

# **Zagrożenia wynikające z eksploatacji złóż ropy naftowej w szelfie Morza Bałtyckiego**

**Przedsiębiorstwo Usługowe „OIKOS” Spółka z o. o.  
80-306 Gdańsk, ul. Polanki 59/1  
listopad 2010**

# **Zagrożenia wynikające z eksploatacji złóż ropy naftowej w szelfie Morza Bałtyckiego**

**Kierownik tematu:**

**mgr inż. Marek Małaczyński.**

**biegły Wojewody Pomorskiego 022/00  
w zakresie ocen oddziaływania na  
środowisko**

**ekspert z listy Komendanta Głównego  
PSP w zakresie ratownictwa  
ekologicznego i chemicznego**

**Wykonawcy:**

**mgr inż. Marek Małaczyński**

**inż. Jerzy Czarnecki**

**Przedsiębiorstwo Usługowe „OIKOS” Spółka z o. o.  
80-306 Gdańsk, ul. Polanki 59/1  
listopad 2010**

## Spis treści

<b>Wprowadzenie .....</b>	<b>5</b>
<b>1. Lokalizacja miejsc oraz opis technologii wydobycia i transportu ropy naftowej na Bałtyku .....</b>	<b>5</b>
1.1. Charakterystyka geologiczna Bałtyku południowego .....	5
1.2. Lokalizacja eksploatowanych złóż ropy naftowej, opis technologii jej wydobycia i transportu.....	6
<b>2. Charakterystyka sposobu eksploatacji złóż ropy naftowej na przykładzie „Petrobaltic” S.A. ....</b>	<b>7</b>
2.1. Opis platformy wiertniczej .....	7
2.2. Prace poszukiwawcze .....	8
2.2.1. Sejsmika refleksyjna .....	8
2.2.2. Sejsmika otworowa .....	9
2.3. Wykonywanie otworów badawczych i eksploatacyjnych.....	9
2.4. Eksploatacja złoża .....	10
<b>3. Stosowane zabezpieczenia techniczne przed eksploatacyjnym i awaryjnym przedostaniem się ropy naftowej do środowiska morskiego z uwzględnieniem charakterystyki geologicznej złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na szelfie.....</b>	<b>11</b>
3.1. Uwagi wstępne .....	11
3.2. Zabezpieczenia przeciwerupcyjne.....	12
3.2.1. Zabezpieczenia napowierzchniowe.....	13
3.2.2. Inne urządzenia zabezpieczające przed erupcją .....	13
3.2.3. Bierne zabezpieczenia środowiska morskiego .....	14
<b>4. Rodzaje zagrożeń związanych z eksploatacją złoża naftowego zlokalizowanego na szelfie .....</b>	<b>15</b>
4.1. Zagrożenie erupcyjnym wyciekem ropy naftowej .....	15
4.2. Zagrożenie średnim wyciekem ropy naftowej .....	18
4.3. Zagrożenie małym wyciekem ropy naftowej .....	19
4.4. Zagrożenie wyciekem gazoliny.....	19
4.5. Zagrożenie dla atmosfery .....	19
4.6. Zagrożenie falami sejsmicznymi.....	20
<b>5. Potencjalny zasięg oddziaływania awaryjnych skażeń środowiska morskiego w związku z eksploatacją złóż naftowych .....</b>	<b>20</b>
5.1. Zjawiska fizykochemiczne wpływające na zasięg rozprzestrzeniania się rozlewu ropy naftowej na morzu.....	20
5.2. Zasięg oddziaływania w zależności od fazy prac.....	22
5.2.1. Prace poszukiwawcze metodami sejsmicznymi.....	22
5.2.2. Prace badawcze metodami wiertniczymi .....	22
5.2.3. Eksploatacja złoża .....	23
<b>6. Wnioski.....</b>	<b>24</b>

## **Rysunki**

- Rysunek 1.** Lokalizacja obszarów wydobywania ropy naftowej oraz usytuowanie platform eksploatacyjnych w polskiej i rosyjskiej (Obwód Kaliningradzki) wyłącznych strefach ekonomicznych
- Rysunek 2.** Lokalizacja złóż ropy naftowej i gazu ziemnego, obszarów objętych koncesjami oraz platform eksploatacyjnych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej
- Rysunek 3.** Lokalizacja rosyjskiej platformy eksploatacyjnej D-6 na obszarze złoża ropy naftowej Krawcowojskoje należące do Obwodu Kaliningradzkiego
- Rysunek 4.** Ideowy schemat budowy platformy badawczej lub eksploatacyjnej (widok z boku)
- Rysunek 5.** Schemat pokładu głównego platformy badawczej lub eksploatacyjnej
- Rysunek 6.** Schemat budowy bezzałogowej platformy wydobywczej
- Rysunek 7.** Schemat ideowy eksploatacji złoża roponośnego (wersja ze spalaniem gazu ziemnego)
- Rysunek 8.** Schemat eksploatacji złoża roponośnego (wersja z transportem gazoliny między platformami oraz z jej przesyłaniem na ląd)
- Rysunek 9.** Rozprzestrzenianie się skażenia wód morza wewnętrznego po rozlewie oleju napędowego w ilości 7500 m<sup>3</sup> z rafinerii „Mizushima” w Japonii

# **Wprowadzenie**

Ekspertyza została wykonana przez Przedsiębiorstwo Usługowe „OIKOS” Sp. z o.o. z siedzibą w Gdańsku („Wykonawca”), działające na zlecenie Głównego Inspektoratu Ochrony Środowiska z siedzibą w Warszawie, w ramach umowy nr 2/DPPA/2010 z dnia 11 sierpnia 2010 r.

Przedstawiona charakterystyka zagrożeń dla środowiska morskiego Bałtyku wynika ze sposobu eksploatacji złóż ropy naftowej i obejmuje trzy główne rodzaje działań, związanych ze sobą integralnie. Przedstawiona w niniejszej ekspertyzie wiedza i oceny skali zagrożenia wynikają z dwudziestoletnich doświadczeń P.U. OIKOS Sp. z o.o. opartych o liczne prace, dokumentacje, opinie i ekspertyzy dotyczące eksploatacji podmorskich złóż ropy naftowej i gazu w obszarze Południowego Bałtyku. Źródła te są zarchiwizowane w P.U. OKOS Sp. z o.o. i mogą być udostępnione, po uzgodnieniu z firmami, które zamawiały ich opracowanie.

