comunicado de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) aprobando el inicio de las pruebas cortas para el Pozo Provenza-1 **VER ANEXO E.**

5.2.3 Resultados del Pozo Provenza-1. Las pruebas cortas del Pozo Provenza-1 comenzaron el día martes 20 de marzo de 2019 a las 00:00 horas.

La estrategia que se utilizo fue la siguiente:

- ❖ 2 días periodo de limpieza
- ❖ 6 días periodo de flujo
- ❖ 3 días de cierre

A continuación, se muestra los resultados de las pruebas cortas

Tabla 19. Resultados Pozo Provenza-1

DÍAS	PERIODO DE FLUJO	FLUIDO	Vol Bruto BBLs	API@60 F	FACTOR TEMPERATURA
1	LIMPIEZA	SALMURA	1500	10	0,9815
2	LIMPIEZA	SALMUERA			0,9815
3	FLUJO	AGUA DE FORMACIÓN	*1087 BARRILES DE AGUA * 20 BARRILES DE CRUDO	12- 14	0,9815
4	FLUJO	AGUA DE FORMACIÓN			0,9815
5	FLUJO	AGUA DE FORMACIÓN/Crudo			0,9815
6	FLUJO	AGUA DE FORMACIÓN			0,9815
7	FLUJO	AGUA DE FORMACIÓN			0,9815
8	FLUJO	AGUA DE FORMACIÓN			0,9815
9	CIERRE	-	-	-	-
10	CIERRE	-	-	-	-

A partir de los resultados obtenidos de la prueba corta, el Pozo Provenza-1 se declara oficialmente SECO. Operaciones Geológicas, toma la decisión de taponar y abandonar el Pozo.

5.2.4 Transporte del agua asociada a la producción. De acuerdo a los resultados del pozo y ya estando en etapa de ejecución se debe realizar una estrategia para la evacuación de fluidos de producción del Pozo Provenza-1.

A partir de los resultados obtenidos del Pozo Provenza-1 dando como resultado un volumen total de agua de: 1087 bbls y volumen total de crudo 20 bbls. Se planea la siguiente estrategia para llevar los fluidos a las estaciones mencionadas en el documento.

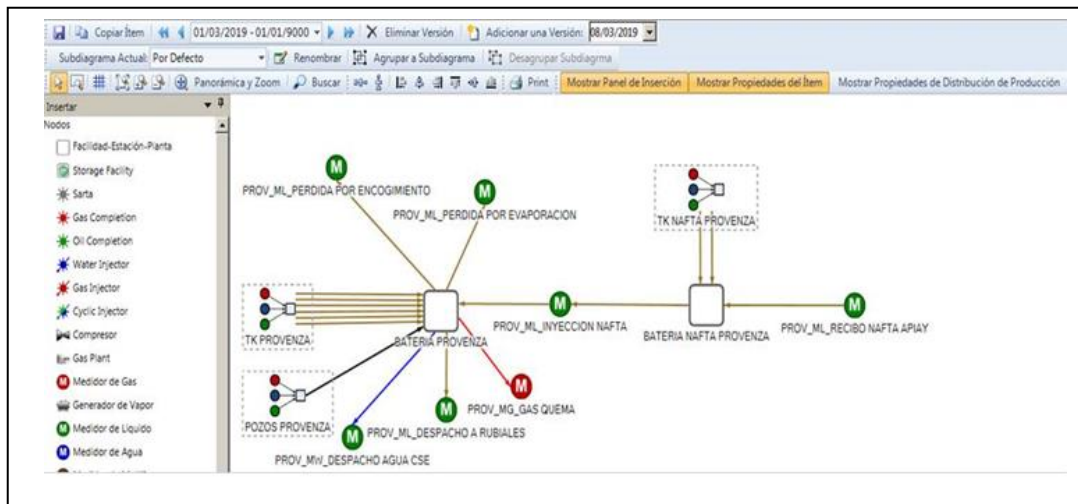
Se debe resaltar que los 20 bbls de crudo están disueltos en el agua de formación, por ende, se maneja como un agua emulsionada.

Para manejos de agua emulsionada Campo Rubiales dispone para llevar el agua asociada a producción con trazas de crudo a la Estación Mito 2.

Esta estación cuenta con los permisos ambientales al ser parte de Caño Sur. Permitiendo el ingreso de los fluidos a dicha estación. Se tiene el correo soporte con la aprobación para el recibo de las aguas asociadas a producción por Campo Mago- Estación Mito. **ANEXO F**

5.2.5 Creación de las herramientas volumétricas para fluidos. Campo Rubiales creó en las herramientas volumétricas de la estación, la batería Provenza-1, esto con el fin de poder cargar los IDP (Informes Diarios de Producción.) y registrar oficialmente ante la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos) la producción. **(Ver Figura 44)**

Figura 44. Batería Pozo Provenza-1 – Campo Rubiales



Esto se creó en base al Layout del Pozo Provenza-1 (**VER ANEXO G**).

Es importante aclarar que Campo Rubiales para poder registrar los volúmenes de los tanques de almacenamiento ubicados en Set de Well Testing se realizó un aforo en sitio. Así mismo se presenta el Aforo de los tanques de Rubiales por la empresa certificada con el objetivo de poder crear los tanques en los sistemas de la empresa ECOPETROL S.A. (**VER ANEXO H**).

Se aclara que a partir de los resultados obtenidos del pozo y ser declarado como Pozo Seco, no se crearán en las herramientas volumétricas para el reporte en AVM así como en el Solar. En consecuencia, la metodología termina en este punto ya que como se mencionó en el alcance del proyecto si el pozo resultaba seco no se tendría en cuenta el proceso volumétrico y relacionamiento contractual con la ANH.

6. CONCLUSIONES

- ❖ Con base a la matriz de decisión se concluye que la estación más recomendada para enviar los fluidos de producción del Pozo Provenza-1 es Campo Rubiales, desde el punto de vista: ambiental, operativo y económico.
- ❖ Este trabajo inicia el proceso en la búsqueda de oportunidades de mejora en la optimización del transporte de hidrocarburos y recibo de fluidos en proyectos exploratorios o shore.
- ❖ En la planeación para la selección de la estación más indicada para recibo de fluidos se debe tener en cuenta los costos asociados a transporte, descarga, usos de diluyentes, transporte por ductos ya que esto impacta en el costo del proyecto exploratorio.
- ❖ Dentro de las oportunidades de mejora para el transporte de hidrocarburos es importante definir el tipo de vehículos más adecuados a utilizar dependiendo de las características tanto del producto a transportar, así como el estado de las vías por donde se debe transitar.
- ❖ Para el transporte de productos derivados de los hidrocarburos es importante tener en cuenta que todas las empresas transportadoras deben contar con un Plan de Contingencia Actualizado por la Autoridad Regional Correspondiente.
- ❖ La Agencia Nacional de Hidrocarburos debe estar enterado del transporte y recibo de los hidrocarburos con el fin de tramitar el proceso de transferencia de custodia y regalías para el estado.
- ❖ Uno de los factores más relevantes a tener en cuenta para la selección de la estación es el licenciamiento ambiental. Se debe tener claridad de la viabilidad

jurídico-ambiental antes de tomar la determinación de seleccionar una estación como posible destino de los fluidos de producción.

