SEKCJA 1

PROFIL

Informacje dotyczące państwa członkowskiego i organu składającego sprawozdanie

a) państwo członkowskie: **Rzeczpospolita Polska**

b) okres sprawozdawczy: **1.01.2019-31.12.2019**

c) właściwy organ: **Prezes Wyższego Urzędu Górniczego**

d) wyznaczony organ składający sprawozdanie: **Prezes Wyższego Urzędu Górniczego**

e) dane kontaktowe: numer telefonu: **+48 32 736 17 62,** e-mail: gg@wug.gov.pl

SEKCJA 2

INSTALACJE

2.1. **Instalacje stacjonarne:** Proszę przedstawić wykaz instalacji prowadzących działalność związaną ze złożami ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarach morskich (w dniu pierwszego stycznia roku sprawozdawczego), z uwzględnieniem informacji dotyczących ich rodzaju (stacjonarne i obsadzane załogą stacjonarne zazwyczaj bezzałogowe, pływające jednostki produkcyjne, stacjonarne nieprodukcyjne), roku powstania i lokalizacji:

Tabela 2.1

Instalacje objęte jurysdykcją w dniu 1 stycznia okresu sprawozdawczego

Nazwa lub nr identyfikacyjny	**Rodzaj instalacji, tj.** instalacja stacjonarna obsadzana załogą (FMI); instalacja (stacjonarna) zazwyczaj bezzałogowa (NUI); pływająca jednostka produkcyjna (FPI) instalacja stacjonarna nieprodukcyjna (FNP)	**Rok powstania instalacji**	**Rodzaj płynu, tj.** ropa; gaz; skroplina; ropa/gaz; ropa/skroplina	**Liczba złóż**	**Współrzędne geograficzne** *(długość-szerokość)*
Baltic Beta	FMI	1994	ropa/gaz	1	φ = 55° 28,9' N λ = 18° 10,9' E
PG-1	NUI	2000	ropa/gaz	1	φ = 55° 27,4' N λ = 18° 09,4' E
LOTOS PETROBALTIC	FMI	2014	ropa/gaz	1	φ = 55° 24' 1,24" N λ = 18° 43' 19,36" E

2.2. **Zmiany, jakie zaszły od poprzedniego roku sprawozdawczego**

a) **Nowe instalacje stacjonarne:** Proszę wymienić nowe instalacje stacjonarne, których eksploatację rozpoczęto w ciągu okresu sprawozdawczego:

Platforma Lotos Petrobaltic została przerobiona tymczasowo na eksploatacyjną platformę stacjonarną.

Tabela 2.2. a.

Nowe instalacje stacjonarne, których eksploatację rozpoczęto w ciągu okresu sprawozdawczego

Nazwa Lub nr identyfi-kacyjny	**Rodzaj instalacji** instalacja stacjonarna obsadzana załogą (FMI); instalacja (stacjonarna) zazwyczaj bezzałogowa (NUI); pływająca jednostka produkcyjna (FPI) instalacja stacjonarna nieprodukcyjna (FNP)	**Rok powstania instalacji**	**Rodzaj płynu, tj.** ropa; gaz; skroplina; ropa/gaz; ropa/skroplina	**Liczba złóż**	**Współrzędne geograficzne** *(długość-szerokość)*

b) **Instalacje stacjonarne wycofane z eksploatacji:** Proszę wymienić instalacje prowadzące działalność związaną ze złożami ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarach morskich, które zostały wycofane z eksploatacji w ciągu okresu sprawozdawczego:

Tabela 2.2.b.

Instalacje, które przestały być eksploatowane w ciągu okresu sprawozdawczego

Nazwa lub nr identyfikacyjny	**Rodzaj instalacji, tj.** *instalacja stacjonarna obsadzana załogą; instalacja stacjonarna zazwyczaj nie obsadzana; pływająca jednostka produkcyjna; instalacja stacjonarna nieprodukcyjna*	**Rok powstania instalacji**	**Współrzędne geograficzne** *(długość-szerokość)*	**Tymczasowa /stała**

2.3. **Instalacje ruchome:** Proszę wymienić instalacje ruchome prowadzące działalność w ciągu okresu sprawozdawczego (ruchome platformy wiertnicze i inne instalacje nieprodukcyjne):