## **1. Lokalizacja miejsc oraz opis technologii wydobycia i transportu ropy naftowej na Bałtyku**

### **1.1. Charakterystyka geologiczna Bałtyku południowego**

Morze Bałtyckie jest typowym morzem wewnętrznym, którego budowa geologiczna jest przedłużeniem skorupy kontynentalnej, co pozwala odróżnić je od mórz szelfowych, które zalewają obrzeża brył kontynentalnych, przy czym geologiczna struktura ich dna jest odmienna od kontynentu z którym morze graniczy. Z tego powodu w większości opracowań geologicznych w odniesieniu do dna Bałtyku nazwa szelf nie jest stosowana. Niezależnie od powyższego, formalnego rozróżnienia, dla potrzeb niniejszego opracowania przyjęto, że określenie „szelf” oznacza znajdujące się pod powierzchnią morza przedłużenie struktur geologicznych Niemiec, Polski, Rosji i Litwy.

Południowy Bałtyk objęty jest obszarem prekambryjskiej platformy wschodnio europejskiej. Obszar ten zbudowany jest z bardzo zróżnicowanych skał, zarówno pod względem litologicznym jak i wieku geologicznego. W bardzo dużym uproszczeniu można przyjąć, że do głębokości ok. 6 km zalegają kolejno: osadowe skały kredy, osadowe skały mezozoiczne z przewarstwieniami permu oraz skały paleozoiczne i prekambryjskie. Złoża bituminów, w tym ropy naftowej zlokalizowane są głównie w przewarstwieńiach permu, zalegających na głębokości od 2 do 5 km.

## 1.2. Lokalizacja eksploatowanych złóż ropy naftowej, opis technologii jej wydobycia i transportu

Na obszarze Bałtyku południowego eksploatowane są trzy złoża ropy naftowej i towarzyszącego jej gazu ziemnego<sup>1</sup>:

- w polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej - złożo **B3** z platformą eksploatacyjną „Baltic Beta” i złożo **B8** z platformą eksploatacyjną „Petrobaltic” oraz
- w rosyjskiej wyłącznej strefie ekonomicznej, na terenie Obwodu Kaliningradzkiego, w obszarze złoża ropy naftowej Krawcowskoje<sup>2</sup> - złożo o symbolu **D-6**.

Lokalizację tych obszarów wydobywczych ropy naftowej i gazu ziemnego oraz przybliżone położenie platform eksploatacyjnych przedstawiono na mapie Bałtyku południowego (**rys. 1**).

Usytuowanie złóż B3 i B8 i obszarów koncesyjnych na wydobywanie ropy naftowej i gazu ziemnego na obszarze polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej oraz lokalizację zainstalowanych na nich platform wydobywczych „Baltic Beta” i „Petrobaltic” przedstawiono na **rys. 2**, a rosyjskiego złoża D-6 - na **rys. 3**.

Aktualnie eksploatowane polskie złoża ropy naftowej o symbolach B3 i B8 zlokalizowane są w odległości ok. 70 km od brzegu, na północ od przylądka Rozewie. Oba złoża eksploatowane są przez „Petrobaltic” S.A., przy czym złożo B3, zlokalizowane w obszarze koncesji „Łeba”, za pomocą platformy eksploatacyjnej „Baltic Beta”, a złożo B8, zlokalizowane w obszarze koncesji „Rozewie”, za pomocą platformy eksploatacyjnej „Petrobaltic”.

Platformy posadowione są na dnie morskim, zalegającym na głębokości ok. 80 m. Mieszczą zarówno wiertnię i wyposażenie do eksploatacji złoża, jak i zaplecze socjalne i techniczne. Ich syntetyczny opis przedstawiono w **p. 2.1**.

Eksploatacja ropy naftowej i towarzyszącego jej gazu ziemnego w obszarach pokazanych na **rys. 1**, prowadzona jest z głębokości 2000 – 2200 m, z wydajnością ok. 300 - 600 m<sup>3</sup> na dobę z każdego otworu. Oddzielony od ropy naftowej gaz przesyłany jest rurociągiem podwodnym na ląd do wykorzystania jako paliwo w elektrociepłowni we Władysławowie, a odgazowana ropa transportowana jest statkiem do Portu Północnego w Gdańsku. Syntetyczny opis eksploatacji polskich złóż ropy naftowej i gazu ziemnego o symbolach B3 i B8 przedstawiono w **p. 2.4**. Technologia wydobycia ropy i jej transportu

<sup>1</sup> zwanego również gazem złożowym.

<sup>2</sup> w pisowni angielskiej: „Krawtsovskoye”, w pisowni rosyjskiej: „Кравцовское”

oraz zastosowane systemy zabezpieczeń odpowiadają wymaganiom międzynarodowych przepisów o ochronie morza, w tym postanowień Konwencji Helsińskiej.

Rosyjskie pole naftowe<sup>3</sup> D6, zlokalizowane jest ok. 20 km od brzegu Obwodu Kaliningardzkiego (**rys. 3**) i eksploatowane od 2004 roku przez koncern Łukoil. Podwójna platforma ustawiona jest na ok. 30 metrowej głębi. Na jednej z jej części usytuowana jest zarówno wiertnia jak i wyposażenie do eksploatacji złoża, na drugiej zaś zaplecze socjalne i techniczne. Wydobycie ropy naftowej prowadzone jest z głębokości ok. 2 km, z maksymalną wydajnością ok. 640 m<sup>3</sup>/dobę. Pozyskana ropa jest transportowana rurociągiem podwodnym, do terminalu lądowego, w miejscowości Romanovo (ok. 30 do 50 km od pola naftowego). Opisana platforma jest pierwszą rosyjską platformą na Bałtyku, zaprojektowaną i zbudowaną przez eksploatatora złoża, wg standardów Germanischer Lloyd. Zarówno stosowana technologia jak i systemy zabezpieczające przed skażeniem morza odpowiadają rozwiązaniom stosowanym przez „Petrobaltic” S.A.. Przy projektowaniu instalacji wydobywczej i zabezpieczeń wzięto pod uwagę międzynarodowe zobowiązania Rosji, m.in. Konwencji Helsińskiej.