7. RECOMENDACIONES

- ❖ A partir de este trabajo se puede desarrollar una matriz de cumplimiento en base a las actividades de un pozo exploratorio, logrando reducir el porcentaje de incumplimiento ante los entes reguladores para cada una de las etapas.
- ❖ Esta metodología creada se podrá tomar como base para plantear nuevos procesos de ejecución para diferentes actividades de la industria petrolera.
- ❖ Se recomienda como oportunidad de mejora desarrollar un programa para la toma de decisión de la estación más adecuada para enviar los fluidos de producción a partir de las características de los hidrocarburos, estaciones cercanas a los proyectos exploratorios, distancias entre cada una de ellas, estado de las vías entre otras.
- ❖ A partir de la incertidumbre que manejan los pozos exploratorios para descubrir (crudo, gas y agua), se propone realizar una base de datos a partir de los pozos off set, para la toma de decisiones hacia el transporte y su posterior definición de la estación óptima para llevar los fluidos de producción.
- ❖ La metodología creada en este trabajo está diseñada para pozos exploratorios on shore. A partir de este trabajo se plantea la posibilidad de diseñar una metodología para asegurar el transporte de fluidos, así como su respectiva estación de recibo para los pozos exploratorios off shore.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Resolución 18 1495 de 2009. Circular No 14 Fiscalización – Aprobación Pruebas Extensas de Producción 11 de Junio de 2014. 1-2 p.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Circular 012. Fiscalización – Trámite de verificación de las tablas de aforo, 09 de Marzo de 2016. 1p

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19.1. Cuarta edición. 2012 38 p.

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES ANLA, Resolución 0283, 17 de marzo de 2016 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 163-164 p.

CASTAÑEDA MONTENEGRO LADY ZAMIRA (2014) EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE ALTERNATIVAS PARA EL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS PRODUCIDOS EN LOS LLANOS OTRIENTALES, director ; Manuel Cabarcas. Bucaramanga: UIS, 2014.

CUELLAR ORDONEZ, J. J., & Hernández Morera, J. d. (2001). MANUAL BASICO DE SEGURIDAD OPERACIONAL EN LAS AREAS DE WIRELINE Y WELL TESTING EN LA EMPRESA HYDROCARBON SERVICES LTDA. / Jorge Jesús Cuellar Ordoñez; director Jairo Hernández Morera. Bucaramanga: UIS, 2001.

GRANADA CAÑAS Mario *et al.* Manual de medición de hidrocarburos y biocombustibles capítulo 19 - Pérdidas por evaporación en los tanques de almacenamiento. Versión 01. 2010. Bogotá. p 11.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, Resolución 18 1495 de 2009. Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos convencionales continentales y costa afuera, 15 de Julio de 2018. 7-12 p.

SOR STATEMENT OF REQUIREMENTS, Provenza-1, Bloque CPO-08 VEX Vicepresidencia de Exploración- Gerencia On Shore Oriente, Ecopetrol S.A. 2018.

ANEXOS

ANEXO A. Agencia Nacional de hidrocarburos, resolución 18 1495 de 2009.
Circular No 14 Fiscalización-Aprobación Pruebas Extensas de Producción 11 de junio de 2014.



CIRCULAR N°. 14 DE 11 JUN 2014

Para: REPRESENTANTES LEGALES DE COMPAÑÍAS OPERADORAS DE CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

De: HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA
Vicepresidenta de Operaciones, Regalías y Participaciones

Asunto: Fiscalización – Aprobación Pruebas Extensas de Producción

En ejercicio de la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, delegada por el Ministerio de Minas y Energía en esta Agencia y en orden a hacer más expedito el trámite de las solicitudes de aprobación de Pruebas Extensas de que trata el Artículo 36 de la Resolución 18 1495 de 2009, mediante la presentación de solicitudes acompañadas de todos los elementos de juicio necesarios para el respectivo análisis por parte de esta Entidad, a continuación se relacionan los documentos que deben allegarse junto con la solicitud por escrito debidamente radicada en la Oficina de Correspondencia de la ANH:

1. Resultados de las pruebas iniciales de producción.
2. Objetivos y alcance de las pruebas extensas.
3. Diagrama de facilidades de producción con localización de puntos de fiscalización.
4. Cronograma de las actividades que se desarrollarán durante la prueba extensa.
5. Forma 6CR "Informe de Terminación Oficial" del pozo, con sus respectivos anexos. Esta forma deberá ser diligenciada una vez se conozca el potencial real de producción del pozo bajo condiciones estabilizadas durante las pruebas iniciales de producción.
6. Presentación de los siguientes mapas a escala 1:25,000, cuya delimitación debe estar referida al datum MAGNA – SIRGAS con proyección al origen central establecido por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi - IGAC:
 - a) Plano del mapa estructural del yacimiento proyectado verticalmente en superficie;



Avenida Calle 26 No. 59-65 Piso 2 – PBX: (571) 2921717 – Fax (571) 2921718 – Bogotá, Colombia
(www.anh.gov.co) info@anh.gov.co Código Postal: 111321

012



- b) Mapa de la división política del ente o entes territoriales involucrados en la distribución del yacimiento;
 - c) Superposición de los mapas anteriores y señalamiento porcentual del área del yacimiento que corresponde a cada entidad territorial.
7. Solicitud de creación en el SUIME del correspondiente campo.
 8. Configuración y reporte de la producción durante las pruebas iniciales.
 9. Concepto favorable respecto de las facilidades de producción y del punto de fiscalización emitido por el Funcionario de Zona de la ANH o el funcionario asignado por ésta para el efecto, una vez realizada la correspondiente visita a las instalaciones de que se trate.
 10. Aval de ECOPETROL S.A. para la realización de las pruebas extensas, cuando se trate de Contratos de Asociación.

Una vez recibida la solicitud y sus anexos, el Operador deberá sustentarla a la Gerencia de Fiscalización, para lo cual se fijará fecha de reunión por parte de la Agencia.

Cuando se trate de solicitud de prórroga de Pruebas Extensas de Producción, se deberá allegar el resultado de las pruebas de presión realizadas durante el periodo aprobado y reportadas en el Formulario 8 "Informe sobre pruebas de presión".

La presente Circular sustituye en su totalidad la Circular N° 11 de junio 14 de 2013.

Cordialmente,

HAYDEE DAISY CERQUERA LOZADA

Vicepresidenta de Operaciones, Regalías y Participaciones

Proyectó: Edna Cristina Ramírez

Revisó: Ricardo Ramírez Canero, Julia Juverna Sánchez Gómez

Marta Patricia Márquez Romero



Avenida Calle 26 No. 59-45 Piso 2 - PBX: (571) 5911787 - Fax: (571) 5911718 - Bogotá, Colombia
www.anh.gov.co | info@anh.gov.co | Código Postal: 110321

2/2

ANEXO B. Validación de la metodología para movilización de fluidos de producción en etapa de pruebas cortas y extensas por la empresa ECOPETROL S.A.



Bogotá, 17 de abril de 2019

Señores
COMITÉ DE TRABAJOS DE GRADO
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Bogotá – Cundinamarca

Respetados Señores:

En mi calidad de Gerente de Planeación y Ejecución Operacional para la Vicepresidencia de Exploración, de la Empresa ECOPETROL S.A.

