

# MANUAL DE OPERACIONES DE EXPLORACIÓN ONSHORE URUGUAY

# **Manual de Operaciones de Exploración**

## **Onshore Uruguay**

**Fecha actualización: 2018-12-04**

**Revisión N°: 2**

### Historial de Revisiones

Rev. N°	Fecha actualización	Descripción	Preparado por	Revisado por	Aprobado por
0	9 de junio 2017	Versión interna	JT	BC, PG, JB, MN, RM	-
1	26 de junio 2017	Primera versión	JT	BC, PG, JB, MN, RM	-
2	4 de diciembre 2018	Se agrega Anexo 14, criterios de nomenclatura de pozos y se actualizan Anexos 1, 9 y puntos 5.2.1, 5.2.2 y 5.2.14	JT	MM, PG, JB, MN, NP, RM	Res. (GG) N° 010/2019

## **Elaboración**

Tomasini, J.; Gerencia de Exploración y Producción

## **Revisión y Edición**

Gristo, P.; Conti, B.; Morales, M.; de Santa Ana, H.; Gerencia de Exploración y Producción.  
Martino, R.; Pepe, N.; Boggio, J.; Nodar, M.; Gerencia de Medio Ambiente, Seguridad y Calidad.

## CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	6
2.	OBJETIVO .....	7
3.	Glosario.....	8
4.	Estándares y Prácticas Recomendadas .....	11
5.	Operaciones de Perforación .....	12
5.1	Nomenclatura de Pozos.....	13
5.2	Informes y comunicaciones .....	16
5.2.1	Documentos relativos a la solicitud de Autorización Ambiental.....	18
5.2.2	Plan de Contingencia ante derrames de hidrocarburos .....	19
5.2.3	Plan de Gestión de Seguridad .....	19
5.2.4	Programa de Perforación .....	19
5.2.5	Programa Geológico .....	20
5.2.6	Reportes diarios de Perforación.....	20
5.2.7	Reporte diario de Control Geológico (Mudlogging) .....	20
5.2.8	Otros reportes geológicos.....	20
5.2.9	Reporte de desempeño HSE.....	20
5.2.10	Reporte FINAL de la perforación .....	21
5.2.11	Reporte Geológico Final.....	21
5.2.12	Reporte final de HSE .....	21
5.2.13	Reunión de Coordinación.....	22
5.2.14	Comunicación en caso de incidente de alto impacto .....	23
5.3	Gestión de Información Exploratoria .....	25
5.3.1	Muestras .....	25
5.3.2	Multimedia.....	26
5.3.3	registros (LOGS).....	27
5.3.4	Muestreo de fluidos de formación .....	28
6.	Referencias .....	29
7.	Anexos .....	30
Anexo 1.	Plan de Gestión de Seguridad.....	31

---

Anexo 2.	Programa de Perforación .....	32
Anexo 3.	Programa Geológico .....	35
Anexo 4.	Reporte Diario de Perforación (Daily drilling report).....	39
Anexo 5.	Reporte diario Pronóstico Vs Real (PVA).....	42
Anexo 6.	Reporte diario de Control Geológico (Mudlogging) .....	43
Anexo 7.	Reporte Geológico Diario (Daily geological report).....	47
Anexo 8.	Registro litológico diario (Wellsite lithology log).....	49
Anexo 9.	Reporte de Desempeño HSE .....	51
Anexo 10.	Reporte final de la perforación (End of Well report).....	53
Anexo 11.	Reporte Geológico Final (Geological end of well report).....	56
Anexo 12.	Modelo de reporte REX.....	59
Anexo 13.	Lista de chequeo de comunicaciones para operaciones de perforación .....	60
Anexo 14.	Evaluación y Planificación respecto a Pérdidas de Circulación (LCAP) .....	61

## 1. INTRODUCCIÓN

Considerando el creciente desarrollo de las actividades exploratorias en Uruguay, a partir del año 2012 se realizó una recopilación de información, registros y reportes requeridos así como de buenas prácticas para llevar a cabo operaciones exploratorias, primero para áreas offshore y luego para áreas onshore de Uruguay. En particular, esta segunda versión del Manual de Operaciones de Exploración Onshore considera únicamente operaciones de perforación exploratoria. Se elaboró un documento que se espera sirva de referencia para ANCAP, Operadores y Subcontratistas así como para otras instituciones u organismos gubernamentales relacionados con la actividad.

La elaboración de este manual se realizó a través de la recopilación y revisión de normas, guías y procedimientos que constituyen las buenas prácticas de la industria así como de la experiencia de ANCAP en la coordinación de estas actividades con los actores relevantes, teniendo en cuenta la normativa nacional y contractual.

El presente manual no exime a los Contratistas, Operadores y Subcontratistas de la obligación de cumplir con toda la normativa nacional y/o internacional que resulte aplicable a la actividad que desarrollen.

Este documento será revisado periódicamente.

## **2. OBJETIVO**

El objetivo del presente documento es proveer las directrices, recomendaciones y requerimientos de ANCAP para el diseño y ejecución de las operaciones exploratorias que se desarrollan en el Onshore de Uruguay, en forma segura, ambientalmente sostenible, en un clima de buen relacionamiento con los actores relevantes y acorde con las buenas prácticas de referencia aplicadas en la industria a nivel internacional.



### 3. GLOSARIO

AAO: Autorización Ambiental de Operación

AAP: Autorización Ambiental Previa

AFE: Autorización para Gastos

ANCAP: Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland

AST: Análisis de Seguridad en el Trabajo, documento en el cual se registra el análisis previo a la ejecución de una tarea sobre riesgos potenciales y medidas de control, realizado por el propio equipo ejecutor.

BOP: Preventor de Reventones – *Blow Out Preventer*

CL: Registro Compuesto – *Composite Log*

CONTRATISTA: titulares de contratos de Exploración y Explotación y empresas de servicios bajo contratos multicliente con ANCAP.

DAC: Registro Diario de Mudlogging – *Daily Activity Chart*

DDR: Reportes Operacionales de Perforación – *Daily Drilling Report*

DGR: Reportes Geológicos Diarios – *Daily Geological Report*

DINAMA: Dirección Nacional de Medio Ambiente

DLW: Registro Litológico Diario – *Daily Wellsite Lithology log*

DP: Programa de Perforación - *Drilling Program*

ECD: Densidad de Circulación Equivalente

EOWR: Reporte Final de la Perforación – *End Of Well Report*

ESD: Densidad Estática Equivalente

FHSER: Reporte Final de HSE – *Final HSE Report*

G&G: Geología y Geofísica

GEOWR: Reporte Geológico Final – *Geological End Of Well Report*

GP: Programa Geológico – *Geological Program*

HSE: Seguridad Salud y Medio Ambiente

Incidente de alto impacto: Incidente que tenga o pueda tener a juicio del personal interviniente en el mismo y como parte de una primera evaluación, consecuencias (reales o potenciales) de niveles de severidad A y B en la matriz de evaluación de riesgos de ANCAP, lo que implica como mínimo:

- Una muerte o lesión incapacitante.
- Daños materiales de U\$S 1.000.000.
- Impacto mayor o extensivo al medio ambiente.
- Cobertura de prensa a nivel nacional.

LCAP: Programa de Evaluación y Planificación respecto a Pérdidas de Circulación (Loss Circulation Assessment and Planning)

MEDEVAC: Evacuación médica

ML: *Mudlogging*

MOPO: Matriz de Operaciones Permitidas

OPERADOR: significa inicialmente el Contratista y después la compañía que designe el Operador para llevar a cabo la ejecución de las Operaciones Petroleras por cuenta del Contratista, y que tenga la aprobación del Comité de Administración.

OPERACIONES PETROLERAS: se definen en el contrato de Exploración-Explotación como la ejecución de las actividades de Exploración, Explotación y Operaciones Complementarias y Operaciones Auxiliares. El presente documento trata únicamente sobre las actividades de Exploración.

PvA: Reporte Diario “Pronóstico vs Real” – *Prognosis vs Actual*

PvF: Reporte “Pronóstico vs Final” – *Prognosis vs Final*

Rex – Retorno de experiencia – *return of experience*

SEV: Sondeo Eléctrico Vertical

SLDR: Reporte Diario de Mudlogging – *Surface Logging Daily Report*

WHSER: Reporte semanal de HSE – *Weekly HSE Report*

WLF: Registro Litológico Final – *Wellsite Lithology Final*

#### 4. ESTÁNDARES Y PRÁCTICAS RECOMENDADAS

Las empresas que realicen operaciones exploratorias deberán seguir los estándares que representen las mejores prácticas de la industria.