## **2. Charakterystyka sposobu eksploatacji złóż ropy naftowej na przykładzie „Petrobaltic” S.A.**

### **2.1. Opis platformy wiertniczej**

Zarówno prace poszukiwawcze, jak i eksploatacja złóż ropy naftowej i gazu, prowadzone są z wykorzystaniem samopodnośnych platform wiertniczych, posadowionych na dnie morza za pomocą trzech nóg o regulowanej długości. Do miejsca ustawienia są one przemieszczane przy użyciu holowników. W przypadku platform używanych przez „Petrobaltic” S.A. maksymalna głębokość ich ustawienia roboczego nie może, ze względów konstrukcyjnych, przekroczyć 90 m przy spokojnym morzu lub ok. 80 m przy umiarkowanym falowaniu. Całkowita długość każdej z trzech kratownicowych nóg platformy wynosi 127 m. Maksymalna bezpieczna prędkość wiatru nie powinna przekraczać 60 km/h. Na platformie przebywa stale do 70 osób, pracujących w systemie zmianowym. Znajdują się na niej zbiorniki magazynowe dla mediów używanych w czasie eksploatacji, lądowisko dla śmigłowców, dźwigi pokładowe, pomieszczenia mieszkalne, biurowe, sanitarne, socjalno-bytowe, wyposażenie nawigacyjne, oświetleniowe, sygnalizacyjne, układ wentylacyjny, urządzenia kotwiczne, ratunkowe, radiowe i przeciwpożarowe oraz warsztat mechaniczny z niezbędnym wyposażeniem. Samowystarczalność platformy zapewnia siłownia ze

---

<sup>3</sup> zarejestrowane pod nazwą „Kravtsovskoye Oilfield” („Нефтяное месторождение Кравцовское”)

spalinowymi silnikami zasilanymi olejem napędowym lub gazem złożowym. Napędzają one prądnice, generujące energię elektryczną zasilającą wszystkie urządzenia na platformie.

Technologia wiercenia i opróbowania otworów stosowana przez „Petrobaltic” S.A. nie różni się od stosowanych przez inne firmy, prowadzących prace poszukiwawcze na morzu, w tym również na szelfie rosyjskim. Eksploatowane na Bałtyku Południowym platformy wiertnicze należą do grupy platform typu "jack up", używanych do wierceń poszukiwawczych na szelfie kontynentalnym, przy głębokości morza do 90 - 100 m. W swojej klasie spełniają wymogi prowadzenia bezpiecznego wiercenia. Ten typ platform stosowany jest między innymi w niektórych rejonach Morza Północnego, w Zatoce Meksykańskiej, na szelfach Zachodniej Afryki i Dalekiego Wschodu (Wietnam, Indonezja, Chiny) oraz na Morzu Śródziemnym.

## **2.2 Prace poszukiwawcze**

Prace poszukiwawcze, w swej wstępnej fazie, odbywają się metodami sejsmicznymi, tj. poprzez badania:

- budowy wgłębnej z wykorzystaniem metod sejsmiki refleksyjnej,
- w otworach wiertniczych.

### **2.2.1. Sejsmika refleksyjna**

Zasadą tego rodzaju badań jest rejestrowanie przez aparaturę pomiarową wzbudzonych sztucznie fal akustycznych, odbijanych od warstw podłoża o odmiennych własnościach fizycznych i akustycznych. Generowanie i rejestrowanie fali akustycznej wykonuje statek badawczy, będący najczęściej jednostką morską specjalnie zbudowaną do takich prac, wyposażoną w systemy generowania i rejestrowania fali akustycznej oraz urządzenia telemetryczne do monitorowania położenia kabla lub kabli rejestrujących. Statek badawczy wykonuje badanie w ruchu, z prędkością 4÷6 węzłów, ciągnąc za rufą zestawy wzbudzania i rejestracji fal.

Wzbudzanie fal wykonuje się najczęściej metodą generowania fali eksplozywnej, przy użyciu tzw. działek powietrznych. Ich działanie polega na tym, że skompresowane powietrze jest nagle uwalniane z zestawu „działek powietrznych” o różnej objętości, zanurzonego na głębokości kilku metrów pod wodą. Dekompresja powietrza powoduje powstanie fal akustycznych, rejestrowanych przez hydrofony piezoelektryczne. Rejestracja odbywa się za pomocą zestawów hydrofonów zapisujących zmiany ciśnienia, zamontowanych w kablu, ciągnionym przez statek na kontrolowanej głębokości kilku metrów pod wodą.



### **2.2.2. Sejsmika otworowa**

Prace sejsmiczne prowadzone są w uprzednio wykonanych badawczych otworach geologicznych. Emitowanie fal odbywa się w sposób podobny jak w przypadku prowadzenia prac metodą sejsmiki refleksyjnej, jednakże urządzenia odbiorcze umieszczone są na określonej głębokości w otworze.

### **2.3. Wykonywanie otworów badawczych i eksploatacyjnych**

Technologia wykonywania otworu geologicznego jest niezależna od jego późniejszego przeznaczenia. Lokalizacja otworu wynika z analizy wyników badań wstępnych, m.in. opartych o badania sejsmiczne. Po przygotowaniu i uzgodnieniu odpowiedniej dokumentacji, w projektowanej lokalizacji otworu ustawia się platformę, wyposażoną w sprzęt do głębokich wierceń. Ustawienie platformy poprzedzają odpowiednie badania dna, w celu zapewnienia jej stabilnej pracy.

Otwór badawczy (eksploatacyjny) jest odwiercany zwykle do głębokości rzędu 3 000÷5 000 m, tj. do warstw, w których może wystąpić ropa naftowa lub gaz ziemny. Zgodnie z technologią wiercenia oraz przewidywanym profilem geologicznym otwór jest rurowany, a poszczególne kolumny rur cementowane. Średnica zastosowanych rur zależy od głębokości wiercenia.

