



# Estudio de Impacto Ambiental para la perforación del pozo exploratorio EQN.MC.A.x-1 en CAN\_100

Anexo VIII – D.III Análisis de Escenarios de Derrame de Petróleo

Junio 2022

Proyecto No.: 0582679

## **Análisis de escenarios de Incidentes de Pérdida de Control de Pozo (LOWC) para Argerich-1**

### **– entradas para la evaluación del riesgo ambiental**

Kari Apneseth Gjerde, R&T FT SST TOS  
26 Enero 2021

#### **Resumen**

Esta nota presenta una evaluación cuantitativa del riesgo de Incidentes de Pérdida de Control de Pozo (LOWC por sus siglas en inglés, también llamado surgencia no controlada, reventón o blowout) relacionado con la perforación del pozo de exploración en aguas profundas, Argerich-1. La probabilidad de LOWC, los caudales y la duración se cuantifican para su aplicación en la evaluación del riesgo ambiental.

La probabilidad general de LWOC se considera  $1,24 \cdot 10^{-4}$ . Las tasas de los escenarios identificados oscilan entre 1300 y 24900 Sm<sup>3</sup>/d (metros cúbicos por día). La duración máxima de la descarga es de 28 días para la liberación superficial y de 84 días para la liberación del fondo marino.

#### **1 Introducción**

El propósito de esta nota es proporcionar información a la evaluación del riesgo ambiental con respecto a la probabilidad, las tasas y la duración de LWOC

La evaluación de las cifras de riesgo en esta nota se basa en:

1. Frecuencias de LWOC y liberación de pozos /1/ y /2/
2. Simulación de las tasas de LWOC /3/
3. Estimaciones y consideración del área de subsuelo en diálogo con el proyecto

#### **2 Información específica del pozo**

Se planea perforar el pozo el 2º trimestre del 2022. La ubicación del pozo se encuentra en el bloque de licencias CAN100, a unos 300 km de la costa del norte de Argentina en la cuenca del Colorado. La profundidad del agua en la ubicación es de 1535 m, el fluido esperado es aceite con GOR 155 Sm<sup>3</sup> / Sm<sup>3</sup>.

*Tabla 1: Información del reservorio, Argerich-1*

<b>Datos del reservorio</b>	<b>Unidad</b>	<b>reservorio 1</b>	<b>reservorio 2</b>
Tope del reservorio	m TVD MSL	2570	3334
Base del reservorio	m TVD MSL	2652	3354
Contacto del Gas con el Aceite (GOC)	m TVD MSL	No GOC en el pozo	No GOC en el pozo
Contacto del Agua con el Aceite (OWC)	m TVD MSL	2628	3548
Espesor Bruto del reservorio	m	54	20
Neto/Bruto	ratio	0.6	0.8
Yacimiento neto (por encima del contacto del agua con el aceite)	m	32	16
Porosidad	v/v	0.275	0.238

Permeabilidad <sup>1</sup>	mD	1200	700
Kv/kh	razón	1	1
STOIIP (P50)	MSm <sup>3</sup>	177.8	151.7
Presión en la parte alta del reservorio	bar	268	361
Presión en la parte baja del reservorio	bar	273	360
Temperatura en la parte superior del reservorio	°C	49.4	82.6
Longitud del reservorio a lo largo del pozo (X)	m	5000	5000
Ancho del reservorio a través del pozo (Y)	m	5000	5000
Posición X del pozo dentro del reservorio	m	2500	2500
Posición Y del pozo dentro del reservorio	m	2500	2500
Probabilidad de descubrimiento	%	19.9% (17.9% petróleo)	16.8% (11.9% petróleo)

Tabla 2: Datos de los fluidos, Argerich-1

Datos de los fluidos	Unidad	Fluido
Campo/pozo de referencia para las propiedades del fluido		
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO EN CONDICIONES ESTÁNDAR (1.013 bar, 15°C)</b>		
Densidad del aceite	kg/m <sup>3</sup>	870
Gravedad específica del gas	sg	0.8
Densidad del condensado	kg/m <sup>3</sup>	N/A
<b>PROPIEDADES DEL FLUIDO EN CONDICIONES INICIALES DEL YACIMIENTO</b>		
Tipo de fluido	gas/aceite/condensado	aceite
Densidad del gas	g/cc	N/A
Densidad de aceite / condensado	g/cc	724
Viscosidad del gas	cP	N/A
Viscosidad del aceite	cP	0.95
GOR / GCR (Single Flash)	Scf/BBL	870
Factor de volumen de formación aceite, Bo	Rm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>	1.39
Presión de punto de burbuja (Pbp)	bar	241
Viscosidad del aceite @ Pbp	cP	0.93
Factor de volumen de formación aceite, Bo @ Pbp	Rm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>	1.4
Factor de volumen de formación gaseoso, 1/Bg	Rm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>	276
Presión de punto de rocío (Pdp)	bar	N/A