Los estándares internacionales son aquellos preparados por una organización internacional de desarrollo de estándares. Una recopilación de estos estándares ha sido realizada en 2012 por la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP) en el *Catalogue of International Standards used in the Oil & Gas Industry* – Referencia [1]. Los estándares ISO aplicables en la industria del petróleo y gas se pueden encontrar en la Referencia [2]. Específicamente la lista de estándares y directrices para perforación, construcción de pozos y operaciones en pozos fue publicada por la IOGP y puede encontrarse en la Referencia [3].

Los estándares desarrollados por organizaciones regionales o nacionales, así como por grupos de industrias, son también utilizados internacionalmente. Ejemplos de esto lo constituyen los estándares desarrollados por la Institución Británica de Standards (BSI) y el Instituto Americano del Petróleo (API). Estos estándares nacionales o regionales de amplio uso internacional son típicamente referidos como estándares globales. La lista de estándares API para Exploración y Producción se presenta en la Referencia [4].

Antes del inicio de las operaciones, la empresa deberá comunicar a ANCAP los estándares que serán aplicados (incluyendo las excepciones a los estándares internacionales, como por ejemplo la aplicación de estándares propios de mayor exigencia que los internacionales). ANCAP dará su aprobación a la elección de estándares presentada por la empresa contratista. Esta información deberá ser incluida en el Plan de Gestión de Seguridad de la respectiva operación.

## **5. OPERACIONES DE PERFORACIÓN**

A continuación se presentan las directrices, recomendaciones y requerimientos de ANCAP para el diseño y ejecución de las operaciones de perforación exploratoria a realizar en el Onshore de Uruguay.

## 5.1 NOMENCLATURA DE POZOS

Los pozos se identificarán con una nomenclatura sistemática que incluye un **código** y un **nombre extendido**, adoptando la siguiente estructura (separados por guion bajo “\_”):

- Código de la cuenca, de acuerdo a los siguientes:

Cuenca	Código
Laguna Merín	LM
Norte	N
Santa Lucía	SL

Tabla 1 - Código de las cuencas Onshore

- Abreviatura del tipo de pozo, de acuerdo a las siguientes:

Tipo	Abreviatura
Estudio	E
Exploratorio	X
Delimitación	D
Producción	P
Inyección	I

Tabla 2 - Abreviaturas de los tipos de pozos

- Código del bloque de exploración
- Número correlativo de pozo de ese tipo perforado en el prospecto
- Letra identificadora en minúscula de re-perforación desde superficie, para los casos en que la perforación original fuera abandonada por razones técnicas, se mantenga el objetivo del primer pozo y se vuelva a perforar. En el pozo original no se utiliza, en el segundo pozo corresponde a la letra “b”, en el tercero a la “c” y a así sucesivamente.
- Número correlativo indicador de *sidetrack* o profundización (Comienza en “2” para identificar el primer *sidetrack*)

A continuación se presentan ejemplos de casos supuestos respecto a códigos de pozos:

N\_E\_PN\_1

Primer pozo de estudio perforado en el Bloque Pepe Núñez de la cuenca Norte

N\_E\_PN\_10b

Primera re-perforación del décimo pozo de estudio en el Bloque Pepe Núñez de la cuenca Norte.

N\_X\_IN\_4\_c\_3

Sidetrack de la segunda re-perforación del cuarto pozo de exploración en el Bloque Isidoro Noblía en la cuenca Norte.

Nunca se modificará el código original de los pozos ya perforados, inclusive cuando se trate de pozos que fueran productores y luego se los use como inyectores.

El nombre de los pozos perforados en el onshore de Uruguay será definido por el operador. A los efectos de la correcta identificación de informes y reportes se sugiere utilizar el código descrito anteriormente o en su defecto el nombre extendido siguiendo los siguientes criterios:

- Nombre del pozo
- Tipo de pozo (según **Tabla 2**)
- Número correlativo de pozo de ese tipo perforado en el prospecto
- Letra identificadora en minúscula de re-perforación desde superficie, para los casos en el que por la perforación original fuera abandonada por razones técnicas y se vuelva a perforar. En el pozo original no se utiliza, en el segundo pozo corresponde a la letra “b”, en el tercero a la “c” y a así sucesivamente.
- Número correlativo indicador de *sidetrack* o profundización (este último separado por un guion bajo “\_”).

A continuación se presentan ejemplos de casos supuestos respecto a nombres extendidos:

Quintana E1

Primer pozo de estudio Quintana

Tacuarembó Chico E2\_3

*Sidetrack* realizado en el segundo pozo de estudio Tacuarembó Chico

Sopas P4b\_2

*Sidetrack* de la primera re-perforación del cuarto pozo de producción Sopas



## 5.2 INFORMES Y COMUNICACIONES

El operador deberá informar a ANCAP periódicamente de los trabajos y de todo otro asunto de interés referente a las actividades de Exploración, de acuerdo a lo establecido en el Contrato de Exploración – Explotación o Contrato de Adquisición de Datos Geológicos y/o Geofísicos.

Asimismo, por las características específicas de ciertas actividades, es necesaria la comunicación a otros organismos para la adecuada coordinación de las operaciones así como para el cumplimiento de regulaciones y/o obligaciones por permisos emitidos por estos.

Antes, durante y después de las operaciones de perforación, el operador realiza una serie de informes, reportes y avisos respecto a su actividad a una variedad de destinatarios, incluyendo tanto organismos gubernamentales como privados. La matriz de destinatarios y comunicaciones se muestra en la

**Tabla 3.** ANCAP podrá solicitar la ampliación de la información y la realización de correcciones cuando lo entienda conveniente, especialmente en relación a procedimientos de trabajo.

Se define el inicio de la perforación (*spud*) como la primera remoción de rocas, escombros y otros materiales sedimentarios con el trépano.

Los reportes a entregar por el operador a ANCAP luego de terminadas las actividades deben ser entregados antes de que pasen 3 meses desde la fecha de abandono de la última perforación de la campaña.

En el **Anexo 13** se presenta una lista de chequeo respecto a las comunicaciones a intercambiar en este tipo de operaciones.

A continuación se detallan los tipos de informes y contenidos mínimos con sus modelos de formato para cada comunicación, lo cual será actualizado en la correspondiente Reunión de Coordinación.

Informe/Documento	Frecuencia	ANCAP	DINAMA	MTSS	ARMADA NACIONAL
Documentos relativos a la solicitud de Autorización Ambiental <sup>1</sup>	Antes del inicio				
Plan de Contingencia ante derrames de Hidrocarburos <sup>2</sup>	Antes del inicio				
Plan de Gestión de Seguridad	Antes del inicio			3	
Programa de Perforación (DP)	Antes del inicio				
Programa Geológico (GP)	Antes del inicio				
Reportes de Perforación (DDR)	Diario				
Reportes de Control Geológico	Diario				
Reporte de incidente (en caso de ocurrir)	Al ocurrir		4	4	4
Reportes de desempeño HSE (WHSE)	Semanal				
Documentos e informes posteriores a la Autorización Ambiental <sup>5</sup>	Definida por DINAMA				
Reporte Final de la Perforación (EOWR)	Luego de terminar				
Reporte Geológico Final (GEOWR)	Luego de terminar				
Reporte Final de HSE (FHSE)	Luego de terminar				

**Tabla 3 - Matriz de Comunicaciones para las operaciones de perforación**

<sup>1</sup> Refiere a la Comunicación del Proyecto, Estudio de Impacto Ambiental y Respuestas a Solicitudes de Información Complementarias entre otros.

<sup>2</sup> Cuando corresponda de acuerdo a la ubicación de las perforaciones

<sup>3</sup> Cuando corresponda dependiendo de la clasificación del proyecto en el MTSS

<sup>4</sup> Cuando corresponda según el incidente

<sup>5</sup> Incluye los reportes de desempeño ambiental

### **5.2.1 DOCUMENTOS RELATIVOS A LA SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN AMBIENTAL**

Para las operaciones de perforación, de acuerdo a la Ley 16466 y Decreto 349/005 y modificativos (en particular, el Decreto 72/2016), el contratista debe contar con las autorizaciones ambientales requeridas (Autorización Ambiental Previa y Autorización Ambiental de Operación).

En caso que no haya posición en contrario por parte de DINAMA, el operador es el responsable de gestionar las autorizaciones ambientales informando periódicamente a ANCAP de los avances en su tramitación.

Para cumplir adecuadamente con los cronogramas, se recomienda realizar la Comunicación del Proyecto, 18 meses antes del inicio previsto de las operaciones.

