

Provincia de Río Negro

DECRETO N° 513/2021

FECHA: 21/05/2021

PUBLICACIÓN: B.O.P. N° 5983 – 31 de mayo de 2021; págs. 24-31.-

**MARCO REGULATORIO DE ESTÍMULO PARA LA RECUPERACIÓN
DE POZOS HIDROCARBURÍFEROS DE BAJA PRODUCTIVIDAD Y/O INACTIVOS**
Ley N° 5.490 - Reglamentación

Viedma, 21 de mayo de 2021

Visto el Expediente N° 109.038-SE-2021 del registro de la Secretaría de Estado de Energía,
y;

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 5.490 crea el Marco Regulatorio para el estímulo a la producción de hidrocarburos destinado a optimizar y maximizar la explotación a través de la recuperación de pozos de baja productividad y de pozos inactivos, siendo la Secretaría de Estado de Energía la autoridad de aplicación de la norma;

Que para dotar de plena operatividad a la norma, resulta necesario reglamentar aspectos parciales de la misma;

Que el marco regulatorio sancionado pretende crear las condiciones económicas necesarias para que el sector privado desarrolle planes de negocio sustentables, que se traduzcan en mayor empleo de mano de obra local y desarrollo de las empresas provinciales, así como también, en un incremento de los ingresos por regalías hidrocarburíferas;

Que asimismo se busca incrementar las reservas hidrocarburíferas, optimizar los niveles de producción y aumentar los ingresos a la Provincia;

Que las inversiones asociadas a la recuperación de pozos inactivos o de baja productividad requieren de plazos razonables y de condiciones que hagan económicamente viable el proyecto, lo cual impone revisar las cargas fiscales que desalienten la inversión;

Que en tal sentido la Ley contempla la posibilidad de otorgar reducción de la alícuota de regalías, exención o reducción del canon de explotación establecido en el artículo 58 de la Ley Nacional N° 17.319; y exención de impuesto sobre los ingresos brutos e impuesto de sellos, ello exclusivamente circunscripto a las actividades asociadas al plan de recuperación y a la producción incremental;

Que los beneficios contemplados posibilitarían una actividad que de lo contrario no podría ser llevada a cabo, conforme a las condiciones técnicas y económicas actuales;

Que de no ser ejecutada la actividad tampoco habría ingresos esperables de dichos pozos para el concesionario, para la Provincia, ni la actividad económica en general. Siendo que, en definitiva, los pozos en cuestión permanecerían con su nivel de producción, o inactivos, y presumiblemente terminarían siendo abandonados;

Que asimismo, se busca la más amplia participación de actores del sector, sin restricciones sectoriales o por el tipo de explotación que pudieren afectar el desarrollo de proyectos, atento que se procura generar un efecto dinamizador en toda la esfera económica;

Que la Ley incorpora la figura de “Sujeto Recuperador”, consistente en una empresa con determinada solvencia técnica y económica en la cual el concesionario puede descargar ciertas responsabilidades y riesgos de la explotación;

Que la ley coloca a la Secretaría de Estado de Energía como Autoridad de Aplicación;
Que la misma llevará adelante el análisis de los proyectos, para una posterior ratificación por el Poder Ejecutivo Provincial de cada acuerdo de recuperación;

Que se establece como principio rector que los concesionarios y los sujetos recuperadores deberán procurar un determinado porcentaje de participación de mano de obra y de empresas locales, con el objeto de propender al sostenimiento de fuentes de trabajo permanentes, dependientes de la industria petrolera y consolidar un mercado local y regional competitivo;

Que la Provincia de Río Negro se encuentra facultada a dictar el marco regulatorio en virtud de las disposiciones de la Ley Nacional N° 26.197, dictada al amparo del artículo 124° de la Constitución Nacional, por la cual se concedió a cada una de las provincias el pleno ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas;