### 3 Probabilidades y escenarios de incidentes de LWOC

Las frecuencias de LWOC encontradas en LRC /2/ son el comienzo de nuestra evaluación:

$$P(\text{LWOC, pozo de petróleo}) = 1,24 \cdot 10^{-4}$$

Se utilizará un buque de perforación para perforar el pozo y se posicionará dinámicamente. Sobre la base de la información de la Tabla 6.2 ref. /1/ y una evaluación general de diferentes escenarios y tipos de buques, se establece una distribución de probabilidad entre los escenarios de liberación de fondos marinos y superficies en 90 % y 10 % en orden de aparición. Esto da como resultado las siguientes probabilidades:

$$P(\text{LWOC con liberación en el fondo marino}) = 0,90 \cdot 1,24 \cdot 10^{-4} = 1,12 \cdot 10^{-4}$$

$$P(\text{LWOC con liberación en superficie}) = 0,10 \cdot 1,24 \cdot 10^{-4} = 1,24 \cdot 10^{-5}$$

#### 3.1 Escenarios de profundidad

Durante una operación de perforación, puede ocurrir LWOC si se penetra un reservorio mientras la presión del pozo está en desequilibrio con la presión del poro de la formación, y sigue una pérdida de control del pozo. Se definen tres escenarios diferentes para la perforación exploratoria:

##### 1) Penetración superior

Ingreso de fluidos y pérdida de control del pozo después de penetrar 5 m en el reservorio, generalmente debido a una presión del reservorio más alta de lo esperado.

##### 2) Perforación dentro del reservorio (Perforando adelante)

Ingreso de fluidos y pérdida de control del pozo después de penetrar la mitad de la profundidad de la zona de aceite del reservorio. Representa varias causas de desequilibrio mientras se perfora hacia adelante.

##### 3) Maniobras de tubería de perforación

Ingreso de fluidos y pérdida de control del pozo después de la penetración completa del reservorio, generalmente debido al swabado durante el viaje de tubería.

Según /4/, se recomiendan las siguientes probabilidades:

$$P(\text{Penetración superior} | \text{LWOC}) = 0,30$$

$$P(\text{Viaje de tubo} | \text{LWOC}) = 0,30$$

Dada la definición anterior de escenarios:

$$P(\text{Perforando adelante} | \text{LWOC}) = 1 - P(\text{Penetración superior o viaje} | \text{LWOC}) = 0,40$$

#### 3.2 Escenarios de ruta de flujo

La ruta de flujo anular solo se recomienda para un análisis básico, para un análisis más detallado de los escenarios de LWOC, se pueden aplicar los siguientes escenarios y probabilidades de la ruta de flujo para todas las profundidades, ref. /4/:

- Agujero abierto 10 %
- Anular 80 %
- Tubería de perforación 10 %

#### 3.3 Escenarios de restricción de flujo

Un número significativo de reventones registrados experimentaron diversos grados de restricciones, tales como:

1. BOP casi cerrado (ariete de tubería o ariete ciego / cizallamiento)

1. Sólidos que bloquean la sección del agujero abierto debido a la acumulación de arena o al colapso de la formación
1. Tubulares deformados, incluyendo tubo ascendente, BOP, cañerías de revestimiento o de perforación

Sobre la base de /4/ se recomienda una distribución del 60/40 % entre el flujo completo y el restringido. La restricción de flujo se modela como un disco circular en la parte superior de la boca del pozo con los siguientes tamaños de orificio:

- Agujero abierto 2"
- Anular 1,5"
- Tubería de perforación 1"

#### 4 Tasas de LWOC

Se han definido escenarios de LWOC y se ha ajustado la distribución de probabilidad del escenario en función de la información específica del pozo. Las tasas de LWOC y las probabilidades de escenario combinadas describen una imagen de riesgo específica del pozo.