La documentación relativa a la solicitud de Autorización Ambiental comprende en primera instancia presentar la comunicación del proyecto a la Intendencia del Departamento en el cual se llevará a cabo el emprendimiento; luego con dicha constancia efectuar la comunicación del proyecto en la DINAMA y la correspondiente Ficha Ambiental.

En el caso de que los proyectos no fueran categorizados A, se deberá presentar estudio de impacto ambiental, respuestas a solicitudes de información complementaria, informe ambiental resumen, presentación para Audiencia Pública (en caso de que el proyecto fuera categorizado C) y el Plan de Gestión Ambiental de Operación entre otros.

Asimismo, se requiere la presentación de documentos e informes en forma posterior a la obtención de la Autorización Ambiental. Entre estos documentos será necesaria la presentación de reportes de desempeño ambiental con una frecuencia definida por DINAMA. Adicionalmente, será necesario presentar un informe de cierre del proyecto, que también forma parte de estos documentos.

Los Planes de Gestión Ambiental de Operación deben contemplar los requerimientos que DINAMA establezca en las correspondientes Autorizaciones Ambientales Previas. A modo orientativo, los planes deben contener los siguientes capítulos:

- 1 MEDIDAS DE MINIMIZACIÓN/MITIGACIÓN de impactos ambientales
- 2 MEDIDAS DE COMPENSACIÓN/RESTAURACIÓN
- 3 PLAN DE CONTROL Y MONITOREO
- 4 PLAN DE SEGUIMIENTO DE CONDICIONES AMBIENTALES

- 5 PREVENCIÓN DE RIESGOS Y RESPUESTAS ANTE CONTINGENCIAS
- 6 PROGRAMA DE RELACIONAMIENTO COMUNITARIO

### **5.2.2 PLAN DE CONTINGENCIA ANTE DERRAMES DE HIDROCARBUROS**

Este plan será elaborado por el operador y entregado a las autoridades ambientales (DINAMA, Intendencia correspondiente). El Plan constituye uno de los documentos que deben presentarse para la gestión de las autorizaciones ambientales.

### **5.2.3 PLAN DE GESTIÓN DE SEGURIDAD**

El Plan de Gestión de Seguridad tiene como objetivo presentar las medidas de prevención y mitigación a aplicar para evitar daños a las personas derivados del proyecto, así como los programas de trabajo en materia de seguridad (capacitación al personal, inspecciones y simulacros). Para el caso de operaciones de perforación, deberá contemplar los contenidos recomendados en el **Anexo 1**. ANCAP, luego de avalar este plan, podrá participar de las actividades que considere conveniente, en la modalidad que se acuerde oportunamente (inspecciones, auditorías, capacitaciones, simulacros, investigación de incidentes, etc.).

### **5.2.4 PROGRAMA DE PERFORACIÓN**

El operador deberá presentar, al menos dos meses antes del inicio de las operaciones, un programa de perforación (DP por sus siglas en inglés).

En este documento se presentan las características de los equipos a utilizar, los procedimientos a seguir y las justificaciones técnicas que sustentan los distintos aspectos de diseño e ingeniería de la perforación.

Se admite el idioma Inglés para dicho documento. Los contenidos mínimos se presentan en el **Anexo 2**.

### 5.2.5 PROGRAMA GEOLÓGICO

El Operador deberá presentar, al menos dos meses antes del inicio de las operaciones, un programa geológico (GP por sus siglas en inglés).

Se admite el idioma Inglés para dicho documento. Los contenidos mínimos se presenten en el **Anexo 3**.

### 5.2.6 REPORTES DIARIOS DE PERFORACIÓN

El Reporte Diario de Perforación (DDR) presenta los detalles de la operación de perforación. Su contenido se acordará al inicio de las operaciones. En el **Anexo 4** se presenta una lista de contenidos mínimos de manera indicativa.

### 5.2.7 REPORTE DIARIO DE CONTROL GEOLÓGICO (MUDLOGGING)

El operador pondrá a disposición de ANCAP, el reporte diario de Control Geológico (*Mudlogging*) generado por el correspondiente subcontratista para este servicio incluyendo el registro diario de *Mudlogging* y avance del registro compuesto (*Composite Log*). Los contenidos mínimos de este reporte se presentan en el **Anexo 6**.

### 5.2.8 OTROS REPORTES GEOLÓGICOS

En el caso de que el operador genere reportes y registros geológicos independientes tales como reportes geológicos diarios (DGR por sus siglas en inglés *Daily Geological Report*) y/o registros litológicos diarios (WLL por sus siglas en inglés *Wellsite Lithology Log*), estos deben ser entregados a ANCAP. Los contenidos mínimos recomendados para los mismos se presentan en **Anexo 7** y **Anexo 8**.

### 5.2.9 REPORTE DE DESEMPEÑO HSE

Este reporte debe contener información detallada sobre la gestión de los aspectos ambientales y de seguridad identificados para la operación, así como del monitoreo ambiental que se realiza durante la misma.

El contenido mínimo de los reportes semanales de HSE se presenta en el **Anexo 9**. Previo al inicio de las operaciones se acordará la frecuencia de presentación de esta información a los representantes de ANCAP, quienes podrán además solicitar la presentación de un informe actualizado en el momento que lo entiendan necesario.

En las autorizaciones ambientales previa y de operación emitidas por el Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente se establece el contenido y la frecuencia de presentación de los informes de desempeño ambiental que deben presentarse a la Dirección Nacional de Medio Ambiente.

#### **5.2.10 REPORTE FINAL DE LA PERFORACIÓN**

Independientemente de los reportes que se exijan en las autorizaciones ambientales, una vez concluida la campaña, el operador entregará a ANCAP un informe Final de Perforación (EOWR por sus siglas en inglés, *End of Well Report*), cuyos contenidos mínimos se indican en el **Anexo 10**.

#### **5.2.11 REPORTE GEOLÓGICO FINAL**

Al finalizar las operaciones, se entregará un Reporte Geológico Final (GEOWR por sus siglas en inglés, *Geological End Of Well Report*), cuyo contenido será acordado con anticipación al inicio de las operaciones. En el **Anexo 11** se presenta el contenido mínimo recomendado.

#### **5.2.12 REPORTE FINAL DE HSE**

Luego de finalizar la actividad, el operador entregará el reporte final de HSE incluyendo las estadísticas de los datos presentados en los reportes semanales (de acuerdo al **Anexo 9**) así como las lecciones aprendidas, conclusiones y recomendaciones.

### 5.2.13 REUNIÓN DE COORDINACIÓN

En la semana previa al inicio de operaciones se realizará una reunión de coordinación de la cual participan representantes de la empresa operadora y empresas de servicios así como de las distintas instituciones nacionales relacionadas con la actividad, de manera de presentar el proyecto y ajustar el contenido y lista de destinatarios de las comunicaciones que se realizarán durante la ejecución del proyecto si corresponde.

La reunión se realiza preferiblemente en un sitio próximo a la locación de la perforación, o en su defecto en las oficinas centrales de ANCAP y están convocados a la misma:

- Prefectura Nacional Naval (PRENA) cuando corresponda según la ubicación del proyecto de perforación.
- Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA)
- Intendencia y Autoridad local
- Empresa Operadora del área
- Empresa Operadora de perforación
- ANCAP
- Otros invitados que se consideren relevantes en la operación

El operador realizará las coordinaciones/invitaciones correspondientes para llevar a cabo esta reunión.

El orden del día es el siguiente:

- Presentación del proyecto (equipamiento, cronograma, logística, resumen del plan de gestión HSE incluyendo plan de contingencia y procedimiento respecto a comunicaciones en caso de incidente de alto impacto).

El idioma para esta reunión así como para la información presentada será el español.

### 5.2.14 COMUNICACIÓN EN CASO DE INCIDENTE DE ALTO IMPACTO

Se entiende como Incidente de alto impacto aquel que tenga o pueda tener a juicio del personal interviniente en el mismo y como parte de una primera evaluación, consecuencias (reales o potenciales) de niveles de severidad A y B en la matriz de evaluación de riesgos de ANCAP, lo que implica como mínimo:

- Una muerte o lesión incapacitante.
- Daños materiales de U\$S 1.000.000.
- Impacto mayor o extensivo al medio ambiente.
- Cobertura de prensa a nivel nacional.

Antes del inicio de las operaciones, el operador deberá proporcionar el nombre y datos de contacto de la persona encargada de las comunicaciones en caso de incidente de alto impacto. Asimismo ANCAP brindará los nombres y datos de contacto a los cuales deberá llegar la comunicación en estos casos.