CERTIFICO

Que Andrés Felipe Castañeda Martínez identificado con la C.C 1032441070 de Bogotá, profesional manejo de fluidos de producción para los pozos exploratorios, realizó la monografía que lleva por título: **METODOLOGIA PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS EXPLORATORIOS EN ETAPAS DE PRUEBAS INICIALES Y EXTENSAS**, el cual estuvo bajo la dirección y apoyo técnico de la compañía. Cumpliendo los objetivos propuestos por la Gerencia de Exploración Onshore en sinergia con el trabajo de grado anteriormente mencionado.

Cordialmente,


JUAN GONZALO NARANJO M.
Gerente de Planeación y Ejecución Operacional
ECOPETROL S.A.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Cra 7ª No. 37-69 Piso 1, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000



Bogotá, 17 de abril de 2019

Señores
COMITÉ DE TRABAJOS DE GRADO
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Bogotá – Cundinamarca

Respetados Señores:

En mi calidad de LIDER DE PROYECTOS A para la Vicepresidencia de Exploración On Shore de la Empresa ECOPETROL S.A

CERTIFICO

Que Andrés Felipe Castañeda Martínez identificado con la C.C 1032441070 de Bogotá, profesional manejo de fluidos de producción para los pozos exploratorios On Shore, realizó la monografía que lleva por título: **METODOLOGIA PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA MOVILIZACIÓN DE FLUIDOS DE PRODUCCIÓN PARA POZOS EXPLORATORIOS EN ETAPAS DE PRUEBAS INICIALES Y EXTENSAS**, el cual estuvo bajo la dirección y apoyo técnico de la compañía. Cumpliendo los objetivos propuestos por la Gerencia de Exploración Onshore en sinergia con el trabajo de grado anteriormente mencionado.

Cordialmente,

ENRIQUE MANUEL CABRERA MONTOYA
LIDER DE PROYECTOS A
GERENCIA DE PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN OPERACIONAL
ECOPETROL S.A.

Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Cra 7ª No. 37-69 Piso 1, Bogotá, D.C. Colombia
Teléfono: (571)2344000

C

ANEXO C. Licencia Ambiental para el recibo de fluidos dentro de sus instalaciones de Caño Sur.



**AUTORIDAD NACIONAL
DE LICENCIAS AMBIENTALES**

Radicado No: 1-2017-005-2233 (Para responder carta)
Empresa: COC SAN MARTIN
Fecha: del 13-07-2017 1:30PM
Dependencia: GRUPO ASESOR LEXIAL BOCA
AMBIENTAL
Destinat: TANIA YAMONDA TORRES ROCHA
Original Folio: 1 Anexo: 0

Dirección General



Radicación: 2017062320-2-000
Fecha: 2017-07-11 21:40 - Proceso: 2017062320
Trámite: 30-Licencia ambiental

1.0

Bogotá, D.C., 2017-07-13 21:40

Doctora
Tania Torres Rocha
Apoderada General
ECOPETROL S.A.
Carrera 7 No. 37-65, piso 2 Edificio Teusaca
Ciudad



1-2017-005-2233



Asunto: Comunicación con radicado No. 2017019616-1-000 del 21 de marzo del 2017. Solicitud de pronunciamiento sobre un cambio menor o ajuste normal dentro del giro ordinario. Expediente: LAM0019 – LAM5995.

Respetada doctora Tania:

Recibimos la comunicación del asunto, mediante la cual allega la solicitud de pronunciamiento sobre si constituye giro ordinario de la actividad licenciada, referente al recibo de fluidos de producción y aguas asociadas a perforación y producción al Campo Rubiales provenientes de otras áreas que se encuentren en exploración y/o explotación de hidrocarburos, a continuación, se da respuesta dentro del marco de competencia y funciones de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, previo el análisis de las actividades planteadas:

ANTECEDENTES

- Mediante Resolución 0233 del 16 de marzo de 2001 el Ministerio de Medio Ambiente, se otorgó licencia ambiental global al proyecto denominado Campo Rubiales, ubicado en la jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán, Meta. (LAM0019)
- Mediante Resolución 1586 del 12 de septiembre de 2008 el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Sostenible modificó en el sentido de ajustar las actividades del artículo primero de la Resolución 233 de 2001 y otras disposiciones. (LAM0019)
- Mediante Resolución 2355 del 24 de diciembre 2007 el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Sostenible modificó en el sentido de ajustar el literal e) del numeral 2 del artículo quinto de la Resolución 233 de 16 de marzo de 2001 y otras disposiciones. (LAM0019)
- Mediante Resolución 1559 del 19 de diciembre 2014 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible modificó en el sentido de ajustar el párrafo según del artículo primero de la Resolución 233 de 16 de marzo de 2001 y otras disposiciones. (LAM0019)
- Mediante Resolución 0879 del 1 de agosto de 2014 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, otorgó Licencia Ambiental Global para el proyecto denominado

Calle 37 No. 8 – 40 Bogotá, D.C. Edificio Anexo
Código Postal 11031150
Centro de Contacto Ciudadano: 57 (1) 2540108 / 01000112266
PBO: 57 (1) 2540111
mpo.000.000.00
Página 1 de 4





PETICION REALIZADA POR LA EMPRESA

En la información allegada con la solicitud de pronunciamiento sobre cambio menor, se indica que:

(...) 5. Solicitud

Por lo anterior expuesto, Ecopetrol S.A. solicita a esta autoridad ambiental pronunciamiento sobre el cambio menor o ajuste normal dentro del giro ordinario para el uso de la infraestructura de tratamiento y manejo integral para el recibo de fluidos de producción al campo rubiales provenientes de otras áreas que se encuentren en exploración y/o explotación de hidrocarburos; sin que con ello se supere las condiciones de la capacidad instalada de tratamiento y los volúmenes de vertimientos autorizados, lo cual no genera impactos ambientales adicionales a los previstos en la Licencia Ambiental del campo Rubiales otorgada mediante Resolución 233 del 16 de marzo de 2001. (...)

CONSIDERACIONES DE LA ANLA

Mediante numeral 4.8 del artículo primero de la Resolución 1892 del 02 de septiembre de 2015 donde estipula los casos en los que no se requiere adelantar trámite de modificación de la licencia ambiental, para aquellas obras o actividades consideradas cambios menores o de ajuste normal dentro del giro ordinario de los proyectos de hidrocarburos que cuenten con licencia ambiental o su equivalente, el cual establece lo siguiente:

(...) **ARTÍCULO PRIMERO. OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN.** La presente resolución tiene por objeto señalar los casos en los que no se requerirá adelantar trámite de modificación de la licencia ambiental o su equivalente, para aquellas obras o actividades consideradas cambios menores o de ajuste normal dentro del giro ordinario de los proyectos de hidrocarburos que cuenten con licencia ambiental o su equivalente, de competencia de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA):

(...) 4. En relación con las instalaciones petroleras: (...)

(...) 4.8. El uso de facilidades de producción para apoyo entre proyectos siempre y cuando cuenten con la actividad autorizada y las especificaciones técnicas ambientales sean iguales o mejores, con excepción del manejo, tratamiento y disposición final de las aguas asociadas de producción y aguas residuales en fase de exploración o explotación. (...)



Radicación: 2017052320-2-000

Fecha: 2017-07-11 21:40 - Proceso: 2017052320

Trámite: 39-Licencia ambiental

Referente a lo mencionado con anterioridad, la legislación actual establece como excepción el manejo, tratamiento y disposición final de aguas residuales de producción, que es el tipo de disposición líquida en la cual se fundamenta dicha petición.