Que la Ley 5.490 se enmarca en la política nacional hidrocarburífera establecida en la Ley Nacional N° 26.741 de soberanía hidrocarburífera y su Decreto Reglamentario N° 1.277/12;

Que en definitiva se pretende, mediante la instrumentación de la presente Ley, alcanzar un incremento de la producción y de las reservas a efectos de contribuir al autoabastecimiento energético, lograr el aumento de inversiones, obtener incrementos en las regalías, y fortalecer la economía provincial a través de una mayor actividad y empleo;

Que se hace imperioso la reglamentación de la citada ley, en un todo de acuerdo a lo establecido en las normas respetivas;

Que han tomado debida intervención los organismo de control, Asesoría Legal de la Secretaría de Hidrocarburos, Secretaría Legal y Técnica y la Gerencia de Asuntos Legales de la Agencia de Recaudación Tributaria y Fiscalía de Estado mediante Vista N° 01769-21;

Que la presente se dicta en uso de las facultades conferidas por el Artículo 181°, Inciso 5) de la Constitución Provincial;

Por ello:

**La Gobernadora de la Provincia de Río Negro
DECRETA:**

Artículo 1°.- Aprobar la reglamentación parcial de la Ley N° 5.490, la que como Anexo I forma parte integrante del presente Decreto.-

Artículo 2°.- El presente Decreto será refrendado por el Señor Ministro de Gobierno y Comunidad.-

Artículo 3°.- Registrar, comunicar, publicar, tomar razón dar al Boletín Oficial y Archivar.-

FIRMANTES:

CARRERAS.- R. M. Buteler.

ANEXO I AL DECRETO N° 513

Artículo 1°.- Sin reglamentar.

Artículo 2°.- Sin reglamentar.

Artículo 3°.- Sin reglamentar.

Artículo 4°.- Sin reglamentar.

Artículo 5°.- Previa evaluación técnico-económica de la Autoridad de Aplicación, podrán incluirse proyectos de recuperación secundaria y/o terciaria que, por su potencial productividad, ubicación, madurez de los yacimientos y demás características técnicas y económicas desfavorables no sean viables en las condiciones actuales.

Artículo 6°.- A los fines de la percepción de los beneficios establecidos en el presente Marco Regulatorio, se entiende por producción incremental la diferencia entre la producción computable obtenida en el mes de la liquidación de regalías y el promedio mensual del Período Computable.

Artículo 7°.- A los fines de la percepción de los beneficios establecidos en el artículo 7, inciso a), mensualmente, dentro de los plazos establecidos para la liquidación de regalías, el concesionario deberá presentar una declaración jurada independiente para la producción incremental incluida en el Plan de Recuperación, aplicando la alícuota determinada en el Acuerdo de Recuperación.

Las declaraciones juradas se deberán presentar por producto, con sus respectivos anexos B y C, en conformidad con la legislación vigente, y en archivos electrónicos (.mdb) para ser cargadas en el sistema SICAH de Montamat, Asimismo, se deberá incorporar toda aquella información adicional que la autoridad de aplicación requiera.

En cada declaración jurada se deberá indicar pago de regalías por tipo de hidrocarburo, área, empresa y aclarar que corresponde a los beneficios de la ley N° 5490 y Decreto que apruebe el Acuerdo de Recuperación.

Los beneficios establecidos en el artículo 7, inciso b), se aplicarán en el caso que la Autoridad de Aplicación expresamente lo disponga por razones técnico- económicas fundadas.

Previo a la concesión de los beneficios previstos en el artículo 7, incisos c) y d) se dará intervención a la Agencia de Recaudación Tributaria para que estime el costo fiscal de las eventuales exenciones. En su intervención, la administración tributaria podrá aconsejar sobre los porcentajes y el plazo por el cual correspondería concederse la exención.