Asimismo, en la correspondiente Reunión de Coordinación, se definirá la lista de contactos para el caso de ocurrir un incidente de alto impacto, al respecto se sugiere considerar los siguientes:

- ANCAP: Presidente, Gerente General y Gerente de Exploración y Producción
- PRENA: Prefecto Nacional Naval y encargado de HSE. Si corresponde según la ubicación de la perforación.
- DINAMA: Director
- Operador: Director/Gerente y Encargado de HSE
- Subcontratista: Director/Gerente y Encargado de HSE

En el caso de ocurrir algún incidente de alto impacto, el operador debe comunicárselo inmediatamente a la Autoridad Marítima (cuando corresponda) y a ANCAP dentro de las 4 horas de ocurrido. La información suministrada deberá contener como mínimo lo siguiente:

- Tipo de incidente ocurrido, lugar y horario
- Persona/s afectada/s (cantidad y nombres en caso que se conozcan al momento)



- Estado de salud de la/s persona/s afectada/s (si corresponde)
- Recursos y bienes afectados y sus niveles de afectación (si corresponde)
- Tareas de mitigación realizadas (si corresponde)

Sin perjuicio que puedan representar o no un Incidente de Alto Impacto, deberán comunicarse también los siguientes incidentes:

- Fuego en la locación
- Explosión en la locación
- Pérdida total o daño grave del equipo de perforación
- Accidente de tránsito / transporte relacionado con la actividad
- Acto criminal en la locación
- Acción de activistas y/o acto o amenaza de terrorismo contra la operación de perforación
- Situación con posible o actual atención prestada por parte de los medios de comunicación
- Queja por parte de un grupo de interés planteada directamente ante el operador o a través de un tercero (ej. autoridades uruguayas o medios de comunicación)
- Eventos de pérdida de contención en general (hidrocarburos, lodos, cemento, así como cualquier otro).
- Eventos de pérdida de circulación parciales, severas o totales
- Otros identificados por el Operador

El operador proporcionará a ANCAP informes diarios sobre los avances respecto a todo incidente ocurrido. En dichos informes se le comunicará a ANCAP la estrategia y las acciones adoptadas.

Antes de pasados tres meses desde la cierre del incidente, se entregará a ANCAP un informe detallado sobre la investigación de causas y acciones tomadas. ANCAP podrá cuando lo estime conveniente participar de la investigación, así como solicitar un informe en carácter de avance de la misma.

### 5.3 GESTIÓN DE INFORMACIÓN EXPLORATORIA

En este capítulo se definirán los conceptos generales que rigen la gestión de la información por parte de los operadores, en particular:

- Propiedad de la información.
- Gestión de la seguridad de la información, incluyendo confidencialidad.
- Estándares para registro y almacenamiento de información (datos geofísicos, datos geológicos, muestras).
- Criterios para la entrega de la información a ANCAP y a otras autoridades competentes.

Los contratos de exploración-explotación que suscribe ANCAP, con empresas petroleras, así como los de tipo multi-cliente con empresas de servicios petroleros, establecen, entre otros aspectos, que:

- La propiedad de los datos e información que se genere resultado de todas las operaciones de exploración reside únicamente en ANCAP.
- Eventualmente y bajo acuerdo de la otra parte, ANCAP puede permitir el acceso a dichos datos exploratorios a terceras partes.

A continuación se presentan los requerimientos mínimos respecto a los formatos y medios de los datos generados durante las operaciones de perforación, que deben ser entregados a ANCAP una vez culminada la campaña.

#### 5.3.1 MUESTRAS

El operador deberá entregar a ANCAP (previa coordinación con la Gerencia de Exploración y Producción) las muestras geológicas (incluyendo muestras de fluidos) obtenidas de los pozos perforados, (acordadas previamente, por ejemplo: *cuttings*, testigos, etc.), adecuadamente conservadas, en cajas cuyo largo máximo será de 110 cm a la siguiente dirección:

***Bernabé Caravia y Doroteo Enciso, Capurro, Montevideo, Uruguay, 11700  
Litoteca de Exploración y Producción - ANCAP***

Cada caja deberá tener identificado el nombre del pozo, avance y sentido, señalando la profundidad en metros. Asimismo se deberá indicar la ubicación de la perforación en coordenadas X, Y en proyección UTM22 (WGS84) y en coordenadas geográficas (Latitud y Longitud, WGS84).

En el caso de los cuttings, se recibirán dos juegos de muestras (uno sin lavar y otro lavado). El intervalo de muestreo para las distintas fases de la perforación será acordado antes del inicio de las actividades y estará definido en el Programa Geológico.

La exportación de testigos para la realización de análisis específicos se aceptará solo bajo condiciones debidamente justificadas y únicamente como “media caña” (corte longitudinal dejando en Uruguay más del 50% de la muestra). Los testigos para los que se autorice su análisis en el exterior, salvo en casos de análisis destructivos, deberán retornar a Uruguay en un plazo máximo de seis meses.

Las muestras de pozo deberán ser registradas fotográficamente. Estas fotos deberán ser entregadas a ANCAP en formato \*.jpg de un mínimo de 12 Megapíxeles.

### **5.3.2 MULTIMEDIA**

Cualquier fotografía o video tomado durante las operaciones, por ejemplo durante etapas clave de la actividad (*prespud*, inspecciones, abandono, restitución, etc.), deberá ser entregado formando parte del paquete de datos. Para el caso de los videos se sugiere utilizar un formato comprimido de manera de reducir el tamaño de los archivos sin disminuir la calidad.

### 5.3.3 REGISTROS (LOGS)

Se detalla a continuación la lista mínima sugerida de perfiles a realizar en la zona de interés (la lista definitiva se acordará antes del inicio de las operaciones y se definirá en el Programa Geológico):

- Litológico
- *Caliper*
- Rayos Gama Espectral – *Spectral Gamma Ray (SGR)*
- Sónico
- Densidad
- Neutrón
- Resistividad (somera, media y profunda)
- Lito-Densidad
- Resonancia Magnética Nuclear
- Lodo
- Todos los perfiles generados y de evaluación de formación que se realicen

Los perfiles de pozo adquiridos o generados durante estas operaciones serán entregados a ANCAP en formato \*.las y \*.pdf (en escala a convenir), almacenados en disco duro.

Asimismo serán entregados por el mismo medio, todos los reportes generados durante estas operaciones en formato \*.pdf tal como se presenta en la **Tabla 4** incluyendo reportes operacionales y de evaluación de formación por ejemplo.

Tipo	Formato
Fotografías	JPG
Videos	AVI, MP4 u otro formato comprimido
Perfiles	LAS y PDF
Reportes de Perforación (DDR, PvA, DAC, EOWR)	PDF
Reportes Geológicos (DGR, WLD, GEOWR, CL, Control Geológico)	PDF
Datos de Perforación (FIT / LOT, BOP tests, Cement tests)	PDF, xls
Otros Datos y Reportes de Control Geológico (Reporte Final de ML, Master Log, Drilling Log, Gas Log, Daily Activity Time Logs, Cutting Description, Drilling Depth data, Daily Mudlogging Reports)	PDF y xls cuando corresponda
Reportes HSE (WHSER, FHSER, cualquier otro reporte HSE generado por el operador y subcontratistas, presentaciones realizadas en reuniones HSE)	PDF
Datos meteorológicos	PDF y xls
Cualquier otro informe o dato generado durante la campaña	PDF

**Tabla 4. Requerimientos formato respecto a la información adquirida en las operaciones de perforación. Para todos los casos el medio de almacenamiento será *USB Hard Drive*.**

### 5.3.4 MUESTREO DE FLUIDOS DE FORMACIÓN

Antes del inicio de la campaña se acordarán las condiciones de entrega de las muestras de fluidos que eventualmente se obtengan, lo cual estará definido en el Programa Geológico.

## 6. REFERENCIAS

1. IOGP. *Catalogue of international standards used in the petroleum and natural gas industries*. 2012 **IOGP Report 362**[IOGP Report 362]; Available from: <http://www.iogp.org/bookstore/product/catalogue-of-international-standards-used-in-the-petroleum-and-natural-gas-industries/>.
2. IOGP. *Standards Bulletin*. 2009; Available from: [https://www.iso.org/files/live/sites/isoorg/files/archive/pdf/en/ogp\\_bulletin\\_10-2009.pdf](https://www.iso.org/files/live/sites/isoorg/files/archive/pdf/en/ogp_bulletin_10-2009.pdf).
3. IOGP. *Standards and guidelines for drilling, well constructions and well operations*. 2013 **IOGP Report 485**[IOGP Report 485]; Available from: <http://www.iogp.org/bookstore/product/standards-and-guidelines-for-drilling-well-constructions-and-well-operations/>.
4. API. *Exploration and Production standards catalog*. 2017; Available from: [http://www.api.org/~media/Files/Publications/Catalog/2017\\_catalog/02\\_ExplorProd%20PP2.pdf](http://www.api.org/~media/Files/Publications/Catalog/2017_catalog/02_ExplorProd%20PP2.pdf).
5. IOGP. *Safety data reporting user guide – 2014 data*. 2014; Available from: <http://www.iogp.org/bookstore/product/safety-data-reporting-user-guide-2014-data-iogp-data-series/>.
6. API, *RP 754, Process Safety Performance Indicators for the Refining and Petrochemical Industries*.
7. SPE. *Glosario de la Society of Petroleum Engineers; PetroWiki*; Available from: <http://petrowiki.org/PetroWiki/glossary>.
8. Ivan, C. and J. Bruton, *How Can We Best Manage Lost Circulation?* 2003: AADE 2013 National Technology Conference "Practical Solutions for Drilling Challenges".