No obstante, es importante destacar que así, el proyecto denominado Campo Rubiales, posea la capacidad técnica para realizar el tratamiento de aguas residuales de producción de la manera más óptima, y que además en este momento solamente este haciendo el uso de 80% de la capacidad otorgada en la licencia ambiental global; esto no implica que la situación en cuanto a disposición final de dichas aguas, no sea una preocupación para la empresa y de igual forma para esta Autoridad.

Es tan relevante la situación, que parte del proceso de modificación iniciado mediante Auto No. 3489 del 29 de julio de 2016, incluye el incremento de los caudales de vertimientos sobre el Caño Rubiales, que es el mismo lugar donde finalmente se dispondrían dichas aguas provenientes del Campo de Producción Mago, posteriormente del tratamiento realizado en CPF-1. Sin embargo, es importante resaltar que dicha solicitud de modificación aún se encuentra en estado de evaluación por los profesionales técnicos de esta Autoridad, y aun no se ha realizado el pronunciamiento sobre la misma.

Una vez analizada la actividad relacionada con el uso de la infraestructura de tratamiento y manejo integral para el recibo de fluidos de producción al campo Rubiales provenientes de otras áreas que se encuentren en exploración y/o explotación de hidrocarburos, esta Autoridad considera que dicha actividad a largo plazo podría generar impactos ambientales diferentes a los identificados y valorados en la Licencia Ambiental Global y sus posteriores modificaciones al cuerpo hídrico receptor de dicha disposición final denominado Caño rubiales.

De acuerdo con lo anterior, dando estricto cumplimiento a las obligaciones, condiciones y especificaciones dadas por la Licencia Ambiental actual del proyecto, se considera que la actividad propuesta en el oficio del asunto, no es una modificación menor o de ajuste normal dentro del giro ordinario de la actividad licenciada, en el marco de lo establecido por el parágrafo 1° del artículo 2.2.2.3.7.1 del Decreto 1076 de 2015 y requiere la modificación de la Licencia Ambiental otorgada mediante la Resolución 0233 de 16 de marzo de 2001 ECOPETROL S.A. deberá mantener el cumplimiento de las obligaciones y medidas de manejo establecidas en el instrumento de seguimiento y control.

Cordialmente,

Claudia V. González H
CLAUDIA VICTORIA GONZÁLEZ HERNÁNDEZ
Directora General

Medio de Envío: Físico

ANEXO D. Solicitud formal para la aprobación de las pruebas cortas ante la ANH
(Agencia Nacional de Hidrocarburos)

Radicado Nro 2-2019-063-1238 Para responder oficio
Ecopetrol - CGC - VEP
Fecha Feb 5 2019 3 48PM
Dependencia AGENCIA NACIONAL DE
HIDROCARBUROS - ANH
Destino EDGAR ORLANDO BUENO SERRANO
Original Folios 3 Anexos 1



2-2019-063-1238



**VICEPRESIDENCIA DE EXPLORACIÓN
GERENCIA DE PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN OPERACIONAL**

Bogotá D.C., 6 de febrero de 2019

Doctor
EDGAR ORLANDO BUENO SERRANO
Vicepresidente de Operaciones, Regalías y Participaciones
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH
Calle 26 No. 59 - 65 Piso 2
Ciudad

**ASUNTO: CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN CPO-8
– Autorización de tratamiento de hidrocarburos del pozo Provenza-1
en las instalaciones del Campo Rubiales y recepción de agua de
producción del pozo Provenza-1 en la Estación Mito**

Apreciado doctor Bueno,

Para dar cumplimiento a una de las obligaciones adquiridas en el Anexo C del Contrato E&P CPO-8, Ecopetrol S.A. perforará el pozo Provenza-1 (A3), luego de lo cual se tiene planeado iniciar sus pruebas cortas de producción aproximadamente en la primera semana de marzo de 2019

Atendiendo las recomendaciones recibidas de la ANH en la reunión realizada en sus oficinas el pasado 30 de enero sobre el tema del asunto, nos permitimos colocar a su consideración lo siguiente:

Solicitud:
Ecopetrol S.A. solicita autorización para realizar el tratamiento del crudo que se obtenga del pozo Provenza-1 en las instalaciones (CPF1) del Campo Rubiales, y el envío-recepción del agua asociada a producción a la Estación Mito ubicada en el boque Caño Sur de acuerdo con el esquema de fiscalización presentado.

Soporte de la solicitud:
La prueba corta de producción está planeada con una duración de 10 días, distribuidos así: un periodo de limpieza de tres (3) días aproximadamente, un periodo de flujo cinco (5) días y un periodo de cierre en superficie de dos (2) días. Los fluidos esperados de producción son crudo, agua y posiblemente gas.

Carrera 7 No. 32-42 Piso 7, Bogotá, D.C., Colombia
Teléfonos (571) 234 5042



**VICEPRESIDENCIA DE EXPLORACIÓN
GERENCIA DE PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN OPERACIONAL**

El tipo de hidrocarburo esperado del pozo Provenza-1 es crudo pesado de 11° a 14° API, el cual será llevado por carro-tanque a las instalaciones (CPF1) del Campo Rubiales. Por requerimientos de éstas instalaciones el crudo se diluirá con Nafta para llegar a los rangos de operación con las siguientes especificaciones: 12-13°API y 3.833 cSt a 32°C / 367 cSt a 65°C.

El fluido de completamiento se llevará a la Planta el Recreo del contratista ATP Ingeniería S.A.S (ATP) licenciado de acuerdo a la Resolución PS-GJ.1.2.6.17.2805.

El agua asociada a producción se llevará a la Estación Mito ubicada en el Campo Caño Sur, licenciada con la Resolución No.0879 de Agosto 1 de 2014.

En cuanto al gas producido, en caso de que se presente, se quemará en la TEA de acuerdo con el permiso adquirido en la licencia para el bloque CPO-08 bajo la Resolución No.0283 del 17 de marzo de 2016.

Así mismo el bloque CPO-8 cuenta con la autorización para el transporte de fluidos por carro-tanque (ver adjuntos).

La Fiscalización de la producción del pozo se hará en la localización del pozo Provenza-1, donde se contará con equipos para separación y almacenamiento de los fluidos producidos para su posterior medición y reporte.

Los fluidos producidos por el pozo, en caso de ser necesario, se mezclarán con Nafta para elevar la gravedad API favoreciendo su manipulación y transporte.

En caso de que el pozo produzca gas, éste pasará a través de un separador trifásico donde se separará la fase líquida de la fase gaseosa. El gas se medirá utilizando un medidor de orificio y posteriormente se quemará en la TEA; el líquido se almacenará en tanques horizontales cilíndricos de 500 Bbls c/u (6 en total para una capacidad de almacenamiento efectiva al 80% de 2.400 Bbls), los cuales serán aforados en la localización por una empresa certificada. En los tanques de almacenamiento se hará la separación de agua libre.

Como se mencionó previamente, el crudo se enviará por medio de carro-tanques a la estación CPF1 del Campo Rubiales donde será recibido en el tanque TK640. El agua será enviada a la estación Mito1 del Campo Caño Sur o como contingencia podría ser dispuesta a través de un tercero especializado (ATP).