Las tasas de LWOC han sido calculadas por el proyecto. Los escenarios simulados incluyen:

*Tabla 3: Tasas simuladas de LWOC*

Escenarios de profundidad	Ruta de flujo	Estatus del BOP	Superficie (Sm3/d)	Fondo Marino (Sm3/d)
Penetración en la parte superior del reservorio (5 m en el reservorio)	Agujero Abierto	Abierto	8 924	1958
		Restringido (2")	6 394	1893
	Anular	Abierto	8 525	1915
		Restringido (1.5")	2 666	1741
	Cañería de perforación	Abierto	3 399	1720
		Restringido (1")	1 449	1314
Continuando con la Perforación (50 % de reservorio penetrado)	Agujero Abierto	Abierto	18 014	4177
		Restringido (2")	9 657	3664
	Anular	Abierto	16 967	4035
		Restringido (1.5")	3 402	3000
	Cañería de perforación	Abierto	4 175	2878
		Restringido (1")	1 626	1759
Maniobra con la tubería de perforación (100 % reservorio penetrado)	Agujero Abierto	Abierto	24 901	5984
		Restringido (2")	11 187	4764
	Anular	Abierto	22 888	5717
		Restringido (1.5")	3 684	3589
	Cañería de perforación	Abierto	4 443	3416
		Restringido (1")	1 685	1922

*Tabla 4: Tipos ponderados, método básico*

Escenarios de profundidad	Prob	Estatus del BOP	Prob	Riesgo total	Gastos (Sm3/d)		Gastos Ponderados	
					Superficie	Fondo Marino	Superficie	Fondo Marino
Penetración en la parte superior del reservorio	30 %	Abierto	60 %	18 %	8525	1915	1535	345
		Restringido	40 %	12 %	2666	1741	320	209
Continuando con La perforación	40 %	Abierto	60 %	24 %	16967	4035	4072	969
		Restringido	40 %	16 %	3402	3000	544	480
Maniobra con la tubería de perforación	30 %	Abierto	60 %	18 %	22888	5717	4120	1029
		Restringido	40 %	12 %	3684	3589	442	431
				100 %	Tasas Ponderadas		11033	3462

Table 5: Gastos Ponderados, Método detallado

Escenarios de profundidad	Pro b	Ruta de flujo	Pro b	Estatus del BOP	Pro b	Riesgo Total	Gastos (\$m3/d)		Riesgos Ponderados	
							Superfici e	Fondo Marino	Superfici e	Fondo Marino
Penetrando en la parte superior del reservorio	30 %	OH	10 %	Abierto	60 %	1,80 %	8924	1958	161	35
				Restringido	40 %	1,20 %	6394	1893	77	23
		ANL	80 %	Abierto	60 %	14,40 %	8525	1915	1228	276
				Restringido	40 %	9,60 %	2666	1741	256	167
		DP	10 %	Abierto	60 %	1,80 %	3399	1720	61	31
				Restringido	40 %	1,20 %	1449	1314	17	16
Continuando Con la perforación	40 %	OH	10 %	Abierto	60 %	2,40 %	18014	4177	432	100
				Restringido	40 %	1,60 %	9657	3664	155	59
		ANL	80 %	Abierto	60 %	19,20 %	16967	4035	3258	775
				Restringido	40 %	12,80 %	3402	3000	435	384
		DP	10 %	Abierto	60 %	2,40 %	4175	2878	100	69
				Restringido	40 %	1,60 %	1626	1759	26	28
Maniobra con la tubería de perforación	30 %	OH	10 %	Abierto	60 %	1,80 %	24901	5984	448	108
				Restringido	40 %	1,20 %	11187	4764	134	57
		ANL	80 %	Abierto	60 %	14,40 %	22888	5717	3296	823
				Restringido	40 %	9,60 %	3684	3589	354	345
		DP	10 %	Abierto	60 %	1,80 %	4443	3416	80	61
				Restringido	40 %	1,20 %	1685	1922	20	23
100 %						Gastos Ponderados		10538	3380	



## 5 Duración del LWOC

Un LWOC se puede detener mediante:

1. Medidas activas de la plataforma
2. Colapso del pozo y/o material rocoso taponando el pozo (puente)
3. Características del fluido alteradas por el ingreso de agua o gas durante el LWOC
4. Instalación de "Capping Stack" (Cúpula de Sellado Submarina) sobre el pozo fluyente
5. Perforación de uno o más pozos de alivio

La distribución de probabilidad de duración de un posible LWOC se deriva mediante el enfoque utilizado en /2/. No se ha intentado una consideración específica de la operación de medidas activas o probabilidad de puente. No se considera el efecto de la entrada de agua / gas, ya que esto requeriría información más detallada del reservorio y resultaría en un flujo menor (más restringido).