## 7. ANEXOS

## ANEXO 1. PLAN DE GESTIÓN DE SEGURIDAD

Los contenidos mínimos recomendados para el Plan de Gestión de Seguridad se detallan a continuación:

- a. Descripción del Proyecto
  - i. Aspectos Generales, tecnologías, equipos, operaciones
  - ii. Áreas de operación y programa de adquisición
  - iii. Especificaciones Técnicas
  - iv. Equipos
  - v. Logística
  - vi. Procedimiento detallado de las tareas a realizar
  
- b. Análisis de Riesgos
  - i. Identificación de Peligros
  - ii. Evaluación de riesgos
  
- c. Gestión de Riesgos
  - i. Requerimientos mínimos de certificación para los participantes
  - ii. Matriz de Operaciones Permitidas
  - iii. Plan de Seguridad con medidas de control de riesgos
  - iv. Planes de contingencia
  - v. MERP (Medical Emergency Response Plan)
  - vi. MEDEVAC
  - vii. Lista de incidentes de alto impacto
  - viii. Estándares aplicados
  
- d. Programas
  - i. Programa de capacitación en materia de seguridad
  - ii. Programa de inspecciones de seguridad
  - iii. Programa de simulacros



## **ANEXO 2. PROGRAMA DE PERFORACIÓN**

Los contenidos mínimos recomendados para el programa de perforación “*Drilling Program*” se detallan a continuación:

### 1. WELL ACTIVITY SUMMARY

#### 1.1. Well summary

#### 1.2. Well trajectory

#### 1.3. Re-spud and relief well locations

#### 1.4. Formation acquisition program

#### 1.5. Casing program

##### 1.5.1. Base case sections

##### 1.5.2. Contingent sections

#### 1.6 Wellhead specifications

#### 1.7. Bits summary

#### 1.8. Mud and cement program summary

##### 1.8.1. Mud program summary

##### 1.8.2. Cement program summary

#### 1.9. BOP pressure test program

##### 1.9.1. BOP configuration

#### 1.10. BOP test tools to be used for BOP pressure tests

#### 1.11. Casing integrity pressure tests program

#### 1.12. Well design summary

##### 1.12.1. Kick margin table

1.12.2. Casing design summary

1.13. Drilling rig generalities

1.13.1. Rig tubular list

1.13.2. Mud pump liner set up program

2. DRILLING SEQUENCE ABSTRACT

3. PLANNED PROGRESSION CHART

4. RIG LOCATION/FINAL PREPARATION

4.1. Rig and spud location

4.2. Well datum and Coordinates

5. DRILLING XX" SECTION - RUNNING AND CEMENT XX" CASING

- Section objective
- XX" drilling - section hazards and risks
- Preparation for XX" drilling section
- Drilling XX" drilling section
- XX" drilling BHA
- XX" drilling mud program
- XX" casing running and cementing section hazards
- Cementing program
- FIT procedure (if corresponds)

6. BOP TEST

## 7. PLUG AND ABANDON TENTATIVE PLAN

### APPENDICES:

- Service companies list and contact details
- Operator team list and contact details
- Casing Specifications
- Primary Drill bits spec sheets
- Tubular specificities (DP/HWDP/DC performance sheets)
- Location target coordinates
- Technological risk assessment (BLOWOUT CASE)
- Centralizers spec sheets
- Lost Circulation Assessment and Planning (LCAP) documents including Losses control method decision tree (**Anexo 14**)

## **ANEXO 3. PROGRAMA GEOLÓGICO**

Los contenidos mínimos recomendados para el Programa Geológico “*Geological Program*” se detallan a continuación:

### **1. INTRODUCTION**

#### **1.1. Geological overview**

#### **1.2. Well preparation historic**

### **2. WELL GENERAL DATA**

### **3. WELL OBJECTIVES**

#### **3.1. Primary objectives**

#### **3.2. Secondary objectives**

### **4. REFERENCE OFFSET WELLS**

#### **4.1. Offset wells in Uruguay**

#### **4.2. Offset wells in the Basin (Argentina, Brazil, Paraguay)**

#### **4.3. Additional offset wells**

### **5. RATIONALE FOR WELL LOCATION AND TARGET DEFINITION**

#### **5.1. Target definition / Rationale for well location**

#### **5.2. Shallow Hazards**

#### **5.3. Targets coordinates**

#### 5.4. Targets tolerance

### 6. DEVIATION / TRAJECTORY

### 7. LITHOLOGY, STRATIGRAPHY, PETROLEUM SYSTEM & DEPTH UNCERTAINTIES

Petroleum system that is going to be tested (Source rock, reservoir, seal)

### 8. EXPECTED RESERVOIR FLUIDS

#### 8.1. Above objectives

#### 8.2. Well primary objective

### 9. PRESSURE AND TEMPERATURE PREDICTION

#### 9.1. Pore Pressure – Most likely case

#### 9.2. Pore Pressure – Commitment case

#### 9.3. Fracture Gradient

#### 9.4. Temperatures

### 10. DRILLING AND GEOLOGICAL HAZARDS ASSESSMENT

### 11. WELL ARCHITECTURE

#### 11.1. Base case architecture

#### 11.2. Contingencies

#### 11.3. Alternative architectures (lighter)

## 12. PHASE TD CRITERIA

12.1. Conductor drilling section – On depth criteria

12.2. Surface drilling section – On depth criteria

12.3. Intermediate 1 drilling section – On depth criteria

12.4. Intermediate 2 drilling section – On depth criteria or geological criteria

12.5. Intermediate 3 drilling section – On depth criteria or geological criteria

12.6. Final drilling section (WELL TD) – Geological criteria

## 13. DATA ACQUISITION

Defining format, record and storage media for each type of data set, as well as how the access to the data will be assured. Service providers shall be identified, too.

### 13.1. Mudlogging

For each drilling section, it has to be defined:

- Kick detection methodology/ equipment
- Drilling and mud parameters monitoring and recording
- Constant temperature and volume degasser
- Total gas and gas chromatography (out only)
- Cutting sampling, description and interpretation. Including the sampling interval/ rate, and washed/ dried cuttings set table.
- Mud gas sampling
- Calcimetry analysis
- Drilling gas, H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> monitoring

Shall provide a template of the Mudlogging report (daily).

### 13.2. Logging While Drilling (LWD)

### 13.3. Wireline Logging

Tools, intervals, and runs for each drilling section, describing different scenarios if applicable (i.e.: dry case, water bearing reservoir, etc.). For each tool/ interval/ run it shall be explicit if firm or contingent (and the decision criteria).