Carrera 7 No 32-42 Piso 7, Bogotá, D C , Colombia



**VICEPRESIDENCIA DE EXPLORACIÓN
GERENCIA DE PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN OPERACIONAL**

En el pozo Provenza-1 se contará con un laboratorio para medición de las propiedades del crudo, cuyos equipos estarán debidamente certificados.

Adjunto encontrará documentos anexos para su conocimiento, que a su vez soportan la presente solicitud.

Estaremos pendientes en caso de que la ANH requiera información adicional o de sus instrucciones para proceder.

Cordialmente,

JUAN GONZALO NARANJO M.
Gerente de Planeación y Ejecución Operacional

Adjunto CD con la siguiente información:

- Esquema del tanque de recibo en CPF1 del bloque Rubiales
- Tabla de aforo del tanque de recibo en Rubiales (TK-640)
- Licencia ambiental bloque CPO-08 - transporte de los fluidos mediante carro tanques (página 163, Sección 3)
- Licencia ambiental bloque Rubiales.
- Licencia Ambiental bloque Caño Sur - Estación Mito.
- Lay-out Pozo Provenza-1
- Licencias ambientales de la firma ATP.

ANEXO E. Aprobación inicio de las pruebas cortas del Pozo Provenza-1 por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

	 Al contestar cite Radicado 20195010054671 Id: 377886 Folios: 3 Fecha: 2019-03-14 10:53:26 Anexos: 0 Remitente: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES Destinatario: ECOPETROL COSTA AFUERA COLOMBIA S.A.S.
Bogotá D.C., 14 de marzo de 2019	
Señores Ecopetrol S.A. Atn.: Ing. Juan Gonzalo Naranjo Gerente de Planeación y Ejecución Operacional Carrera 7 No. 32-42 Edificio San Martín. Bogotá D.C.	
Asunto:	Contrato de Exploración y Producción CPO-8 Pruebas Iniciales Pozo Provenza-1 Respuesta Comunicación 20195010036662 ID: 367014
Cordial Saludo,	
En atención a su comunicación del asunto, mediante la cual solicita "Autorización de tratamiento de hidrocarburos del pozo Provenza-1 en las instalaciones del Campo Rubiales y recepción de agua de producción del pozo Provenza-1 en la estación Mito". y después de analizar los argumentos presentados en reunión del 30 de enero de 2019 y del 08 de Marzo de 2019 realizada en las instalaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, me permito señalar lo siguiente:	
1. El crudo producido del pozo exploratorio Provenza-1 durante el desarrollo de las pruebas iniciales será recibido en los tanques de well testing instalados en la locación del pozo Provenza, los cuales están establecidos como punto de medición oficial (PMO). 2. Ecopetrol S.A, debe dar cumplimiento a la Resolución 41251 del 23 de diciembre de 2016, <i>Artículo 8 "Calidad de los hidrocarburos líquidos en el punto de medición oficial"</i>; Para establecer la calidad de los hidrocarburos líquidos se deberá determinar como mínimo la gravedad API, el contenido de agua y sedimentos, el contenido de sal y el contenido de azufre. <i>Parágrafo 1. Los hidrocarburos líquidos en el punto de medición oficial deberán cumplir con las siguientes características de calidad:</i> 1. Contenido de agua y sedimentos menor o igual al 0.5% en volumen. 2. Contenido de sal menor o igual a 20 libras de sal por cada mil barriles (PTB). 3. De acuerdo a lo establecido en la Licencia Ambiental Global para el campo Caño Sur, Resolución 0879 del 01 de Agosto de 2014 (..) <i>Respecto a la Recepción de Agua Residual: Mediante información complementaria presentada con radicado</i>	
Avenida Calle 26 N° 59 - 65 Piso 2 Edificio de la Cámara Colombiana de la Infraestructura Bogotá D.C. - Colombia. Código postal: 111321 Teléfono: +57 (1) 593 17 17 - www.anh.gov.co	 El futuro es de todos Minenergía
ANH-GDO-FR-05 Versión N° 1	Pág 1 de 1

4120-E1-17237 del 13 de abril de 2013, la Empresa Ecopetrol S.A, requiere "que adicionalmente se permita que en el campo de producción Mago se puedan tratar y disponer mediante las opciones descritas en el estudio ambiental, aguas residuales provenientes de otras áreas que se encuentren en exploración y/o explotación de Hidrocarburos. Es importante resaltar que los volúmenes a tratar y/o disponer no podrán exceder bajo ningún motivo los consignados en el EIA referido". Frente a lo anterior esta Autoridad considera técnica y ambientalmente viable autorizar el tratamiento y/o disposición de aguas residuales provenientes de otras áreas, siempre y cuando no exceda el volumen de agua a tratar y/o disponer autorizado en el presente acto administrativo. ...(...).

4. De acuerdo a lo establecido en la comunicación emitida por el ANLA en solicitud de pronunciamiento sobre un cambio menor o ajuste normal dentro del giro ordinario. Expediente: LAM0019 – LAM5995, se tiene lo siguiente: **CONSIDERACIONES DE LA ANLA (...)** 4. En relación a las Instalaciones Petroleras: (...) 4.8. El uso de facilidades de producción para apoyo entre proyectos siempre y cuando cuenten con la actividad autorizada y las especificaciones técnicas ambientales sean iguales o mejores, con excepción del manejo, tratamiento y disposición final de las aguas asociadas de producción y aguas residuales en fase de exploración o explotación. (...).

Por lo anterior esta Vicepresidencia le informa que se aprueba las pruebas iniciales con una duración de 10 días con las siguientes consideraciones:

- El pozo se prueba en cabeza de pozo individualmente en los tanques de almacenamiento ubicados en la locación del pozo Provenza-1 durante 24 horas.
- Los fluidos producidos durante la prueba inicial serán medidos directamente en los tanques de fiscalización y serán transportados por carrotanque. El agua de producción será enviada a la Estación Mito y el crudo en especificaciones de venta (BSW menor a 0,5 y contenido de sal menor a 20 PTB) hacia Campo Rubiales.
- El punto de medición oficial corresponde a los tanques de almacenamiento ubicados en la locación de Provenza- 1 y los cuales deben estar debidamente aforados.
- El total de agua a inyectar correspondiente al pozo Provenza-1 debe contar con un medidor o totalizador de flujo en la estación Mito del campo Caño Sur, con el fin de llevar el volumen de agua inyectado por mes y volumen total de agua acumulado, el cual se debe reportar mensualmente en la Forma 20SH.
- Cumplimiento de las obligaciones contractuales, así como las normas y actos administrativos ambientales vigentes.
- Cumplimiento de lo establecido en la Resolución 4 1251 de 23 de diciembre de 2016.
- Asegurar durante toda la prueba inicial, el correcto funcionamiento de los equipos instalados para el recibo, separación, medición, fiscalización y disposición o entrega de los fluidos producidos. Cualquier incumplimiento en el programa o la incorrecta aplicación de los procedimientos para la determinación de la cantidad y calidad de los hidrocarburos producidos será causal de suspensión de esta.



Al contestar cite Radicado 20195010054671 Id: 377886

Folios: 3 Fecha: 2019-03-14 10:53:26

Anexos: 0

Remitente: VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES, REGALIAS Y PARTICIPACIONES

Destinatario: ECOPETROL COSTA AFUERA COLOMBIA S.A.S.