W czasie wiercenia do rur wprowadzana jest tzw. płuczka, tj. ciecz o odpowiednio dobranych parametrach fizykochemicznych (składzie, lepkości i gęstości), która napędza turbinę poruszającą wiertło, wypłukuje powstającą w czasie wiercenia zwiercinę i wytwarza jednocześnie przeciwcisnienie, chroniące przed erupcją. Płuczka przepływa w systemie zamkniętym przez odpowiednio zbudowane separatory, oddzielające odłamki skalne, do dalszego postępowania (zależnie od stanu zanieczyszczenia węglowodorami).

Po zakończeniu wiercenia ewentualny horyzont produkcyjny jest opróbowywany, celem określenia wielkości przyływu i rodzaju mediów dopływających, ciśnień i innych parametrów złożowych. W przypadku wystąpienia przyływu ropy lub gazu, po wyjściu tych mediów z otworu są one skierowane do systemu testującego zainstalowanego na platformie (laboratorium). W fazie testowej pozyskana ropa naftowa, gaz ziemny lub mieszanina obu tych mediów są spalane w spalarkach zaburtowych.

## 2.4. Eksploatacja złoża

Wydobycie ropy lub gazu odbywa się poprzez otwory eksploatacyjne i głowice eksploatacyjne, usytuowane na powierzchni dna morskiego, w rejonie posadowienia platformy bezzałogowej lub wydobywczej. Jeśli otwory wydobywcze są usytuowane poza platformą, wydobywane medium jest przesyłane na nią rurociągami ułożonymi na dnie. Ideowy schemat budowy platformy wydobywczej (widok z boku), stosowanej w przedsiębiorstwie „Perobaltic” S.A., pokazano na **rys. 4**, a schemat jej pokładu głównego – na **rys. 5**. Platforma bezzałogowa, pokazana schematycznie na **rys. 6**, jest elementem pomocniczym systemu odbioru ropy naftowej ze złoża. Na jej pokład wyprowadzone są otwory eksploatacyjne, z których ropa jest transportowana na współpracującą platformę wydobywczą. Cała wydobyta ropa poddawana jest na tej platformie procesowi odgazowania polegającemu na odebraniu z niej gazu złożowego i lekkich frakcji węglowodorowych.

W zależności od przyjętego systemu odbioru, odgazowana ropa naftowa jest przekazywana na statek lub transportowana rurociągiem podwodnym do odbiornika lądowego.

W pierwszym z wymienionych przypadków ropa tłoczona jest przez elastyczny rurociąg ułożony na dnie morskim, do stabilnie zakotwiczonej boi morskiej ustawionej w stosunku do platformy w odległości chroniącej przed kolizją ze zbiornikowcem, a także zapewniającej bezpieczne prowadzenie załadunku tego statku. Z boi ropa naftowa podawana jest osobnym rurociągiem elastycznym na zbiornikowiec. Ideowy schemat tego rodzaju technologii pokazano na **rys. 7**. Statek ten przewozi ropę do portu docelowego, gdzie jest rozładowywany. W przypadku „Petrobaltic” S.A. eksploatowanymi złożami są B3 i B8. Wydobyta ropa naftowa przewożona jest zbiornikowcem obsługowym do Portu Północnego w Gdańsku.

W drugim przypadku gaz złożowy lub odgazowana ropa naftowa może być tłoczona rurociągiem elastycznym ułożonym pod dnem morza do odbiornika lądowego. Przykładowo, „Petrobaltic” S.A. tłoczy tzw. gazolinę, czyli mieszaninę gazu złożowego z niewielką zawartością frakcji ciekłej. Odbiornikiem jest elektrownia lądowa we Władysławowie. Ideowy schemat tej technologii wydobywania i transportu ropy naftowej i gazu złożowego oraz współdziałania dwóch platform w operacji transportu gazoliny przedstawiono na **rys. 8**.

W miarę postępu eksploatacji złoża, w jego obszarze obniża się poziom wód podziemnych, co powoduje spadek ciśnienia złożowego. Dla kompensacji tego zjawiska i podtrzymania eksploatacji, do złoża zatłaczana jest odpowiednio uzdatniona woda morska.

W przypadku złóż ropy naftowej rozważana jest również alternatywna możliwość zatłaczania, w tym samym celu, gazu złożowego uzyskiwanego w procesie odgazowania wydobywanej ropy.

W trakcie prac platformy poszukiwawczej lub eksploatacyjnej, powstają różnego rodzaju odpady, które jednak nie stwarzają poważnego zagrożenia dla środowiska morskiego (ścieki, odpady stałe, płuczka, zwierzcina, zużyte oleje). Postępowanie z nimi uregulowane jest przepisami i odpowiednimi decyzjami administracyjnymi.

### **3. Stosowane zabezpieczenia techniczne przed eksploatacyjnym i awaryjnym przedostaniem się ropy naftowej do środowiska morskiego z uwzględnieniem charakterystyki geologicznej złóż ropy naftowej i gazu ziemnego na szelfie**

#### **3.1. Uwagi wstępne**

W czasie eksploatacji złoża ropy naftowej występują następujące zagrożenia skażeniem środowiska morskiego:

1. W fazie poszukiwań, prowadzonych metodą odwiertową: erupcja, tj. niekontrolowany wypływ ropy naftowej (i gazu).
2. W fazie opróbowywania otworu badawczego: wyciek z niskociśnieniowej instalacji pokładowej służącej do przesyłu ropy pomiędzy urządzeniami pokładowymi (zbiorniki, wirówki, separatory, itp.).
3. W fazie eksploatacji: erupcja z eksploatowanego otworu, wyciek z niskociśnieniowych rurociągów obsługujących pole naftowe (położone na dnie morskim), wyciek z niskociśnieniowej instalacji pokładowej służącej do przesyłu ropy pomiędzy urządzeniami pokładowymi, wyciek z instalacji platforma–boja przeładunkowa–zbiornikowiec oraz wyciek ze zbiornikowca w czasie przewozu ropy do portu odbiorczego.
4. W czasie przesyłu rurociągowego gazoliny do odbiornika lądowego: rozszczelnienie wysokociśnieniowego rurociągu, wyciek gazoliny i emisja gazu do atmosfery.