13.4. Mud strategy

13.5. Conventional Coring

13.6. Well Testing

14. END OF WELL STATUS

15. RE-SPUD LOCATION & RELIEF WELL

16. WELL DURATION

APPENDICES:

- WIRELINE TOOLSTRINGS
- LOGGING WHILE DRILLING BASE CASE CONFIGURATIONS

## ANEXO 4. REPORTE DIARIO DE PERFORACIÓN (DAILY DRILLING REPORT)

Contenido mínimo recomendado:

- Detalles básicos del proyecto (Fecha, Código del Pozo, Área, Operador)
- Información del Pozo (Número, Área, Supervisor, Ingeniero)
- Profundidad y Días (Profundidad actual, *rate of penetration* (en adelante, “ROP”) promedio, Días de operación, Hrs de rotación día, Días estimados, Horas de rotación acumulada, Profundidad máxima autorizada)
- Status de la operación (Actividades, comentarios y plan para las próximas 24 hs)
- Costos estimados (Costo diario, Costo acumulado, Porcentaje gastado)
- Resumen de la operación (Hora desde, hora hasta, duración, *measure depth* - en adelante “MD”- desde, MD hasta, Descripción)
- Secciones del pozo (Nombre de la sección, Diámetro del hoyo, *internal diameter* -en adelante “ID”- *casing*, MD tope, MD base, Fecha comienzo sección, Fecha fin sección)
- Registro de trépanos
- Desviación del Pozo
- Lodo (Costo acumulado del lodo, Descripción, densidad, viscosidad, hora, MD (m), PV(cp), YP(lbf/100ft<sup>2</sup>), HCl(ppm), Calcio(ppm), pH, Alcalinidad, Pf(mL), Pm(mL)).
- Surveys
- Sistema de lodos (Gas, Volúmenes, Pérdidas)
- Productos en el lodo (producto, unidad, cantidad diaria usada, costo total, cantidad final)
- Seguridad, Salud y Medio Ambiente (estado, Inspecciones/simulacros, Ensayos de presión de la BOP)
- Personal (compañía, número de personas, número total)
- Materiales (Producto, peso/vol x unidad, usado/a, cantidad final)
- Estado del tiempo (hora, estado del tiempo, comentarios, temperatura máxima/mínima diaria, visibilidad, máximo, velocidad del viento, velocidad de ráfagas)



- Fluido de entrada, fluido recuperado, fluido aún por recuperar (petróleo, agua, otro -diario y acumulado-)
- Operaciones de revestimiento y cementación (incluyendo detalles sobre inicio, fin y cualquier observación sobre estas operaciones específicas)
- Operaciones de perfilaje (incluyendo detalles sobre inicio, fin y cualquier observación sobre estas operaciones específicas)
- Operaciones de toma de coronas (incluyendo detalles sobre inicio, fin y cualquier observación sobre estas operaciones específicas)
- Ensayos de formación
- Avance de la perforación respecto a lo planificado (PvA)
- Observaciones

Se admite el idioma inglés para este informe, y se sugiere presentar estos contenidos en un reporte que contemple la siguiente estructura:

- Daily Summary
- Current Status
- Planned Operation
- Time Log
- Remarks
- BOP Test
- Survey Data
- Expected TD
- Stop Cards
- Safety Incidents
- Casing & Cement
- Casing Summary
- Formations
- Mud Volumes
- Mud Check
- Safety Stocks
- Cost
- Parameters
- Drill String Runs
- Weather Conditions
- Number of People

DDR should include Prognosis vs Actual (PvA) report (**Anexo 5**) as annex or section including:

- Figure showing Prognosed lithology, Age, depth, and prognosed main markers and coring
- Figure showing Actual lithology, shows, actual main markers, mud type and losses/gains
- Figure showing daily progress (Prognosed progress and casing, actual progress and casing)
- Figure showing Logs (Prognosed and actual LWD, Prognosed and actual Wireline)

## ANEXO 5. REPORTE DIARIO PRONÓSTICO VS REAL (PVA)

El reporte diario “Pronóstico vs Real” se admite en idioma Inglés. Se sugiere el siguiente contenido mínimo:

- Date
- Report number
- Localisation (Country, Basin, Licence)
- Well Name (Operator and ANCAP`s Well name)
- Rig and Coordinates (Rig Name, RT elevation, X(UTM), Y(UTM), Datum, Long, Lat)
- History (on location date, contract date, spud date, Final TD date, Off location date)
- Daily Progress (From, To, Progress, Drill Time, Max. incl.)
- Midnight Depth
- Costs (Planned costs, Planned Days, Cumulated Costs)
- Figure showing Prognosed lithology, Age, depth, and prognosed main markers and coring
- Figure showing Actual lithology, shows, actual main markers, mud type and losses/gains
- Figure showing daily progress (Prognosed progress and casing, actual progress and casing)
- Figure showing Logs (Prognosed and actual LWD, Prognosed and actual Wireline)
- Operation Summary
- Operation from midnight to 06:00h
- Situation at 6:00h
- Program

## **ANEXO 6. REPORTE DIARIO DE CONTROL GEOLÓGICO (MUDLOGGING)**

El Reporte Diario de Control Geológico se admite en idioma Inglés. Se sugieren los siguientes contenidos mínimos:

- Well
- Report N°
- Date
- RIG
- R.T.
- Measured depth
- Vertical depth
- Drilled interval
- Drilling hours
- R.O.P.
- Last casing
- Phase
- Last survey at:
- Mud
  - o Mud type
  - o Density
  - o FV
  - o PV/YP
  - o Oil/water Rat.
  - o Gel 10s/10/30
  - o Cl-
  - o Solids (%)
  - o Sand (%)
- Drilling parameters
  - o WOB avrg
  - o TRQ avrg
  - o RPM / Total RPM
  - o Day Rev
  - o Tot. Rev

- Day Circ. Hour
- Lower compl. Chrono hours
- Bit chronometers
- Daily Rot. Hour
- Tot Rot hour
- Day Drilling hr
- T-Drilling hr
- Formations:
  - Interval
  - Calcimetry
  - Lithological description
  - ROP
  - Gas (%) min/max
- Gas data
  - Depth
  - Type
  - Volume
  - Density
  - % Tot gas
  - C1 ppm
  - C2 ppm
  - C3 ppm
  - C4 ppm
  - iC4 ppm
  - nC4 ppm
  - iC5 ppm
  - nC5 ppm
  - BGG %
  - Comments
- Fluorescence
  - Depth
  - Direct
  - Cut
  - Show
  - Comments
- Losses

- Interval
- Phase
- Q tot (m3)
- Rate (m3/h)
- Total daily (m3)
- Total phase (m3)
- Cumulative
- Operation
- Operations Summary
- From 0:00 to 04:00
- Equipment out of order
  - Calibrations
  - Date
  - Working
  - Failure type
- Operators
  - Day
  - Night
  - Date in
  - Date out

Registro diario de mudlogging (daily activity chart):

- Column 1: Weight On Hook, Torque, Total RPM, Weight on Bit, ROP, Hook Height
- Column 2: Cement Pressure, Kill Pressure, Choke Pressure, Stand Pipe Pressure, Flow Out Paddle, Flow Pumps
- Column 3: Comments
- Column 4: Time
- Column 5: Temperature Out, Temperature In, Mud Density In, Sm Active Pits, Trip Tanks volume
- Gas chromatography results for each C1-Cn in ppg

Avance del Registro Compuesto (*Composite Log*):

- Log in 1:500 scale including:

- Dates
- Mud and drilling data
- Drilling parameters
- Resistivity
- Sonic
- Depth
- Other logs
- Cuttings lithology (%)
- Stratigraphy (Age and Formation)
- Interpreted lithology
- Descriptions
- Calcimetry (%)
- Gas out (ppm) (TG, C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5)
- Shows - qualitative (Oil, Natural fluorescence, Cut fluorescence)
- Remarks
- Geologists

## **ANEXO 7. REPORTE GEOLÓGICO DIARIO (DAILY GEOLOGICAL REPORT)**

El reporte geológico diario se admite en idioma Inglés. Se sugiere el siguiente contenido mínimo:

- Well name (operator and ANCAP well names)
- Date
- Midnight Depth
- Localisation (Country, Basin, Licence)
- Well type (Class, Environment, Type)
- Report Number
- Last Pressure Test
- Rig and Surface location (Rig name, Rotary table elevation, X(UTM), Y(UTM), Long, Lat, Datum)
- Main Target Coordinates (Main objective, Age, X(UTM), Y(UTM), Depth, Long, Lat, Datum)
- Last casing/liner shoe (Diameter, Depth)
- Costs (Planned cost, cum. Costs)
- Well History (On location date, contract date, spud date, final TD Date, Off location date)
- Contracts (Rig, Positioning, Mud Engineering, Mudlogging, DD/MWD/LWD, Wireline Logging, Testing, Cementing, Coring, Drill Bits, Cutting manag.)
- Start Depth
- Daily Progress
- Geologists
- Operation Summary
- 0:00 to 6:00h operations
- 6:00 status
- Program
- Mud Parameters (Mud Type, MW, ECD, Visc., O/W)
- Fluid Gain/ Loss (From, To, Type, Nature, Volume, Max Rate)
- Survey Summary Table
- Wireline Pressure Test Summary table
- Formation Tops (Actual, Delta, Prognosis)



- Lithology description table (from, to, main lithology, description, shows, ROP, Calci, Formation)
- Gas Peak Summary Table (Depth, Type, TG %, BGG %, C1 ppm, C2 ppm, C3 ppm, iC4 ppm, nC4 ppm, iC5 ppm, nC5 ppm, Oil Shows, Direct Fluo, H2S ppm, Remarks)
- Shows Description (Support, Top Depth, Bottom Depth, Shows, Intensity, Distrib., Colour, Cut Type, Cut Speed, Cut Colour, Description)
- LWD Logs (Bit Nb, Desc., Dates, Log, Interval, Bit Size, Remarks)
- Wireline Logging (Dates, Suite, Interval, Bit size, Comments)
- Mud Analysis (Depth, Purpose, Mud Type, ECD, MW, Visc., PV/YP, Filtrate, O/W ratio, Cl-, HGS Barite, Temp, Comments)
- Comments