- Presentar los informes mensuales de producción a la Agencia dentro de los términos y formatos establecidos en la normativa vigente. De igual manera efectuar el cargue de la información de producción en el Sistema de liquidación de Regalías- SOLAR.
- Mantener informada a la Agencia sobre el desarrollo de la Pruebas iniciales de producción a través de los reportes diarios enviados al mdp@anh.gov.co.
- Finalizada la prueba inicial, Ecopetrol S.A debe realizar la solicitud a la ANH de prueba extensa del pozo en mención, cumpliendo con lo exigido en la Resolución 18 1495 del 2009 y la circular 14 del 2014 emitida por la ANH.
- Remitir los cálculos de las pérdidas por evaporación y encogimiento, en donde, las pérdidas presentadas en la mezcla con el diluyente, serán asumidas por la Operadora.

Cordialmente,

Edgar Orlando Buleno Serrano
Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones(V.-)
Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Anexos: N/A
Copias: N/A

Aprobó: N/A
Revisó: Carlos Augusto Osorio Rosado / Contrato 304 de 2019 / Componente Técnico *CAOR*
Proyectó: Kelly Johana González Arias / Contrato 318 de 2019 / Componente Técnico *KJ*



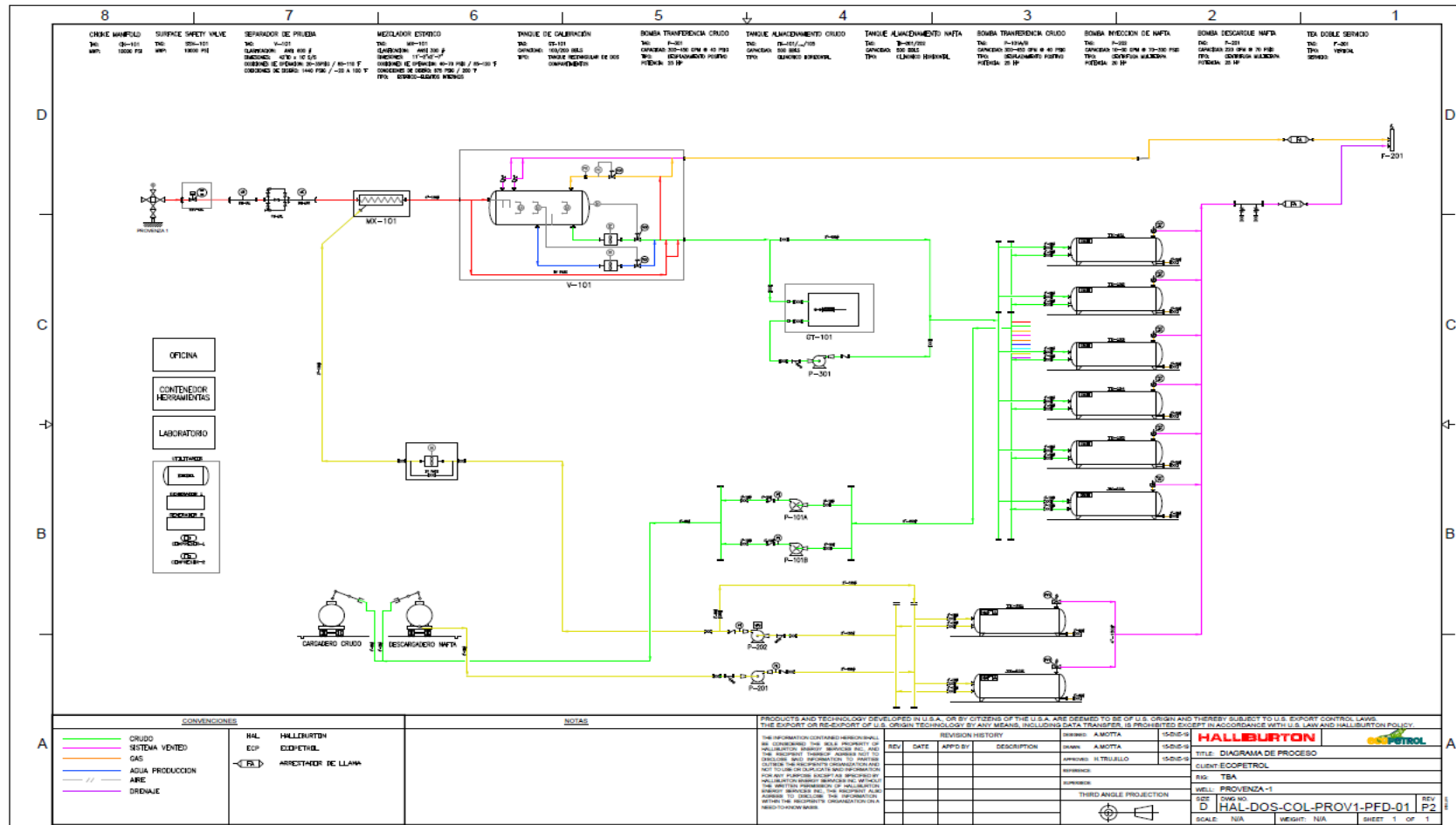
ANEXO F. Aprobación de recibo agua asociada a producción Campo Mago-
Estación Mito.

La **licencia** de Campo Mago tiene autorizado en el Art 4, Numeral 3 Vertimientos ,Obligaciones, Literal b. de la Resolución 0879 del 1 de Agosto de 2014, por la cual se otorga una **licencia ambiental** global y se toman otras determinaciones:

- b. Autorizar que en el campo de producción Mago se puedan tratar y disponer mediante las opciones descritas en el estudio ambiental y aprobadas en el presente acto administrativo, las aguas residuales provenientes de otras áreas que se encuentren en exploración y/o explotación de hidrocarburos los volúmenes a tratar y/o disponer no podrán exceder bajo ningún motivo los autorizados.

De acuerdo a las dos **licencias** que se tienen es viable la disposición de las aguas residuales generadas durante la perforación de Provenza en Campo Mago – Estación **Mito 2**.

ANEXO G. Layout Set de Well Testing Pozo Provenza-1.



ANEXO H. Tabla de aforo tanque de almacenamiento Rubiales TK-640



NIT.830.087.219-0

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN
CALIBRATION CERTIFICATE
Certificado de Calibración N° PRO-CE-M-1534-18

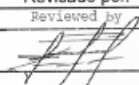


ISO/IEC 17025:2005
11-LAC-032

LABORATORIO LABORATORY	: CALIBRACIÓN DEL TANQUE EN SITIO
EQUIPO EQUIPMENT	: TANQUE DE ALMACENAMIENTO FIJO
TIPO DEL TANQUE TYPE OF TANK	: TANQUE CILÍNDRICO VERTICAL FIJO
FABRICANTE MANUFACTURER	: NO DISPONIBLE
N° DE IDENTIFICACIÓN DEL TANQUE TANK IDENTIFICATION NUMBER	: TK-640
PRODUCTO PRODUCT	: CRUDO
GRAVEDAD API A 60 °F API GRAVITY AT 60 °F	: 13,1 °API
CAPACIDAD CAPACITY	: 3 348,211 m³ (21 059,61 bbl)
ALTURA DE REFERENCIA REFERENCE HEIGHT	: 14,056 m
ALTURA DEL CILINDRO CYLINDER HEIGHT	: 12,806 m
SOLICITANTE APPLICANT	: ECOPETROL S.A.
ESTACIÓN / TERMINAL STATION / TERMINAL	: CPF 1
CIUDAD CITY	: PUERTO GAITAN - META
DIRECCIÓN ADDRESS	: CPF 1 - CAMPO RUBIALES - PUERTO GAITAN - META - COLOMBIA
FECHA DE INICIO DE LA CALIBRACIÓN CALIBRATION INITIAL DATE	: 2018/12/01
FECHA DE TERMINACIÓN DE LA CALIBRACIÓN CALIBRATION ENDING DATE	: 2018/12/01
NÚMERO DE PÁGINAS DE ESTE CERTIFICADO NUMBER OF PAGES OF CERTIFICATE	: 4

Este certificado de calibración no puede ser reproducido parcialmente, sin la autorización escrita del laboratorio que lo emite, puede ser reproducido en su totalidad con la autorización del laboratorio que lo emite. Los certificados de calibración de tanques sin firma no son válidos.