W przypadku awarii któregośkolwiek z niskociśnieniowych, opisanych wyżej, elementów instalacji, możliwy jest niewielki lub średniej wielkości wyciek (tj. od kilkuset litrów do kilkudziesięciu ton ropy naftowej). Istniejące zabezpieczenia mają charakter konwencjonalny i działają na zasadzie ciągłej obserwacji parametrów pracy poszczególnych urządzeń, automatycznego alarmowania przy pojawieniu się niebezpiecznych odchyleń od

przewidzianych reżimów a także automatycznego zatrzymywania urządzeń i zamykania się zaworów (zasuw) wstrzymujących przepływ.

Szacowana wielkość rozlewu wynika z inercji opisanych systemów (głównie pompowych) i urządzeń (głównie zbiorników testowych).

W przypadku, gdy na platformie realizowana jest procedura spalania gazu złożowego oddzielonego od wydobywanej ropy w procesie odgazowania, możliwe jest niewielkie skażenie morza (do kilkuset litrów ropy) wynikające z niecałkowitego spalania gazu zawierającego niewielki procent ropy naftowej, która z palników burtowych opada na powierzchnię morza.

W przypadku rozszczelnienia gazociągu transportującego gazolinę<sup>4</sup> pod ciśnieniem do 150 bar, dojdzie do jednorazowej gwałtownej emisji zawartości rurociągu, głównie gazowej. W tej sytuacji nastąpi automatyczne odcięcie przepływu gazu, zaś do morza przedostanie się (poza gazem) do kilkunastu ton ciekłych węglowodorów.

W przypadku zbiornikowca służącego do przewozu wydobytej ropy ze złoża do portu, możliwe jest zanieczyszczenie wynikające z błędów eksploatacyjnych lub wypadku morskiego. Podlega on jednak przepisom obejmującym statki do przewozów substancji olejowych i posiada wszystkie niezbędne zabezpieczenia techniczne i organizacyjne. Podczas rozładunku obowiązują zasady określone w „Planie zwalczania zanieczyszczeń olejowych dla Naftoportu”.

Najgroźniejszym dla środowiska morskiego zdarzeniem jest erupcja ropy naftowej. Może ona doprowadzić do rozległego skażenia morza, stąd zarówno w czasie wierceń poszukiwawczych jak i w czasie eksploatacji stosowanych jest szereg zabezpieczeń, zarówno organizacyjnych jak i technicznych, żeby zapobiec tego rodzaju zdarzeniu.

### **3.2. Zabezpieczenia przeciwerupcyjne**

Są to zabezpieczenia zainstalowane na stałe na otworach badawczych lub eksploatacyjnych.

Otwory eksploatacyjne mają następujący system zabezpieczenia przeciwerupcyjnego:

- Poniżej dna morskiego, w otworze, zamontowany jest wgłębny zawór bezpieczeństwa na rurkach wydobywczych. Może on zamknąć wypływ ropy z otworu, np. w przypadku awarii konstrukcji platformy (przemieszczenie lub przewrócenie się w wyniku działania sztormu lub wskutek kolizji morskiej).

---

<sup>4</sup> tj. wspomnianą wyżej mieszaninę ropy naftowej i gazu złożowego

- W otworze eksploatacyjnym zamontowany jest tzw. paker eksploatacyjny, który uszczelnia przestrzeń między rurami okładzinowymi a wydobywczymi.
- Głowica eksploatacyjna, wyposażona jest w system zwielokrotnionych zasuw bezpieczeństwa.

Platforma bezzałogowa, niezależnie od zabezpieczeń stosowanych na otworach eksploatacyjnych, ma własne, dodatkowe zabezpieczenia przeciwrozlewowe. Są to:

- Szczelny pokład głowicowy, o pojemności misy ochronnej wynoszącej 25 m<sup>3</sup>. Zabezpiecza on przed niewielkimi przeciekami ropy.
- System łączności radiowej z centrum wydobywczym, umożliwiający zdalne sterowanie położeniem zasuw na głowicach eksploatacyjnych.
- System telewizji przemysłowej, pozwalający na obserwację głowic eksploatacyjnych obsługiwanych przez platformę bezzałogową.

### **3.2.1. Zabezpieczenia napowierzchniowe**

Zabezpieczenia przed erupcją realizowane są przez zestaw głowic przeciwwybuchowych. W przypadku platformy „Petrobaltic” jest to tzw. zabezpieczenie napowierzchniowe i obejmuje ono:

- zestaw głowic przeciwwybuchowych, montowanych na ciśnienie do ok. 20 MPa,
- zestaw głowic przeciwwybuchowych obejmujący:
  - prewenter uniwersalny,
  - prewenter szczękowy pojedynczy,
  - prewenter szczękowy podwójny.

Urządzenia zabezpieczające otwór przed erupcją są odporne na siarkowodór. System działania głowic przeciwwybuchowych jest hydrauliczny i można nim sterować z trzech niezależnych miejsc. System sterowania ma awaryjne zasilanie w energię elektryczną, dające możliwość pracy również w chwili wyłączenia energii na całej platformie wiertniczej.

### **3.2.2. Inne urządzenia zabezpieczające przed erupcją**

Oprócz zestawu głowic przeciwwybuchowych w skład technicznych urządzeń zabezpieczających przed erupcją wchodzi armatura do zatłaczania otworu pod ciśnieniem. Są to zwężki nastawne sterowane hydraulicznie, na ciśnienie 70 MPa. Są one istotnymi elementami zabezpieczenia przeciwerupcyjnego, dają bowiem możliwość wtłoczenia płynu i odpuszczenia ciśnienia z otworu w przypadku braku przewodu wiertniczego w otworze oraz przy zamkniętych głowicach przeciwwybuchowych.

Dla zabezpieczenia otworu przed możliwością erupcji, a w szczególności wykrycia wstępnych objawów przepływu mediów ze skał zbiornikowych do otworu, niezbędne jest

ciągłe śledzenie parametrów wiercenia. W czasie prac zadanie to spełnia laboratorium geologiczno – techniczne. Aparatura pomiarowa w sposób ciągły dostarcza danych o następujących parametrach (wraz z ich rejestracją):

- obecność gazu w płuczce,
- chromatograficzny skład płuczki,
- temperatura płuczki wchodzącej,
- ciężar właściwy płuczki,
- wydajność pomp,
- objętość płuczki w zbiornikach roboczych,
- wydajność przepływu płuczki w odlewie,
- ilość skoków pompy,
- działanie systemu kontroli napełniania otworu przy wyciąganiu przewodu wiertniczego,
- alarmowe przekroczenie stanów niebezpiecznych.