Tabela 2.3

Instalacje Ruchome

Nazwa lub nr identyfikacyjny	**Rodzaj instalacji, tj.** ruchoma platforma wiertnicza; inna nieprodukcyjna instalacja ruchoma	**Rok powstania instalacji**	**Liczba złóż**	**Obszar geograficzny, na którym prowadzona jest działalność** (np. *południowe Morze Północne, północny Adriatyk);* **i czas trwania**			
				obszar 1	**czas trwania** *(miesiące)*	**obszar 2**	**czas trwania** *(miesiące)*
PETROBALTIC	produkcyjna instalacja ruchoma	1980	1	Morze Bałtyckie	4		
Petro GIANT	ruchoma platforma wiertnicza	2019	1	Morze Bałtyckie	1		

2.4. Informacje do celów normalizacji ([1]) danych. Proszę podać łączną faktyczną liczbę godzin roboczych na obszarze morskim oraz łączną produkcję w okresie sprawozdawczym:

a) łączna faktyczna liczba godzin roboczych na obszarze morskim dla wszystkich instalacji:

33 634

b) łączna produkcja, w kTOE: 215,177

produkcja ropy *(określić jednostki): 196,447 tys ton*

produkcja gazu *(określić jednostki): 23,11 mln Nm³ tj.18,73 tys. toe*

([1]) Do celów niniejszego rozporządzenia wykonawczego normalizacja oznacza transformację zastosowaną w sposób jednorodny do każdego elementu zbioru danych, tak aby ten zbiór odznaczał się pewną szczególną cechą statystyczną. Na przykład liczbę zgłoszonych zdarzeń (tj. utrata kontroli nad odwiertem) można znormalizować, dzieląc każdą z nich przz łączną liczbę odwiertów w danym państwie członkowskim.

SEKCJA 3

FUNKCJE I RAMY REGULACYJNE

3.1. Kontrole

Liczba kontroli przeprowadzonych na obszarze morskim w okresie sprawozdawczym.

Liczba kontroli przeprowadzonych na obszarze morskim	Osobodni spędzone na terenie instalacji (nie uwzględniając czasu podróży)	Liczba instalacji poddanych inspekcjom
4	**8**	**4**

3.2. Dochodzenia

Liczba i rodzaj dochodzeń przeprowadzonych na obszarze morskim w okresie sprawozdawczym:

a) poważne awarie: — **0**

(zgodnie z art. 26 dyrektywy 2013/30/UE): —

b) względy bezpieczeństwa i środowiskowe: — **0**

(zgodnie z art. 22 dyrektywy 2013/30/UE): —

3.3. Działania w zakresie egzekwowania przepisów

Główne działania związane z egzekwowaniem przepisów, lub kar, podjęte w okresie sprawozdawczym zgodnie z art. 18 dyrektywy 2013/30/UE:

Nie podjęto

Sekcja opisowa:

3.4. Istotne zmiany ram regulacyjnych dotyczących obszarów morskich

Proszę opisać istotne zmiany ram regulacyjnych dotyczących obszarów morskich w okresie sprawozdawczym.

Brak istotnych zmian regulacyjnych.

(Proszę zawrzeć np. przyczyny, opis, spodziewane rezultaty, odniesienia)