## **ANEXO 8. REGISTRO LITOLÓGICO DIARIO (WELLSITE LITHOLOGY LOG)**

El registro litológico diario se admite en idioma Inglés. Se sugiere el siguiente contenido mínimo:

- Title (Well names, basin/block)
- General Well Data (Projection, Datum, Spheroid, Well head location coordinates, RTE, Drilling Rig, Top level, Final level, final depth driller, final depth logger, date on location, spud date, final depth date, date off location, duration)
- Location map
- Well results (formation, mMD, mTVDSS, fluid, Target X (m), Target Y (m), Deviation (deg), Departure (m), Azi (deg))
- Hole and Casing Data (mMD)
- Contractors (Rig, Mudlogging, Mud Engineering, LWD, Wireline, Coring, Cement, Testing)
- Well Structure (casing schematics)
- Well Profile View
- Well Plan View
- Events and Remarks (Dates, Depths, Events/Remarks)
- Geological Symbols (Shale, fine sand, conglomerate, etc)
- Qualifiers, Accessories and Fossils (Argillaceous, Silty, Sandy, etc)
- Technical Symbols (Top of liner, hard layer, perforations, etc)
- Log in 1:500 scale including:
  - o Dates
  - o Mud and drilling data
  - o Drilling parameters
  - o Resistivity
  - o Sonic
  - o Depth
  - o Cuttings lithology (%)
  - o Stratigraphy (Age and Formation)
  - o Interpreted lithology
  - o Descriptions

- Calcimetry (%)
- Gas out (ppm) (TG, C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5)
- Shows - qualitative (Oil, Natural fluorescence, Cut fluorescence)
- Remarks
- Geologists
- Bit summary table (BHA No, Bit No, Bit status, Make, Type, Size, TFA in2, Depth, Progress made, Rotating hours, Average ROP, Grading, Remarks)
- LOT / FIT results (Planned MD, Planned TVDSS, Planned EMW, Realized MD, Realized TVDSS, Realized EMW)
- LWD LOGS (Phase No, LWD Pass, Dates, LOG, Interval MD/RT, Bit Size, Remarks)
- Wireline Logging (Dates, Suite, Interval, Bit Size, Max BHT, Comments)
- Wireline Pressures (No, Depth, Hydro Press, Formation Pres, Mobility, Temp, Sample, Quality, Remarks)
- Conventional Core Results (No, Date, Core Top, Core Bottom, Core Barrel Length, Recovery, Efficiency, Remarks)
- Sidewall Core Results (No, Depth, Rec., Shows, Porosity, Calcimetry, Short Description)
- Gas Trap and Line Characteristics (Type, Location, Transit time, Remarks)
- Gas System Characteristics (Total Gas Equipment, Remarks/Status, Chromatograph Equipment, Cycle Time, Remarks/Status)
- Mud Analysis (Depth, Operation, Mud Type, ECD, MW, Viscosity, PV/YP, Filtrate, O/W, Cl-, Barite, Temperature, Comments)

## **ANEXO 9. REPORTE DE DESEMPEÑO HSE**

Para el período indicado de reporte, se deberá incluir como mínimo la siguiente información:

### Generalidades

Reuniones de seguridad (*Safety Meetings*)

Reuniones previas de coordinación de trabajos (*Toolbox Meetings*)

Simulacros de respuesta a contingencias ambientales

Simulacros de respuesta a emergencias (*Emergency Response Drills*)

Capacitación y entrenamiento en gestión ambiental

Entrenamiento en seguridad (*Safety Training*)

Reportes/Tarjetas de observaciones (*Report/Observation Cards*)

Auditorías e inspecciones de seguridad (*Safety audits and inspections*)

Auditorías de gestión ambiental

Reporte de indicadores ambientales (consumos de agua y energía, número de derrames, emisiones de gases efecto invernadero, volumen de residuos generados, etc.)

### Horas trabajadas

Número de personas involucrado en la operación (distinguiendo en el equipo de perforación y la del proyecto)

Horas hombre trabajadas (calculadas en base a un día de trabajo de 12 horas)

### Reporte de incidentes

Cuasi accidente (*Near Miss, NRM*)

Caso de primeros auxilios (*First Aid Case, FAC*)

Caso de tratamiento médico (*Medical Treatment Case, MTC*)

Caso de día de trabajo restringido (*Restricted Work Day Case, RWDC*)

Lesiones con tiempo perdido (*Lost Time Injury, LTI*)

Fatalidades (*Fatality, FAT*)

Evento de alto potencial (*High Potential event, HPI*)

Número de días perdidos (*Lost Work Day Cases, LWDC Days*)

Incidentes ambientales

### Otros

MEDEVACs

Operaciones de izaje

Permisos de trabajo emitidos (*Permit to Work, PTW*)

Análisis de Seguridad en el Trabajo realizados (AST)

Operaciones con helicóptero

Las definiciones se consideran según IOGP “*Safety data reporting user’s guide*” - Referencia [5].

Incidentes de Seguridad de Procesos:

Entre los incidentes reportados, indicar los de pérdida de contención que corresponden a TIER 1, 2 y 3 según API RP 754 (Referencia [6]). Para los TIER 1, indicar el puntaje de severidad asociado a cada incidente.

Reporte de indicadores:

Frecuencia de accidentes con días perdidos por millón de horas trabajadas.

Gravedad de accidentes con días perdidos por millón de horas trabajadas.

Cantidad total de incidentes de Seguridad de Procesos Nivel 1 (TIER 1) por 200.000 horas trabajadas.

Sumatoria de la puntuación de severidad de incidentes de Seguridad de Procesos Nivel 1 (TIER 1) por 200.000 horas trabajadas.

Cantidad de incidentes de Seguridad de Procesos Nivel 2 (TIER 2) por 200.000 horas trabajadas.

Porcentaje de cumplimiento del programa de capacitación en seguridad.

Porcentaje de cumplimiento del programa de inspecciones de seguridad.

Porcentaje de cumplimiento del programa de simulacros.

## **ANEXO 10. REPORTE FINAL DE LA PERFORACIÓN (END OF WELL REPORT)**

El Reporte Final de la Perforación se admite en idioma Inglés. Se sugiere el siguiente contenido mínimo:

- Well summary
  - o Well summary page
  - o Well summary data
  - o Rig data report
  - o Service Companies List and Evaluation
- Well Technical Architecture
  - o Final Well Architecture
  - o Final Well Abandonment Schematic
  - o WellHead Drawing / Elevation
- Activity Report Summary & Highlights
  - o Endo of Phase Debriefing Per Section
    - Phase Comments (from Wellview)
    - Phase Debriefing (From Rig Engineer)
  - o Well Activity History
  - o Bit Summary
  - o BHA Summary
- Performance, Cost and Timings
  - o Progress Curve
  - o Well Operation Timing
  - o AFE
  - o Final Technical Costs
  - o Phase Duration & NPT Graph
  - o Time Log Summary – Bar Graph
  - o Time Analysis Summary per Phase
- Well Position & Trajectory
  - o Final Well Positioning Sheet
  - o Final Surveys
- Trajectory Plot: Actual vs Plan
- BHA Schematic / Details

- Mud & Cement
  - o Mud Properties Graph
  - o Mud Phase Reports
  - o Cementing Reports
- Casing Tallies
  - o Casing Strings
  - o Casing Tallies
- Lithology & Acquisition
  - o Planned PPP charts
  - o FIT/LOT & LOGS Summary
  - o FIT/LOT Plots
  - o Lithology: Plan vs Actual
    - Prognosed vs Final Chart
    - Wellsite Final Lithology Log
  - o Electrical Logging Report
- Wait on Weather
  - o WOW Breakdown & Charts
- Daily Drilling Reports

El Reporte Final de la Perforación debe incluir como Anexos los reportes de Retorno de Experiencia (REX)<sup>6</sup> para cada una de las unidades operativas, por ejemplo incluyendo:

- operaciones logísticas
- operaciones marítimas
- operaciones de aviación
- operaciones de plantas e instalaciones vinculadas con la actividad
- operaciones portuarias
- respecto a cualquier otra operación

Dichos reportes deberán indicar las actividades realizadas, las lecciones aprendidas así como las conclusiones y recomendaciones.