Los datos específicos del pozo, la probabilidad y la duración de tapar con éxito el pozo y el tiempo para perforar un pozo de alivio se presentan en los subcapítulos a continuación. Una suposición en este análisis es que un pozo de alivio es suficiente para matar el pozo.

### 5.1 Instalación del Capping Stack

Sobre la base de la información proporcionada por el proyecto, la probabilidad de detener con éxito el LWOC mediante el capping stack es del 49 %. Dado que la profundidad del agua es de 1500 m, solo es posible la instalación vertical. El tiempo que tomaría la instalación del capping stack vertical para el pozo Argerich-1 es:

*Tabla 6: Tiempo para tapar y contener el pozo, instalación vertical del capping stack*

Actividad	Descripción	Duración		
		Min	Media	Max
1. Decisión	Tiempo perdido antes de que comience la movilización	1 día		
2. Movilización	Configuración de equipos y recursos, transporte de piezas y personal, listos para su despliegue desde tierra	8	10	14
3. Despliegue	Tiempo para desplegar el equipo en el sitio y prepararse para la operación (por lo general, 1-3 días)	4	5	6
4. Tiempo adicional para la limpieza de escombros	Tiempo adicional necesario para la limpieza de escombros (tubería, elementos de la plataforma, etc.) más allá del momento de la decisión, movilización y despliegue (desconexión de LMRP exitosa). Consulte el cuadro de orientación a continuación.	2 días		
		P (tiempo adicional) = 2 %		
5. Instalación de la cúpula	Bajar el equipo a la cabeza del pozo of BOP (dependiendo de las condiciones ambientales en el área del pozo).			
	5a. Bajar el conjunto del buque a la cabeza del pozo	12	16	24
	5b. Conexión	1 hr		2 hrs
	5c. Cerrar el pozo	8 hrs		
6. Retrasos operativos	Retrasos durante toda la operación, no cubiertos por los factores anteriores, por ejemplo, relacionados con la movilización, el clima, la disponibilidad de buques, fallas del ROV, fallas operativas (comunicación, operaciones simultáneas) P (retrasos en verano) = 1 % P (retrasos en invierno) = 10 % Se aplican consideraciones locales	2 días	3	5

(LMRP: Conjunto marino inferior del tubo ascendente)

El tiempo esperado para tapar y contener un LWOC es de 18 días.



## 5.2 Perforación de un pozo de alivio

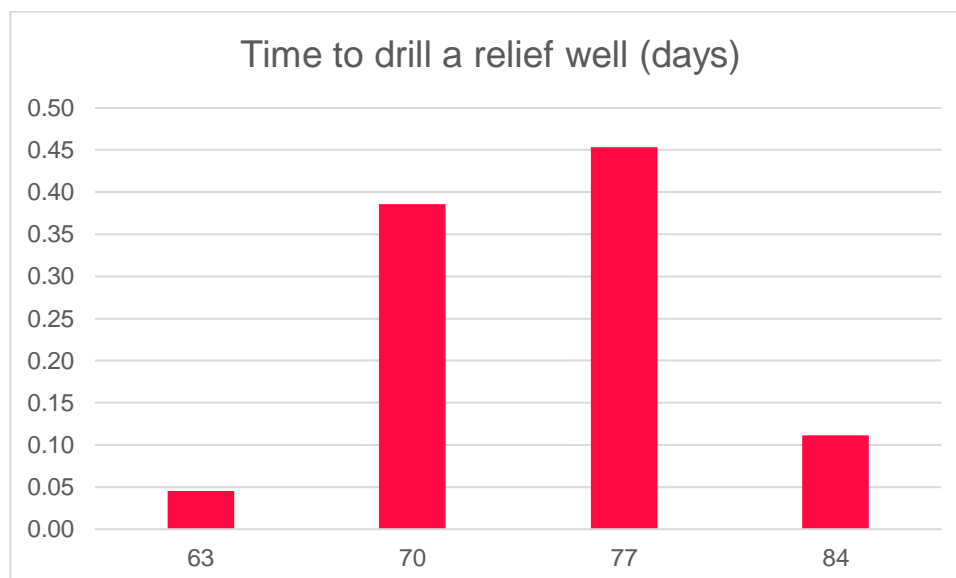
El tiempo requerido para perforar un pozo de alivio y matar el LWOC es evaluado para el proyecto entre 50 y 95 días.