Komplet tych danych w połączeniu z szybką analizą komputerową umożliwia wczesne wykrycie objawów erupcji wstępnej i podjęcie niezbędnych decyzji dla przywrócenia równowagi ciśnień w otworze.

### **3.2.3. Bierne zabezpieczenie środowiska morskiego**

Biernym zabezpieczeniem środowiska morskiego jest system usuwania rozlewu ropy naftowej z powierzchni morza. Na zabezpieczenie to składają się niżej wymienione środki organizacyjne i techniczne:

#### - Środki organizacyjne:

Określa je plan zwalczania rozlewów dla platformy, obejmujący:

- organizację działań zwalczania rozlewu,
- system alarmowania i powiadamiania w zależności od skali rozlewu,
- dokumentację prac oraz zasady dowodzenia jednostkami zwalczającymi rozlew.

#### - Środki techniczne do usuwania rozlewów olejowych na morzu.

Jest to zestaw zapór przeciwolejowych, sorpcyjnych i zbieraczy, zdolnych do podjęcia pierwszych działań oczyszczających przy użyciu statków serwisowych obsługujących platformę.

## **4. Rodzaje zagrożeń związanych z eksploatacją złoża naftowego zlokalizowanego na szelfie**

### **4.1. Zagrożenie erupcyjnym wyciekami ropy naftowej**

Posadowienie i eksploatacja platformy poszukiwawczej oraz przemieszczenie platformy na inne miejsce stwarza przede wszystkim potencjalne niebezpieczeństwo awaryjne, erupcyjnego rozlewu ropy naftowej. Przyczyną powstania erupcji jest zachwianie równowagi ciśnienia w otworze. Jeżeli ciśnienie hydrostatyczne płuczki wiertniczej wypełniającej orurowanie jest niższe niż ciśnienie płynu złożowego, następuje jego dopływ do wierconego otworu. Dopływ ten nie oznacza jeszcze erupcji, jest to tylko jej wstępny objaw. Otwarta erupcja nie następuje w sposób nagły i gwałtowny. Poprzedzają ją objawy, takie jak na przykład zwiększenie ilości włączanego płynu, zmniejszenie jego ciężaru właściwego w otworze oraz wzrost zawartości węglowodorów we wskazaniach chromatografu i innej aparatury kontrolno-pomiarowej.

Najczęstsze przyczyny zachwiania równowagi ciśnienia w otworze to:

- za niski ciężar właściwy płuczki wiertniczej w stosunku do przewidywanych ciśnień złożowych,
- niezupelnianie płuczki wiertniczej w otworze podczas wyciągania przewodu wiertniczego,
- zbyt szybkie wyciąganie przewodu wiertniczego prowadzące do zjawiska „tłokowania”,
- nieodgazowanie wypływającej płuczki,
- brak nadzoru nad parametrami procesu (błędy obsługowe),
- zderzenie dużego statku morskiego z platformą lub silny sztorm, prowadzące do przemieszczenia platformy i zniszczenia orurowania (nie dotyczy to sytuacji, gdy w otworze poniżej dna morskiego zamontowany jest wgłębny zawór bezpieczeństwa),
- awaria systemów zabezpieczeń napowierzchniowych, chroniących przed wypływem ropy,
- ukryte wady materiałowe i niedokładności montażowe.

Inne możliwe przyczyny to:

- uszkodzenie lub awaria elementów zagłowiczenia, połączone z niezadziałaniem wgłębego zaworu bezpieczeństwa,
- niezachowanie zasad bezpieczeństwa technologicznego przy wykonywaniu prac przy uzbrajaniu otworu eksploatacyjnego lub dokonywaniu w nim pomiarów,
- błędy przy montażu głowicy eksploatacyjnej lub wyposażenia wgłębego.

Prawdopodobieństwo wystąpienia otwartej erupcji w czasie poszukiwań naftowych jest bardzo małe. Ocenia się, że dla erupcji zakończonej niewielkim rozlewem wynosi ono 0,000004, przy czym główną jej przyczyną jest błąd obsługi.

Prawdopodobieństwo wystąpienia erupcji w czasie eksploatacji otworów zaliczanych do „produkujących ropę samoczynnie” (tj. pod ciśnieniem złożowym, jak to ma miejsce np. na złożu B3 eksploatowanym przez „Petrobaltic” S.A.) jest bardzo małe, gdyż spadek ciśnienia złożowego jest na tyle duży, że dla podtrzymania normalnego wydobywania niezbędne jest stosowanie pomp w głębinach, zapuszczanych do otworu. Przykładowo, w okresie 10 lat (1966 ÷ 1976) na kilkuset pracujących na szelfie USA platformach zdarzyło się 48 rozlewów, w tym 6 o średniej wielkości 4 500 Mg każdy. Przyczyną tych rozlewów były nie tylko erupcje, lecz również awarie innych systemów obsługowych.

Ze względu na podobieństwo struktur geologicznych szelfu południowego Bałtyku, można ocenić, że w przypadku pracy platform „Petrobaltic” S.A. na złożach B3 i B8 lub „Łukoil” na złożu D-6, prawdopodobieństwo wystąpienia erupcji jest niskie. Ocena taka wynika z następujących przesłanek:

- spodziewane ciśnienia złożowe z otworów kambryjskich nie są wysokie, co potwierdza dotychczasowe rozpoznanie,
- rodzaj nadkładu nad przewidywanym do badań złożem jest znany i nie stwarza problemów wiertniczych,
- w skałach zalegających nad złożem nie występuje ani ropa ani gaz.

Wielkość prawdopodobnego rozlewu zależy od parametrów otworu. Można oczekiwać, że w przypadku awarii nastąpi wypływ bez dławienia i ze względu na ograniczoną średnicę otworu, jego maksymalna wydajność nie przekroczy  $400 \div 500 \text{ m}^3/\text{dobę}$  ( $20 \text{ m}^3/\text{godzinę}$ ).