This certificate of calibration must not be reproduced in part, without the written consent of the issuing laboratory. It can be reproduced entirely with the permission of the issuing laboratory. Calibration of tank is not valid without signature.

Fecha de expedición Date of issue	Revisado por: Reviewed by	Calibrado por: Calibrated by
2018/12/17	 Milton Solano	 Edwin Fajardo

Página 1 de 4

Calle 120 No. 45A-32 • Barrio Alhambra • PBX: (57-1) 612 8239 - 637 7876 • Tels. (57-1) 213 8791 - 620 7854
Cels.: 310 688 2899 - 310 554 1510 - 317 641 7550 - 316 481 8762
Web Site: www.proasem.com • E-mail: administracion@proasem.com • gerencia@proasem.com • proasem@cable.net.co



NIT.830.087.219-0

Certificado de Calibración N° PRO-CE-M-1534-18

Página 2 de 4

Los resultados de este certificado solo son validos para el TANQUE: TK-640

SOLICITANTE : ECOPETROL S.A.
TRABAJO REALIZADO : CALIBRACIÓN TANQUE CILÍNDRICO VERTICAL
TAG : TK-640
CAPACIDAD : 3 348,211 m³ (21 059,61 bbl)
MÉTODO DE CALIBRACION : LA CALIBRACION DEL TANQUE SE REALIZÓ POR EL METODO STRAPPING Y EL METODO EODR

RESULTADO DE LA CALIBRACIÓN

Al tanque en referencia se le efectuó una inspección física antes de realizar la calibración determinándose que se encuentra en buen estado, sin abolladuras y sin pase de válvulas. Por otra parte se validaron las vigencias de los reportes de verificación y/o calibración de los patrones de las cintas strapping y de fondo.

Los resultados de este trabajo se observan en la tabla identificada con código RDM-004 Rev.5 / 2010/02/09 anexa a este certificado.

CARACTERÍSTICA DEL RECIPIENTE VOLUMÉTRICO

El recipiente volumétrico es un tanque cilíndrico que cuenta con las siguientes características:

Tipo : Tanque cilíndrico vertical
Material de construcción : Acero al Carbón
Coeficiente Cubico de Expansión Térmica : 0,0000112 / °C

METODO USADO EN LA CALIBRACIÓN

Para que las calibraciones se realicen todas de la misma manera, el método usado para la calibración, se basó en procedimientos estandarizados. Todas las calibraciones y verificaciones se llevaron a cabo de acuerdo con el método estándar. El método incluye la manera de calcular y expresar los resultados de las calibraciones, el número de cifras significativas reportadas y el procedimiento de calibración. Los Métodos Estándar de Medición que se utilizaron en este trabajo son:

API MPMS

Capítulo 2—Calibración de Tanques

Sección 2A — Medida y calibración de tanques cilíndricos verticales por el método manual de Strapping. Primera Edición febrero 1995 Reafirmada Agosto 2017.

Sección 2G — Calibración de tanques cilíndricos verticales usando el método EODR. Primera Edición Julio 2014.

CONDICIONES AMBIENTALES:

Durante el curso del trabajo se presentó tiempo soleado y seco. La temperatura ambiente promedio fue de 32,2°C.



Certificado de Calibración N° PRO-CE-M-1534-18

Página 3 de 4

Los resultados de este certificado solo son válidos para el TANQUE: TK-640

INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN

Cada una de las magnitudes de entrada, por ser variables aleatorias puede tomar diversos valores. En esta etapa del procedimiento se requiere "medir" la variación de cada una de las fuentes de incertidumbre durante el proceso de medición.

La incertidumbre del proceso es de 0,058% del volumen total del tanque, expresada con un nivel de confianza de aproximadamente 95% y un factor de cobertura de k igual 2.

La evaluación de la incertidumbre se realizó de acuerdo con el procedimiento PTM-015 ESTIMACION DE INCERTIDUMBRE EN CALIBRACION DE TANQUES.

TRAZABILIDAD:

PATRÓN	IDENTIFICACIÓN	CERTIFICADO NO.	FECHA CALIBRACIÓN	TRAZABILIDAD
CINTA STRAPPING	PRO-2298	L11879	2018/10/11	SUMINCOL
CINTA DE FONDO	PRO-297	L 23726	2018/06/13	PINZUAR
MEDIDOR ESPESORES	PRO-2162	PRUT006 - R4031418	2018/09/07	AVIANCA
ESTACION LASER	PRO-2272	6490	2018/11/24	AT INSTRUMENTOS
FLEXOMETRO	PRO-2232	L9879	2018/03/09	SUMINCOL
TERMOMETRO	PRO-2187	CLT 134118	2018/03/23	CONAMET

OBSERVACIONES:

1. El usuario es el responsable de la inspección de los tanques a intervalos apropiados.
2. Este tanque fue calibrado como tanque estacionario. En el momento que el tanque sea desplazado el certificado carece de validez.
3. El cálculo del volumen base del recipiente se realizó a 60 °F y a 0 psi como condiciones de referencia.
4. Se Anexa a este certificado la tabla de aforo correspondiente al TANQUE: TK-640 (1 folio)
5. La calibración del tanque se realizó en el (la) CPF 1-CAMPO RUBIALES
6. Se utiliza un espacio para separación en unidades de mil y coma para separación de unidades decimales.
7. Para realizar la conversión del volumen expresado en la tabla de aforo a unidades de m3 del sistema internacional de unidades, se debe dividir el volumen por el factor de conversión: 6,28981056977507

Adicional a este certificado se entrega en formato digital las memorias de cálculos descritos en los siguientes anexos:

- Anexo 1. Determinación de circunferencias externas del cilindro (1 folio)
- Anexo 2. Determinación de diámetros superiores (1 folio)
- Anexo 3. Cálculo de correcciones a circunferencias (1 folio)
- Anexo 4. Cálculo de incremento de volumen por anillo (1 folio)
- Anexo 5. Cálculo de incremento volumétrico por cada cm. de cabeza de líquido (1 folio)
- Anexo 6. Cálculo de volúmenes muertos (1 folio)
- Anexo 7. Cálculo de corrida del tanque (1 folio)
- Anexo 8. Cálculo de incertidumbre (1 folio)
- Anexo 9. Cálculo de volumen del fondo del tanque (1 folio)
- Anexo 10. Compendio de datos de campo (10 folios)
- Anexo 11. Verificación de altura de referencia (1 folio)
- Anexo 12. Actas de inicio y finalización (2 folios)

El tanque TK-640 se calibró con una temperatura de base de cálculo de 60°F arrojando una capacidad de 3 348,211 m³ (21 059,61 bbl).