SEKCJA 4

DANE DOTYCZĄCE ZDARZEŃ I WYNIKI DZIAŁALNOŚCI NA OBSZARZE MORSKIM

4.1. Dane dotyczące zdarzeń

Liczba zdarzeń objętych obowiązkiem sprawozdawczym na podstawie załącznika IX: —

z których za poważne awarie uznano: — **0**

4.2. Kategorie zdarzeń wymienione w załączniku IX

Kategorie wymienione w załączniku IX	Liczba zdarzeń	Znormalizowana liczba zdarzeń
a) **nieplanowane wycieki**	0	
wycieki ropy naftowej/gazu ziemnego, które uległy zapłonowi - pożary	0	
wycieki ropy naftowej/gazu ziemnego, które uległy zapłonowi - wybuchy	0	
wycieki gazu, które nie uległy zapłonowi	0	
wycieki ropy, które nie uległy zapłonowi	0	
wycieki substancji niebezpiecznej	0	
b) **utrata kontroli nad odwiertem**	0	
Blowouts	0	
Activation of BOP / diverter system	0	
Failure of a well barrier	0	
c) **awaria elementu kluczowego dla bezpieczeństwa i środowiska**	0	
d) **utrata integralności konstrukcyjnej**	0	
Loss of structural integrity	0	
Loss of stability/buoyancy	0	
Loss of station keeping	0	
e) **kolizja statku**	0	
f) **wypadki helikopterów**	0	
g) **wypadki śmiertelne (*)**	0	
h) **wszelkie poważne obrażenia doznane przez 5 lub więcej osób w jednym wypadku (*)**	0	
i) **wszelkie przypadki ewakuacji personelu**	0	
j) **incydenty środowiskowe**	0	
(*) Tylko jeśli powiązane z poważną awarią.		

4.3. Łączna liczba wypadków śmiertelnych i obrażeń (**)

	Liczba	Wartość znormalizowana
Całkowita liczba wypadków śmiertelnych	0	
Całkowita liczba poważnych obrażeń	0	
Całkowita liczba obrażeń	0	
(**) Całkowita liczba zgłoszona zgodnie z dyrektywą 92/91 EWG.		

4.4. Awarie elementów kluczowych dla bezpieczeństwa i środowiska

Element kluczowy dla bezpieczeństwa i środowiska	**Liczba uszkodzeń związanych z poważnymi awariami**
a) systemy integralności konstrukcyjnej	0
b) systemy izolujące	0
c) systemy kontroli zapłonu	0
d) systemy wykrywania	0
e) systemy do zrzutu ciśnienia izolujące proces	0
f) systemy ochrony przeciwpożarowej	0
g) urządzenia wyłączeniowe	0
h) pomoce nawigacyjne	0
i) maszyny wirnikowe - zasilanie	0
j) sprzęt ewakuacyjny i ratowniczy	0
k) systemy komunikacji	0
l) inne	0

4.5. Bezpośrednie i pośrednie przyczyny poważnych awarii

Przyczyny	Liczba zdarzeń	Przyczyny	Liczba zdarzeń
a) przyczyny związane z urządzeniami	0	**c) błędy proceduralne/organizacyjne**	0
uszkodzenie związane z konstrukcją	0	*niewłaściwa ocena zagrożenia/niewłaściwe postrzeganie zagrożenia*	0
korozja wewnętrzna	0	*niewłaściwe instrukcje/niewłaściwa procedura*	0
korozja zewnętrzna	0	*brak zgodności z procedurą*	0
uszkodzenie mechaniczne z uwagi na zmęczenie materiału	0	*brak zgodności z pozwoleniem na pracę*	0
uszkodzenie mechaniczne z uwagi na zużycie	0	*błąd w komunikacji*	0
uszkodzenie mechaniczne z uwagi na wadę materiałową	0	*brak kompetencji personelu*	0
uszkodzenie mechaniczne (statku/helikoptera)	0	*niewystarczający nadzór*	0
awaria instrumentu	0	*nieodpowiedni nadzór nad bezpieczeństwem*	0
awaria systemu kontroli	0	*inne*	0
inne	0		
b) błąd ludzki - błąd operacyjny	0	**d) przyczyny związane z warunkami pogodowymi**	0
błąd operacyjny	0	*wiatr przekraczający wartości graniczne konstrukcji*	0
błąd konserwacyjny	0	*fale przekraczające wartości graniczne konstrukcji*	0
błędnie przeprowadzone próby	0	*nadmiernie ograniczona widoczność przekraczająca wartości graniczne konstrukcji*	0
błędnie przeprowadzona kontrola	0	*obecność lodu/gór lodowych*	0
błąd w konstrukcji	0	*inne*	0
inne	0		

4.6. **Jakie są najważniejsze wnioski wyciągnięte ze zdarzenia, którymi warto jest się podzielić?**

Sekcja opisowa

KONIEC SPRAWOZDANIA

PREZES
WYŻSZEGO URZĘDU GÓRNICZEGO
dr inż. Adam MIREK