El beneficio previsto en el artículo 7, inciso e), será procedente cuando del acto jurídico instrumentado surja de forma indudable y sin lugar a interpretaciones que existe una relación directa entre el objeto del contrato y el plan de recuperación aprobado por la Autoridad de Aplicación”

Artículo 8°.- La Autoridad de Aplicación, previa evaluación técnico-económica del Plan de Recuperación, establecerá un esquema de beneficios, según las pautas establecidas en el artículo 8 de la Ley N° 5.490 y en función de la actividad realizada, la producción incremental estimada y lo dictaminado por la Agencia de Recaudación Tributaria para el impuesto sobre los ingresos brutos, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

a- Pozo Inactivo - Intervención con Pulling:

- Hasta una producción incremental promedio mensual de 2 m³/día:
Reducción de 6 puntos la alícuota de regalías y hasta el 90% la alícuota de IIBB.
- Incremental de más de 2 m³/día hasta 3 m³/día promedio:
Reducción de 5 puntos la alícuota de regalías y hasta el 80% la alícuota de IIBB.
- Incremental de más de 3 m³/día promedio hasta 4 m³/día promedio:
Reducción de 4 puntos la alícuota de regalías y hasta el 70% la alícuota de IIBB.
- Incremental de más de 4 m³/día promedio hasta 5 m³/día promedio:

Reducción de 3 puntos la alícuota de regalías y hasta el 60% la alícuota de IIBB.
 • Incremental de más de 5 m3/día promedio:
 Reducción de 2 puntos la alícuota de regalías y hasta el 50% la alícuota de IIBB.

b- Pozo Inactivo - Intervención con Workover:

• Hasta una producción incremental promedio mensual de 2 m3/día:
 Reducción de 7 puntos la alícuota de regalías y hasta el 100% la alícuota de IIBB.
 • Incremental de más de 2 m3/día hasta 3 m3/día promedio:
 Reducción de 6 puntos la alícuota de regalías y hasta el 90% la alícuota de IIBB.
 • Incremental de más de 3 m3/día promedio hasta 4 m3/día promedio:
 Reducción de 5 puntos la alícuota de regalías y hasta el 80% la alícuota de IIBB.
 • Incremental de más de 4 m3/día promedio hasta 5 m3/día promedio:
 Reducción de 4 puntos la alícuota de regalías y hasta el 70% la alícuota de IIBB.
 • Incremental de más de 5 m3/día promedio:
 Reducción de 3 puntos la alícuota de regalías y hasta el 60% la alícuota de IIBB.

Producción Incremental			Intervención con Pulling	
Producción Incremental			Reducción sobre la alícuota de:	
Promedio Mensual	Petróleo	Gas	Regalías Hidrocarburíferas	Impuesto sobre los Ingresos Brutos
Hasta 2	m3/d	miles de m3/d	6 puntos	hasta el 90%
Mayor a 2 hasta 3	m3/d	miles de m3/d	5 puntos	hasta el 80%
Mayor a 3 hasta 4	m3/d	miles de m3/d	4 puntos	hasta el 70%
Mayor a 4 hasta 5	m3/d	miles de m3/d	3 puntos	hasta el 60%
Mayor a 5	m3/d	miles de m3/d	2 puntos	hasta el 50%

Producción Incremental			Intervención con Workover	
Producción Incremental			Reducción sobre la alícuota de:	
Promedio Mensual	Petróleo	Gas	Regalías Hidrocarburíferas	Impuesto sobre los Ingresos Brutos
Hasta 2	m3/d	miles de m3/d	7 puntos	hasta el 100%
Mayor a 2 hasta 3	m3/d	miles de m3/d	6 puntos	hasta el 90%
Mayor a 3 hasta 4	m3/d	miles de m3/d	5 puntos	hasta el 80%
Mayor a 4 hasta 5	m3/d	miles de m3/d	4 puntos	hasta el 70%
Mayor a 5	m3/d	miles de m3/d	3 puntos	hasta el 60%

c- Pozos Baja Productividad menor 2 m3/día Promedio - Intervención con Pulling:

1. Hasta una producción incremental promedio mensual de 2 m3/día:
 Reducción de 5 puntos la alícuota de regalías y hasta el 80% la alícuota de IIBB.
 2. Incremental de más de 2 m3/día hasta 3 m3/día promedio:
 Reducción de 4 puntos la alícuota de regalías y hasta el 70% la alícuota de IIBB.
 3. Incremental de más de 3 m3/día promedio hasta 4 m3/día promedio:
 Reducción de 3 puntos la alícuota de regalías y hasta el 60% la alícuota de IIBB.
 4. Incremental de más de 4 m3/día promedio:
 Reducción de 2 puntos la alícuota de regalías y hasta el 50% la alícuota de IIBB.

- d- Pozos Baja Productividad menor 2 m³/día Promedio - Intervención Con Workover:
5. Hasta una producción incremental promedio mensual de 2 m³/día:
Reducción de 7 puntos la alícuota de regalías y hasta el 100% la alícuota de IIBB.
 6. Incremental de más de 2 m³/día hasta 3 m³/día promedio:
Reducción de 6 puntos la alícuota de regalías y hasta el 90% la alícuota de IIBB.
 7. Incremental de más de 3 m³/día promedio hasta 4 m³/día promedio:
Reducción de 5 puntos la alícuota de regalías y hasta el 80% la alícuota de IIBB.
 8. Incremental de más de 4 m³/día promedio hasta 5 m³/día promedio:
Reducción de 4 puntos la alícuota de regalías y hasta el 70% la alícuota de IIBB.
 9. Incremental de más de 5 m³/día promedio:
Reducción de 3 puntos la alícuota de regalías y hasta el la alícuota de 60% IIBB.

Producción Incremental			Intervención con Pulling	
Promedio Mensual	Petróleo	Gas	Reducción sobre la alícuota de:	
			Regalías Hidrocarburíferas	Impuesto sobre los Ingresos Brutos
Hasta 2	m ³ /d	miles de m ³ /d	5 puntos	hasta el 80%
Mayor a 2 hasta 3	m ³ /d	miles de m ³ /d	4 puntos	hasta el 70%
Mayor a 3 hasta 4	m ³ /d	miles de m ³ /d	3 puntos	hasta el 60%
Mayor a 4	m ³ /d	miles de m ³ /d	2 puntos	hasta el 50%

Producción Incremental			Intervención con Workover	
Promedio Mensual	Petróleo	Gas	Reducción sobre la alícuota de:	
			Regalías Hidrocarburíferas	Impuesto sobre los Ingresos Brutos
Hasta 2	m ³ /d	miles de m ³ /d	7 puntos	hasta el 100%
Mayor a 2 hasta 3	m ³ /d	miles de m ³ /d	6 puntos	hasta el 90%
Mayor a 3 hasta 4	m ³ /d	miles de m ³ /d	5 puntos	hasta el 80%
Mayor a 4 hasta 5	m ³ /d	miles de m ³ /d	4 puntos	hasta el 70%
Mayor a 5	m ³ /d	miles de m ³ /d	3 puntos	hasta el 60%

Artículo 9°.- El esquema de beneficios dispuesto en el Acuerdo de Recuperación tendrá vigencia mientras no se produzcan cambios significativos en la producción de los pozos incluidos en el Plan de Recuperación que superen por lo menos cinco (5) veces los volúmenes establecidos en el artículo 4° de la Ley y hasta tanto se retome su condición de baja productividad según lo establecido en dicho artículo. Asimismo, el esquema de beneficios dispuesto en el Acuerdo de Recuperación tendrá vigencia mientras se mantenga la declinación natural de la producción en el área concesionada. Previamente a la suspensión de los beneficios obtenidos, se intimará a la concesionaria para que ejerza su derecho de defensa.

Artículo 10°.- Sin reglamentar.

Artículo 11°.- El proyecto debe proporcionar una descripción detallada del plan de mediciones actual y el propuesto conforme el Plan de Recuperación.