Ponadto, przy pełnym wypływie z otworu, jest bardzo prawdopodobne, że ze względu na znaczny spadek ciśnienia, wydzielanie gazu z ropy nastąpi w strefie złożowej. W tej sytuacji nie będzie siły motorycznej wynoszącej ropę na powierzchnię i z otworu będzie się wydobywał głównie gaz wraz z niewielką ilością ropy.

Przyjmując wariant z samozatrzymaniem się wypływu za prawdopodobny oraz wpływ czasu od początku erupcji do jej ustania na 5 do 10 dni, rozlew nie przekroczy  $4\,000 \text{ m}^3$ . W przypadku najmniej korzystnym, tj. gdyby takie zjawisko nie wystąpiło, czas potrzebny do zatrzymania wycieku będzie dłuższy, choć prawdopodobnie krótszy od 80 do 100 dni.

Opisana skala wycieku będzie miała zróżnicowany wpływ na środowisko, w zależności od stanu morza, pory roku oraz kierunku prądów i wiatru.



Wody otwartego morza, na których prowadzona jest eksploatacja polskich złóż naftowych, są względnie mało wrażliwe na każdy z wymienionych wyżej rodzajów skażenia węglowodorowego. Można to stwierdzić na podstawie licznych badań prowadzonych na całym świecie po awaryjnych rozlewach olejowych, które miały miejsce w przeszłości. Dzieje się tak dlatego, że ropa naftowa ulega:

- bardzo silnemu rozproszeniu w warunkach sztormowych w nieskończonej objętości wody,
- względnie szybkiemu przemieszczaniu się na znaczne odległości po powierzchni morza,
- procesom przekształceniowym wywoływanym przez procesy fizyczne (dyspersja, emulgowanie), chemiczne (np. fotoutlenianie, rozpuszczanie) i biologiczne (asymilacja przez mikroorganizmy).

Niezależnie od powyższego, w przypadku spokojnego morza, plama olejowa zajmie dużą powierzchnię i będzie przemieszczać się z kierunkiem wiatru i prądu. Mimo takiej możliwości, na pełnym morzu można odnotować dwa dodatkowe czynniki, sprzyjające ograniczeniu strat ekologicznych. Po pierwsze, występuje tam mała liczba ptaków, po drugie zaś, ryby i inni przedstawiciele fauny mają przestrzeń na migrację w głąb akwenu, po wyczuciu zagrożenia. Sygnałem takim, głównie dla ryb, są rozpuszczające się w wodzie morskiej śladowe ilości węglowodorów, a także mikrocząstki ropy naftowej przemieszczające się nawet do kilkunastu metrów w toń morską wskutek działania prądów i turbulencji.

Jeśli jednak rozlew dotrze do strefy brzegowej, ubytki ryb mogą być duże, a czas powrotu ekosystemu do równowagi może wynosić kilka lat. Dzieje się tak głównie ze względu na małą głębokość morza (a zatem i małe objętości wody uniemożliwiające ucieczkę).

Podobnie duże straty wystąpią wśród ptaków, które z reguły występują w znacznych ilościach w strefie do kilku kilometrów od brzegu morskiego. Zagrożenie dotyczy również ptaków mających swe siedliska w wielu przybrzeżnych jeziorach przymorskich, wykorzystujących wody morskie do żerowania. Ilość strat wśród ptaków może być bardzo duża, gdyż do zagrożenia ich życia wystarczy niewielkie zanieczyszczenie upierzenia.

Jedynie w przypadku bardzo dużego rozlewu (erupcji) ropy naftowej może dojść do zagrożenia bałtyckich obszarów chronionych.

Pojawienie się rozlewu w strefie stykowej z lądem wywoła poważne, negatywne konsekwencje. Gdy zdarzenie wystąpi w sezonie letnim, dojdzie do załamania funkcji wypoczynkowej. Nie wystąpi zagrożenie zdrowia i życia ludzi, dojdzie jednak do znacznych strat finansowych w skali budżetu gmin nadmorskich. Akcja ratunkowa spowoduje wtórną dewastację brzegu morskiego. W warunkach zimowych skala skażenia będzie wielokrotnie

mniejsza, gdyż zmarznięte podłoże utrudniać będzie penetrację ropy w głąb struktury plaży. W przypadku dużej awarii, gdy ropa dotrze do brzegu morskiego, jej obecność może stworzyć niewielkie zagrożenie zatruciem wziewnym. Nie będzie ono jednak dotyczyć przypadkowych ludzi przebywających na plażach, gdyż przy poważnym skażeniu brzegu obowiązywać będzie zakaz wchodzenia na nie, ponieważ prowadzona będzie tam akcja ratownicza. Zagrożenie obejmie nie tylko obszar plaż morskich ale również florę przybrzeżną, w tym objętą szczególną ochroną (np. obszary „Natura 2000”). Praktycznie wszystkie potencjalne rodzaje negatywnych oddziaływań na elementy środowiska morskiego będą miały charakter odwracalny. Nawet w przypadku skażenia linii brzegowej możliwe jest odzyskanie stanu sprzed awarii, jakkolwiek będą temu towarzyszyły znaczące nakłady finansowe oraz wieloletnia perspektywa czasowa (odbudowa populacji, odbudowa biologii plaż morskich, rekultywacja brzegu, itp).

#### **4.2. Zagrożenie średnim wyciekami ropy naftowej**

Źródłem rozlewów ropy naftowej, kwalifikujących się do kategorii średnich, tj. od kilkudziesięciu do kilkuset ton, mogą być:

- uszkodzenia i awarie rurociągów przesyłowych obsługujących złoża („Petrobaltic”) lub służących do transportu wydobytej i odgazowanej ropy naftowej na ląd (rosyjskie złoża D-6),
- uszkodzenia i awarie rurociągów obsługujących instalacje na platformie,
- wyciek wskutek awarii rurociągu służącego do transportu wydobytej i odgazowanej ropy z platformy na zbiornikowiec odbiorczy (złoża „Petrobaltic” S.A.).