*Tabla 7: Tiempo para perforar un pozo de alivio*

	Min	Mas probable	Max
1) Decisión de movilizarse	1	1	2
2) Movilización de plataforma, transferencia, ubicación, suministro de equipos y preparativos	10	15	21
3) Perforación hasta la profundidad específica	31	39	47
4) Guiado geomagnético hacia el pozo*	7	12	20
5) Matado del pozo*	1	2	5

\* Los números relacionados con estas operaciones se consideran razonables y se utilizan como predeterminados en función de la consulta de expertos.

Se realiza una simulación de Monte Carlo para producir una distribución de la duración, a partir de los datos específicos del pozo, de la perforación de un pozo de alivio. El tiempo esperado encontrado es de 71 días. Una distribución de probabilidad se presenta en la Figura 1.



*Figura 1: Distribución de la duración del "Tiempo para perforar un pozo de alivio"*

### 5.3 Duración calculada del LWOC

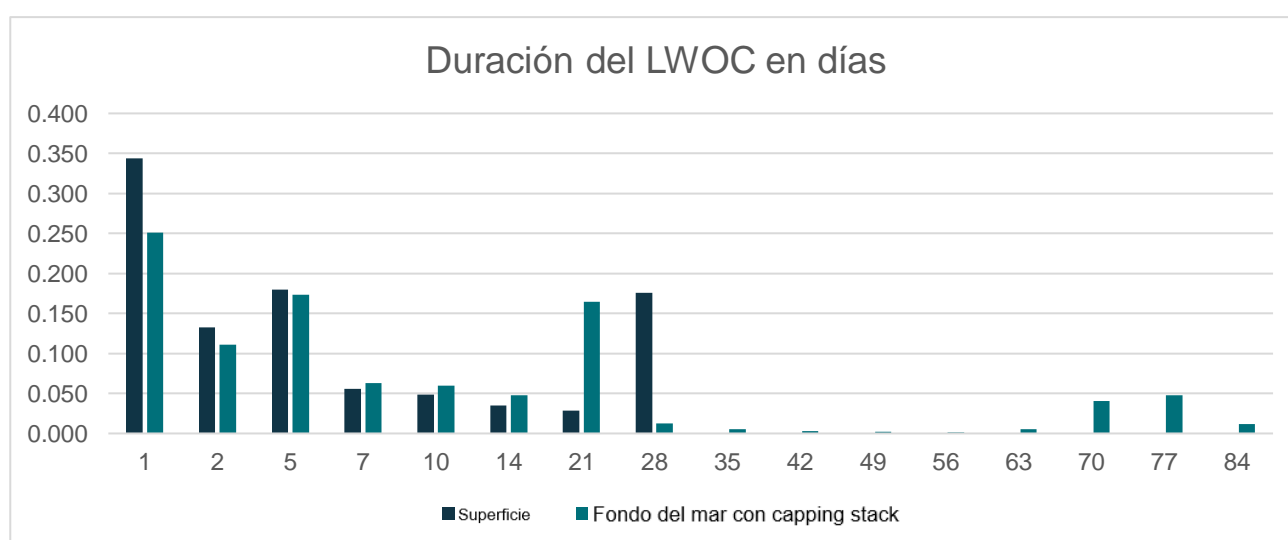
La distribución de probabilidad en la Tabla 6 se construye mediante una combinación de los datos específicos del pozo, de la instalación del capping stack y la perforación del pozo de alivio junto con las probabilidades de que una el LWOC termine por los mecanismos de tapado y puente.

Un supuesto importante en el análisis de la duración del LWOC es que los escenarios de LWOC superficial tienen una duración máxima de 28 días. En caso de un LWOC de un pozo perforado por una plataforma DP, la tripulación intentará tapar el LWOC a bordo de la plataforma o desconectar el LMRP y alejarse de la ubicación, o abandonar la plataforma, lo que resultará en un incendio / explosión o una situación de deriva. De cualquier manera, se supone que la liberación superficial termina dentro de los 28 días, y el LWOC continuará como liberación del fondo marino. Tabla 8: Distribución de probabilidad para que un estallido termine en función del tiempo (días)

*Tabla 9: Distribución de probabilidad para que un estallido termine en función del tiempo (días)*

Duración (días)	LWOC superficial	LWOC en fondo de pozo	Duración (días)	LWOC superficial	LWOC en fondo de pozo
1	0,344	0,251	35	0,000	0,006
2	0,133	0,111	42	0,000	0,003
5	0,180	0,173	49	0,000	0,002
7	0,056	0,063	56	0,000	0,001
10	0,048	0,060	63	0,000	0,006
14	0,035	0,047	70	0,000	0,041
21	0,028	0,165	77	0,000	0,048
28	0,176	0,012	84	0,000	0,012

Sobre la base de la Tabla 6, se sugiere que la duración máxima de la LWOC sea de 28 días para la liberación superficial y de 84 días para la liberación del fondo marino.