---

<sup>6</sup> En el caso de no contar con los reportes de retorno de experiencia dentro del plazo de entrega del reporte final de la perforación, esto no deberá retrasar la entrega del reporte final de la perforación. Se admite la entrega de los REX posteriormente.

Asimismo se indicará cada uno de los subcontratistas involucrados señalando los aspectos positivos y negativos / a mejorar, en las distintas etapas de la operación (antes, durante y en desmovilización), con énfasis en los aspectos de seguridad, señalando también los cambios antes y después de instaurados los procedimientos propios de la actividad. En el **Anexo 12** se presenta un modelo de reporte REX.



## ANEXO 11. REPORTE GEOLÓGICO FINAL (GEOLOGICAL END OF WELL REPORT)

Contenido mínimo sugerido:

- Estadísticas
- Ubicación
- Objetivos iniciales
- Revisión de objetivos luego de la perforación
- Resumen litológico
- Correlaciones
- Indicaciones de hidrocarburos
- Coronas
- Muestras de pared (*sidewall*)
- Ensayos
- Perfil de lodo
- Estudios *wireline*
- Perfiles
- Extrapolaciones BHT
- Análisis de las muestras
- Evaluación de los datos geológicos
- Problemas de perforación relacionados a la geología
- Resumen y conclusiones

Se admite el idioma Inglés para este reporte, sugiriéndose la siguiente estructura para los mencionados contenidos:

- General Information
  - o Regional & Geological framework
  - o Well Objectives
  - o Reference Wells
  - o Well main results
  - o Well general data
- Drilling
  - o Drilling summary

- Well architecture
- Abandonment summary
- Deviation data
- Mudlogging
  - Mudlogging service description
  - Cuttings collection at rig site
  - Cutting processing and packaging
  - Mud gas sampling
  - Hydrocarbon shows
  - Mud gas chromatography data
- Mud Analysis
  - Mud summary
  - Mud losses / gain
  - Mud sampling
  - Mud properties
- MWD / LWD
  - Equipment mobilization
  - List of recorded logs
  - LWD failures
  - LWD Quality Control reports
- Wireline Logging
  - Equipment mobilization
  - List of recorded logs
  - Wireline logging failures
  - Wireline supervisión reports
- Formation pressure
  - LWD formation testing
  - Wireline formation testing
  - Fracturing pressures – FIT / LOT
  - Pore pressure: post drill interpretation versus prediction
- Formation fluid sampling
  - Wireline formation fluid sampling summary
  - Fluid sampling results
- Formation Temperature
  - Extrapolated temperatures
  - Calculated geothermal gradient

- Well seismic
- Geological results
  - Litho-stratigraphy summary
  - Prognosis versus actual stratigraphy
  - Conventional cores
  - Sidewall cores
  - Borehole imagery and dipmeter results
  - Data quality / Petrophysical evaluation
  - Post well analysis
    - Geochemistry
    - Fluid inclusions
- Conclusions and improvement suggestions
  - Well results versus well objectives
  - Positive feed-backs
  - Improvement suggestions
- Annexes
  - LWD quality control reports
  - Wireline log supervision reports
  - Wellsite litholog
  - Composite log (Anexo 8 – “Composite log” section)
  - Prognosis vs Final report (see Anexo 5)
  - Any other Mudlogging reports, logs and data:
    - Final Mudlogging report
    - Master Log
    - Drilling Log
    - Gas Log
    - Daily Activity Time Logs
    - Cutting Description
    - Drilling Depth data
    - Daily Mudlogging Reports
  - Others

## ANEXO 12. MODELO DE REPORTE REX

### Operación X

- Actividades realizadas, lecciones aprendidas, conclusiones y recomendaciones
- Suboperadores involucrados en esta operación
  - Antes de comenzar las operaciones
    - Operador A
      - Seguridad (comentarios respecto al manejo de la seguridad por parte del suboperador, estándares, entrenamiento, certificaciones, etc)
      - Positivo
      - Negativo / a mejorar
  - Durante las operaciones
    - Operador A
      - Seguridad
      - Positivo
      - Negativo / a mejorar
  - Durante la desmovilización
    - Operador A
      - Seguridad
      - Positivo
      - Negativo / a mejorar

**ANEXO 13. LISTA DE CHEQUEO DE COMUNICACIONES PARA OPERACIONES DE PERFORACIÓN**

		Entregado	Revisado	Aprobado	Punto	Comentarios
<b>INFORMACIÓN HSE</b>						
PREVIO	Documentos relativos a la solicitud de Autorización Ambiental				5.2.1	
	Plan de Contingencia ante derrames de Hidrocarburos (si corresponde)				5.2.2	
	Plan de Gestión de Seguridad				5.2.3	
DURANTE	Reporte semanal de desempeño HSE				5.2.9	
	Documentos e informes posteriores a la AAO				5.2.1	
POSTERIOR	Reporte Final de Desempeño HSE				5.2.12	
<b>INFORMACIÓN de INGENIERÍA Y GEOLOGÍA</b>						
PREVIO	Programa de Perforación				5.2.4	
	Programa Geológico				0	
DURANTE	Reportes Diarios de Perforación				5.2.6	
	Reportes Diarios de Control Geológico				5.2.7	
POSTERIOR	Reporte Final de la Perforación				5.2.10	
	Reporte Geológico Final				5.2.11	

## **ANEXO 14. EVALUACIÓN Y PLANIFICACIÓN RESPECTO A PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN (LCAP)**

Se define Pérdida de Circulación como la reducción o ausencia total de flujo de fluidos por el espacio anular cuando se bombea fluido a través de la sarta de perforación [7].

Esta reducción de flujo puede clasificarse como:

- Pérdidas menores (filtraciones): de 0 a 1.5 m<sup>3</sup>/h
- Pérdidas parciales: de 1.5 a 10 m<sup>3</sup>/h
- Pérdidas severas: mayores a 10 m<sup>3</sup>/h
- Pérdidas totales: No es posible mantener el nivel de fluido en superficie con la densidad de lodo deseada

Toda pérdida de circulación parcial, severa o total debe comunicarse tal como si se tratara de un Incidente de Alto Impacto (ver punto 0)

El operador deberá llevar a cabo un programa de evaluación y planificación respecto a pérdidas de circulación (LCAP por sus siglas en inglés). En este proceso se explorarán y evaluarán los problemas de pérdida de circulación que sean específicos para el proyecto de perforación a realizar y se realizará la vinculación con sistemas, servicios y productos existentes.

El proceso se centrará en los productos disponibles y hará uso de la información pertinente para crear planes y soluciones específicas para el proyecto en particular.

A través de esta metodología se previenen y minimizan los problemas por pérdida de circulación en vez de centrarse en la remediación luego de ocurrido el evento [8].

Se sugiere seguir una metodología similar a la presentada en [8] para la preparación del programa, incluyendo:

- Recopilación y procesamiento de todos los datos relacionados al proyecto y al problema:
  - Patrones de pérdida de circulación como parte de un análisis geológico, litológico y estratigráfico.
  - Gradientes de presión de formación y de fractura
  - Registros de pozos
  - Reportes de perforaciones
  - Análisis de eventos de pérdida de circulación en pozos vecinos
  - Análisis hidráulicos, caída de presión y simulaciones ECD/ESD

- Evaluación de costos históricos asociados a pérdidas de circulación
- Identificación de las formaciones potencialmente problemáticas respecto a pérdidas de circulación (tipo y ubicación) a través de los métodos disponibles. Específicamente para las perforaciones cuya sección superficial se encuentre en formaciones basálticas se recomienda la realización de:
  - Estudio geológico estructural y estratigráfico de detalle del área circundante al pozo e influencia en las posibles sistemas de fallas y de diaclasamiento en el basalto y la posibilidad de intercalación de capas de areniscas (*intertraps*).
  - Estudio geofísico a partir del SEV (sondeo eléctrico vertical) con procesamiento, interpretación de fracturas y pronóstico geológico estructural en los primeros 100 metros. Se presentara previo a la perforación inicial el referido informe geológico y geofísico, definiendo zonas y profundidad de las eventuales discontinuidades resistivas, ya sea por la eventual presencia de fallas con agua o capas y facies basálticas disgregadas (brechas, conglomerados, materiales arenosas o arcillosas porosas de diferente naturaleza estratigráfica).
- Desarrollo de medidas de prevención y guías específicas para cada formación problemática identificada.
- Identificación de los mejores tratamientos convencionales para pérdidas de circulación recomendando también los tratamientos especializados de contingencia incluyendo procedimientos operativos detallados. Dentro de este punto se indicarán los protocolos a seguir incluyendo los árboles de decisión respecto a los métodos de control de pérdidas de circulación y las comunicaciones a ANCAP y DINAMA.