Si el tanque se calibra con una temperatura de base de cálculo de 90,0°F la capacidad del tanque sería de 3 349,452 m³ (21 067,42 bbl) soportando la validez del algoritmo de cálculo el cual corresponde a los cambios de variación.

PRO-PR-M-1221-18

O.S. 176-18 NOV

FIRMAS AUTORIZADAS	ELABORO	REVISÓ
	 Edwin Fajardo	 Milton Solano

Calle 120 No. 45A-32 • Barrio Alhambra • PBX: (57-1) 213 8791 • Tels. (57-1) 620 7854 - 612 8239 - 637 7876
Cels.: 310 688 2899 - 310 554 1510 - 317 641 7550 - 316 481 8762
Web Site: www.proasem.com • E-mail: administracion@proasem.com • gerencia@proasem.com • proasem@cable.net.co



NIT 830087219-0
CALLE 120 No 45 A - 32 - Bogotá D.C.
Tel + 57-1-2133791 / +57-1-6277878
prosem@cable.net.co gerencia@prosem.com



ISO/IEC 17025:2005
11-LAC-032



ECOPETROL S.A.

CPF 1 - CAMPO RUBIALES - PUERTO GAITAN - META - COLOMBIA

La medición de nivel de esta tabla es para medir a fondo.

La calibración del tanque se realizó de acuerdo con la norma API MPMS Capítulo 2, Secciones 2A y 2G; los cálculos fueron realizados de acuerdo con la norma API-MPMS, Capítulo 2, sección 2A.

El fondo del tanque fue calibrado empleando el método geométrico de acuerdo a los requerimientos de la norma API MPMS 2.2A, numeral 2.2A.16. Para la elaboración del fondo de esta tabla, los datos fueron obtenidos de la tabla anterior, esta suministrada por el Cliente.

TANQUE: TK-640

PRODUCTO: CRUDO

Tabla de aforo del
Certificado de Calibración Nº PRO-CE-M-1534-18

FONDO			CILINDRO PRINCIPAL												FRACCIONES			
NIVEL	VOLUMEN	INCREMENTO	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN	NIVEL	VOLUMEN		
cm	bbl	bbl/mm	cm	bbl	cm	bbl	cm	bbl	cm	bbl	cm	bbl	cm	bbl	mm	bbl		
0,0	11,54		4,0	76,72	310	5 096,50	620	10 193,88	930	15 293,54	1 240	20 391,64	1	16,44	1	1,64		
4,0	76,72	1,63	10	175,09	320	5 260,86	630	10 358,41	940	15 457,94	1 250	20 556,17	2	32,88	2	3,29		
			20	339,05	330	5 425,22	640	10 522,94	950	15 622,33	1 260	20 720,69	3	49,31	3	4,93		
			30	503,01	340	5 589,58	650	10 687,46	960	15 786,73	1 270	20 885,22	4	65,75	4	6,58		
			40	666,96	350	5 753,94	660	10 851,99	970	15 951,12	1 280	21 049,74	5	82,19	5	8,22		
			50	830,92	360	5 918,30	670	11 016,52	980	16 115,52	1 280,6	21 059,61	6	98,63	6	9,86		
			60	994,88	370	6 082,66	680	11 181,05	990	16 279,92			7	115,06	7	11,51		
			70	1 158,83	380	6 247,02	690	11 345,57	1 000	16 444,31			8	131,50	8	13,15		
			80	1 322,79	390	6 411,38	700	11 510,10	1 010	16 608,71			9	147,94	9	14,79		
			90	1 486,75	400	6 575,74	710	11 674,63	1 020	16 773,11								
			100	1 650,70	410	6 740,10	720	11 839,15	1 030	16 937,50								
			110	1 814,66	420	6 904,46	730	12 003,68	1 040	17 101,90								
			120	1 978,61	430	7 068,82	740	12 168,18	1 050	17 266,29								
			130	2 142,57	440	7 233,17	750	12 332,69	1 060	17 430,69								
			140	2 306,53	450	7 397,53	760	12 497,19	1 070	17 595,09								
			150	2 470,48	460	7 561,89	770	12 661,69	1 080	17 759,48								
			160	2 634,44	470	7 726,25	780	12 826,19	1 090	17 923,88								
			170	2 798,40	480	7 890,61	790	12 990,69	1 100	18 088,31								
			180	2 962,35	490	8 055,03	800	13 155,19	1 110	18 252,83								
			190	3 126,31	500	8 219,56	810	13 319,69	1 120	18 417,36								
			200	3 290,27	510	8 384,08	820	13 484,20	1 130	18 581,88								
			210	3 454,22	520	8 548,61	830	13 648,70	1 140	18 746,41								
			220	3 618,18	530	8 713,14	840	13 813,20	1 150	18 910,93								
			230	3 782,14	540	8 877,66	850	13 977,70	1 160	19 075,45								
			240	3 946,09	550	9 042,19	860	14 142,20	1 170	19 239,98								
			250	4 110,34	560	9 206,72	870	14 306,70	1 180	19 404,50								
			260	4 274,70	570	9 371,25	880	14 471,20	1 190	19 569,03								
			270	4 439,06	580	9 535,77	890	14 635,71	1 200	19 733,55								
			280	4 603,42	590	9 700,30	900	14 800,21	1 210	19 898,07								
			290	4 767,78	600	9 864,83	910	14 964,71	1 220	20 062,60								
			300	4 932,14	610	10 029,36	920	15 129,14	1 230	20 227,12								

TANQUE CILINDRICO VERTICAL

ALTURA DE REFERENCIA, m 14,056

DIÁMETRO PROMEDIO, m 18,233

ALTURA DEL CILINDRO, m 12,806

CAPACIDAD, m³ 3 348,211 (21 059,61 bbl)

ESFUERZO POR CABEZA DE LÍQUIDO 13,1

GRAVEDAD API @ 60 °F

TEMPERATURA DE OPERACIÓN, °C 79,4 (175,0 °F)

TEMPERATURA BASE DE LÁMINA, °C 15,6 (60,0 °F)

TIPO DEL TECHO DEL TANQUE:

TIPO DEL FONDO:

ALTURA MÁXIMA DE LLENADO, m 12,400

ALTURA MÁXIMA DE SEGURIDAD, m N.D.

INCERTIDUMBRE ESTIMADA

INCERTIDUMBRE EXPANDIDA (U=Uc*k) 0,058%

FACTOR DE COBERTURA 2

NIVEL DE CONFIANZA 95%

AFORADO POR:

Edwin Fajardo

Metrologo II

REVISÓ Y APROBÓ:

Milton Solano

Director Técnico del Laboratorio de Metrología

Registro Profesional No. T.P. 34750

ESPACIO PARA FIRMA

Tabla 1 de 1

Trabajo realizado: Recalibración

Fecha de calibración anterior: 2014/07/14

Fecha de recalibración: 2018/12/01

RDM-004 Rev.5 / 2010/02/09

Por solicitud del cliente, se incluye logo de la compañía
Fin del certificado

Página 4 de 4