Se analizarán distintas propuestas presentadas por las operadoras las que, serán homologadas por la Autoridad de Aplicación y formarán parte del Acuerdo de Recuperación. En caso que la Autoridad de Aplicación adquiriera o considerara nuevas metodologías de control confiables, serán incorporadas al Acuerdo de Recuperación como adenda reemplazando al sistema de medición anterior.

Asimismo, la producción de los pozos incluidos en el Plan de Recuperación se deberá cargar diariamente en el Sistema InPro, con el siguiente detalle de datos por pozo: producción neta [m³/d], prod. bruta [m³/d], prod. Gas [Km³/d], inyección de agua secundaria [m³/d], pérdida neta [m³/d], días EEF.

Artículo 12°.- Sin reglamentar.

Artículo 13°.- El Concesionario deberá presentar el Plan de Recuperación en forma de proyecto, indicando niveles físicos y monetarios de la actividad a realizar. La presentación se deberá formalizar mediante nota solicitando la adhesión al Marco Regulatorio, adjuntando la documentación respaldatoria en formato papel y digital.

Artículo 14°.- El Plan de Recuperación debe incluir la siguiente información:

a).- Descripción del proyecto;

La descripción del proyecto deberá contar con un informe técnico en donde se detallen y justifiquen los alcances del mismo, incluyendo como soporte la siguiente información:

- Identificación de los pozos que serán incluidos en el Plan de Recuperación de acuerdo al formato establecido en el Anexo I (Nombre de Pozo, Coordenadas, Fecha de perforación, Profundidad del intervalo de interés para mejorar/incorporar producción, etc.).
- Detalle del tipo de actividad a realizar en cada pozo, Pulling o Workover. Estas actividades se deberán ajustar a las causas que permiten definir a las mismas de acuerdo a lo establecido en el punto b. En caso de existir, detallar también aquellas intervenciones realizadas durante el período computable (Anexo I).
- Bases de datos de los pozos incluidos en el Plan de Recuperación (SAHARA) y de los pozos no incluidos en el mismo, dicha base de datos deberá contar de con la siguiente información: 1- producción histórica de todos los pozos y el análisis de sus respectivas tasas de declinación, 2- el detalle de las intervenciones históricas, 3- sistemas de extracción, 4- definición de los respectivos pases formacionales.
- En caso de proyectos de recuperación primaria se deberá presentar la curva de producción actual y la esperada en función de las mejoras a realizar. Mientras que, en el caso de proyectos de recuperación secundaria, presentar las curvas de inyección histórica y las proyectadas con su respectiva incidencia incremental en los pozos productores asociados. La información solicitada deberá estar incluida en la base de Sahara a presentar, como así también se deberá ser presentada en un archivo tipo Excel en donde los datos solicitados sean discriminados por pozo y de forma mensual.
- Superficie involucrada: en el caso de pozos de recuperación primaria informar su radio de drenaje estimado, detallando la forma en que el mismo fue determinado. Mientras que en el caso de pozos de recuperación secundaria se deberá informar el área determinada por la suma de las áreas de drenaje de los pozos productores asociados al pozo inyector propuesto para intervenir. La información aquí mencionada debe estar incluida en el proyecto de Sahara.
- Detallar el sistema de extracción previsto, equipos de mantenimiento, montajes, etc.

b).- Plan de Inversiones, con identificación de los CAPEX y OPEX;

El concesionario deberá detallar dentro del Plan de Inversiones que tipo de actividad realizaron dentro del periodo computable y que proponen realizar en cada uno de los pozos

incluidos en el Plan de Recuperación. El Plan de Inversiones podrá incluir tanto actividades de Workover (WO) como de Pulling y facilities asociadas.