*Figura 2: Duración del LWOC descrita por distribuciones de probabilidad*

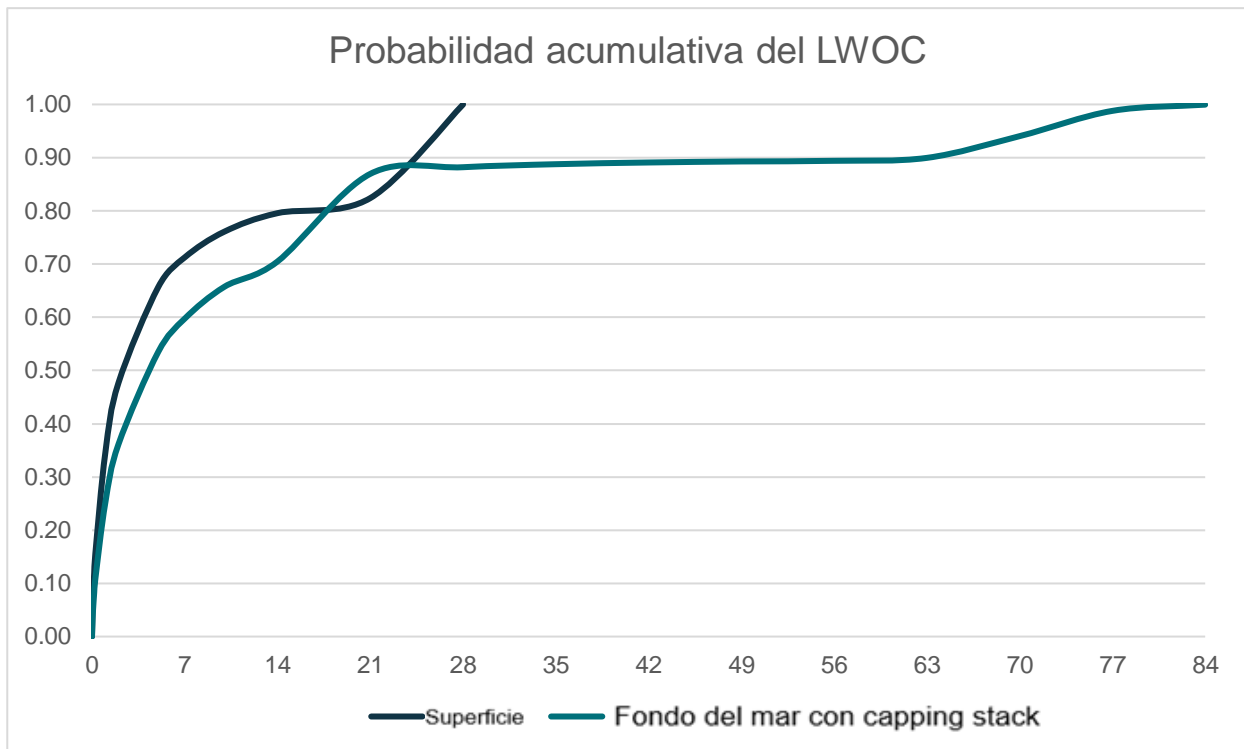


Figura 3: Duración del LWOC descrita por distribuciones acumulativas

## **6 Referencias**

- /1/ SINTEF, Características y frecuencias de reventones y liberación de pozos, 2019
- /2/ Lloyds Register Consulting, "Frecuencias de LWOC y liberación de pozos basadas en la base de datos de reventones costa afuera de SINTEF, 2019"
- /3/ Lineamiento GL0498 "Escenario de LWOC como insumo para el análisis de riesgos ambientales", Borrador 21.01.2021



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
Las Malvinas son argentinas

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Documentación personal**

**Número:**

**Referencia:** Documentación Complementaria

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 12 pagina/s.