Entiéndase por Workover las reparaciones importantes en el subsuelo que permitirán el incremento de las reservas y la producción, tales como: aislar zonas agotadas (baja presión y/o alta producción de agua), punzar nuevas zonas productoras y/o repunzado, procesos de fracturación o acidificación, reparaciones de la cañería de revestimiento (casing), reparación de cementación primaria, recuperar pescas mayores en pozos inactivos.

Entiéndase por Pulling las tareas de acondicionamientos de tipo mecánicas sobre en el pozo, que permitirán mejorar o reactivar la producción del pozo, tales como: cambios de bomba de profundidad, pesca de varillas y/o cañerías de bombeo, fijar herramientas de fondo de pozo, librado de packers, anclas o tapones, limpieza de pozos por circulación, rotación y Sand Pump.

El detalle de las tareas que permitan su justificación como WO o Pulling debe estar incluido en el apartado "Descripción del Proyecto".

- c).- Cronograma detallado de actividades realizadas y a realizar;
 - Cronograma mensualizado, indicando cantidad y monto de inversión/gasto.

- d).- Factibilidad económica y técnica del proyecto;
 - Detalle de costos operativos.
 - Detalle de costos de comercialización.

- e).- Estimación de volúmenes recuperables y proyecciones de producción de petróleo y gas natural asociadas a cada pozo;
 - Presentación de las curvas de pozo tipo, mensualizadas, en metros cúbicos.

- f).- Flujo de efectivo detallado de actividades e inversiones considerando la Producción Incremental;
 - El flujo de efectivo debe ser presentado en forma mensual por el total del plazo del proyecto, con el siguiente detalle:
 - Curva de producción incremental agregada.
 - Precios de comercialización, actuales y futuros.
 - Costos operativos y de comercialización.
 - Carga Fiscal: Escenario actual y Escenario con Incentivos.
 - Inversiones.
 - Se debe presentar al menos dos flujos de efectivo.
 - Escenario Actual. Flujo de efectivo que contempla la situación actual de la carga fiscal (regalías, aporte complementario, impuesto sobre los ingresos brutos, canon de superficie).
 - Escenario con Incentivos: Flujo de efectivo que contempla a reducción de carga fiscal propuesta por la Concesionaria.

- g).- Detalle de la extensión de la vida útil del pozo, factor de recuperación incremental;

- h).- A los efectos de determinar el porcentaje de empleo de mano de obra, proveedores y empresas de servicios locales en todas las contrataciones realizadas o que realicen en el marco del Acuerdo de Recuperación, el Concesionario deberá presentar la siguiente información:
 - Detalle si el proyecto se realizará con personal propio o con servicios contratados.
 - Nómina de proveedores y empresas contratistas previstas.Asimismo, el Concesionario o Sujeto Recuperador deberá establecer una vinculación permanente con los municipios de cercanía a la operación para que estos puedan aportar oferta de mano de obra, en caso de tener que contratar personal nuevo.

- i).- Beneficios cuali-cuantitativos para el Estado Provincial.
- En caso de corresponder, detallar otros beneficios de la implementación del Plan de Recuperación.
- j).- Conformidad expresa del Concesionario del área, cuando el Plan de Recuperación sea presentado por un Sujeto Recuperador.
- Se deberá identificar fehacientemente el Sujeto Recuperador contratado y detallar los términos y condiciones acordadas entre las partes, acompañando el acuerdo entre Concesionario y Sujeto Recuperador.
- k).- Antecedentes completos del Sujeto Recuperador, cuando corresponda;
- Se deberá presentar la documentación respaldatoria de los requisitos establecidos en el artículo 21 de la Ley.

Artículo 15°.- Sin reglamentar.

Artículo 16°.- Sin reglamentar.

Artículo 17°.- A través de la firma del Acuerdo de Recuperación, el Concesionario deberá reconocer que los beneficios establecidos son adecuados para disponer en el menor plazo la explotación de los pozos incluidos en el Plan de Recuperación, a realizar por si mismas o, en su caso, por el Sujeto Recuperador.

Artículo 18°.- Sin reglamentar.

Artículo 19°.- Sin reglamentar.

Artículo 20°.- Sin reglamentar.

Artículo 21°.- En caso de corresponder, el Concesionario deberá presentar la siguiente documentación del Sujeto Recuperador:

- Constancia Inscripción AFIP.
- Constancia Inscripción IIBB local o Convenio Multilateral (Formulario CM01).
- Constancia Inscripción en el Registro Provincial de Empresas Recuperadoras de Hidrocarburos.
- En caso de corresponder, constancia de inscripción y/o habilitación como pequeña y/o mediana empresa ante el Ministerio de Producción de la Nación.
- Estados Contables del último ejercicio cerrado con anterioridad a la fecha de la presentación, certificado por Contador Público y legalizado por el respectivo Consejo Profesional de Ciencias Económicas.
- Declaración de Libre Deuda expedido por la Agencia de Recaudación Tributaria de la Provincia de Río Negro.
- Adjuntar al menos dos (2) referencias bancarias expedidas por esas entidades con detalle de la calificación conceptual que le merece y la antigüedad de la relación.
- Antecedentes y referencias comerciales en la actividad hidrocarburífera correspondiente a los últimos 5 años.

Artículo 22°.- Sin reglamentar.

Artículo 23°.- Sin reglamentar.

Artículo 24°.- Sin reglamentar.

Artículo 25°.- Sin reglamentar.

Artículo 26°.- Sin reglamentar.

Artículo 27°.- Sin reglamentar.

Artículo 28°.- Sin reglamentar.

- Artículo 29°.- Sin reglamentar.
- Artículo 30°.- Sin reglamentar.
- Artículo 31°.- Sin reglamentar.
- Artículo 32°.- Sin reglamentar.

ANEXO I – DETALLE POR POZO

Pozo	
Compañía:	
Área:	
Provincia:	
Objetivo primario (Petróleo-Gas)	
Fecha Perf.:	
Fecha Term:	
Ubicación (Coordenadas Gauss Kruger-Poggar 94)	x: y:
Cota	z:
INICIO DE EXPLOTACIÓN (dd/mm/aa):	
PROFUNDIDAD ALCANZADA (m.h.b.p.):	
Estado Actual	EEF-PT-ES-RO

FORMACIÓN:	1	2	3	4	5
FORMACIÓN Tapa/Base:					
POROSIDAD (Ø) (%):					
PERMEABILIDAD (msd):					
SATURACIÓN DE AGUA INTERSTICIAL (S _w) (%):					
PRESIÓN DE FRACTURA (Kg/cm ²):					
FACTOR DE FORMACIÓN (F) (adim.):					
DENSIDAD MEDIA DE LA ROCA (g/cm ³):					

PETRÓLEO					
DENSIDAD DE PETRÓLEO (g/cm ³):					
FACTOR DE VOLUMEN (Be) (m ³ /m ³):					
VISCOSIDAD (P _e) (Cps):					
GAS					
DENSIDAD (D=1) (g/cm ³):					
FACTOR DE VOLUMEN (Bg) (m ³ /m ³):					
VISCOSIDAD (P _g) (Cps):					
AGUA					
DENSIDAD (g/cm ³):					
RESISTIVIDAD (R _w) (ohm-m):					
SALINIDAD (Cl) (g/l):					

Caterías Entubación				
Tipo	Díámetro	Prof. (m)	espesor	peso

Instalación	
Bomba	PCP-Mecánico-electro
ZAPATO	
Tubing	METROS
TBG 3.1/2	
TBG 2.78	
EXTENSIONES	
NIPLE DE PARO	
ANCLA DE TORQUE	

Terminación						
	Topo	Base	Topo	Base	Topo	Base
Punzados						
Estimulaciones						
Ensayos						

Intervención propuesta (Realizada durante el periodo computable y/o a realizar)			
Fecha	Condición	Actividad	Intervalo a intervenir y/o intervenido (Techo/Base)