Rozlew ropy naftowej, o opisanej wielkości, spowoduje lokalne skażenie, nieosiągające najczęściej linii brzegowej. W przypadku dużej odległości od brzegu morskiego, jak to ma miejsce w przypadku obecnie eksploatowanych złóż „Petrobaltic” S.A. (ok. 70 km), ryzyko uszkodzenia znaczącej liczby organizmów żywych jest niewielkie, podobnie jak prawdopodobieństwo dotarcia rozlewu do polskiej linii brzegowej. Inaczej będzie wyglądać sytuacja w przypadku podobnej awarii na złożu D-6, które może spowodować silne zanieczyszczenie brzegu morskiego Mierzei Kurońskiej i Wiślanej. W konsekwencji, możliwe są też dużo większe straty ekologiczne niż w przypadku awarii na złożach „Petrobaltic” S.A..

### **4.3. Zagrożenie małym wyciekami ropy naftowej**

Źródłem rozlewów ropy naftowej, kwalifikujących się do kategorii małych, mogą być te same przyczyny, które wyszczególniono w punkcie dotyczącym rozlewów średniej wielkości, jednakże w skali od kilkudziesięciu litrów do kilkunastu ton ropy naftowej. Rozlew tego rodzaju spowoduje „punktowe” skażenie, dające się zauważyć w relatywnie małej odległości od lokalizacji źródła. Konsekwencje ekologiczne będą minimalne.

Nie ma przesłanek by ocenić, że wpływ zawartości węglowodorów na stan zasobów rybnych będzie negatywny. Ponieważ stężenia podobne do spodziewanych występują na Bałtyku południowym w pobliżu szlaków żeglugowych, są podstawy, by sądzić, że większość gatunków użytkowych toleruje ten stan.

### **4.4. Zagrożenie wyciekami gazoliny**

Wyciek gazoliny, tj. ciekłych węglowodorów lekkich<sup>5</sup>, towarzyszących przepływowi gazu, tłoczonego rurociągiem podmorskim ze złoża „Petrobaltic” S.A. do elektrowni we Władysławowie, możliwy jest jedynie w przypadku rozerwania rurociągu. Przeprowadzone analizy wykazały, że pomijając krótkotrwałe oddziaływanie chmury gazowej, ilość ciekłych węglowodorów, które utworzą plamę olejową na powierzchni morza nie przekroczy kilkunastu ton. Będzie to zatem odpowiadało zagrożeniom opisanym dla przypadku małych wycieków ropy naftowej. Wyjątkiem od tej oceny może być sytuacja, gdy do wycieku dojdzie w bezpośrednim sąsiedztwie linii brzegowej, w czasie przebywania tam dużej liczby ptaków.

### **4.5. Zagrożenie dla atmosfery**

W czasie prowadzenia prac poszukiwawczych i wiertniczych głównym źródłem zanieczyszczenia atmosfery są spaliny odlotowe z silników wysokoprężnych zainstalowanych na platformie. Stanowią one jednak pomijalne źródło emisji.

Podczas opróbowania i próbnego testu, głównym zagrożeniem dla atmosfery będą gazy towarzyszące ropie naftowej. Ze względów technologicznych (brak możliwości transportu i zagospodarowania) gaz ten, po oddzieleniu od ropy w systemie separacyjnym zainstalowanym na platformie “Petrobaltic”, musi być spalony w spalarkach zaburtowych.

Ze względów ekologicznych jest to zjawisko niekorzystne, gdyż wiąże się z zanieczyszczaniem atmosfery produktami spalania oraz zużyciem znacznych ilości tlenu. W aktualnym stanie prawnym emisja spalin, pochodzących ze spalania gazów złożowych w miejscu ich wydobycia, nie podlega ograniczeniom. Istnieją jednak projekty wykorzystania

---

<sup>5</sup> tj. o niskiej masie cząsteczkowej i niskiej temperaturze wrzenia (łatwo lotnych)

tego gazu do utrzymania ciśnienia złożowego, poprzez zatłaczanie go do eksploatowanego złoża. Wdrożenie tej metody będzie uznane za rozwiązanie proekologiczne, gdyż pozwoli uniknąć emisji znacznych ilości spalin do atmosfery.

#### **4.6. Zagrożenie falami sejsmicznymi**

Badania sejsmiczne polegające na wywołaniu fali dźwiękowej, która rozchodzi się w środowisku wodnym, nie są obojętne dla środowiska, szczególnie dla ryb. Mimo, że prowadzone na całym świecie analizy dotyczące ubocznych skutków prowadzenia badań sejsmicznych nie dają podstaw do nadmiernych obaw, nie powinno się ich jednak przeprowadzać w okresach ochronnych dla fauny. Fale dźwiękowe o dużym natężeniu mogą być szkodliwe dla ikry oraz narybku (powodować jego obumieranie). W przypadku dorosłych osobników mogą się zdarzyć przypadki ogłuszenia, szczególnie w pobliżu źródła wytwarzającego falę dźwiękową.

### **5. Potencjalny zasięg oddziaływania awaryjnych skażeń środowiska morskiego w związku z eksploatacją złóż naftowych**

#### **5.1 Zjawiska fizykochemiczne wpływające na zasięg rozprzestrzeniania się rozlewu ropy naftowej na morzu**

Dla oceny ekologicznej skutków potencjalnego rozlewu istotne są przewidywania dotyczące jego zasięgu, który jest uzależniony głównie od:

- ilości rozlanej ropy i jej zachowania się w określonych warunkach pogodowych (odparowanie, emulgacja, dyspersja),
- warunków hydrometeorologicznych (stan morza, siła wiatru, temperatura wody i otoczenia).

Na zasięg skażenia ma również wpływ:

- wysoka temperatura ropy naftowej wydostającej się na powierzchnię morza w czasie erupcji (ok. 90°C),
- duży procentowy udział lekkich frakcji węglowodorowych (co jest charakterystyczne dla odmian ropy kambryjskiej),
- turbulencja morza (falowanie).

Wymienione czynniki zwiększają odparowanie ropy naftowej, a więc wpływają na zmniejszenie jej ilości w wodzie i tym samym na zasięg rozlewu. W warunkach bałtyckich,

w ciągu pierwszych 2÷3 dni od wystąpienia rozlewu ubytek masy ropy może w lecie osiągnąć ok. 30%, a w zimie ok. 15%.

Okolicznością sprzyjającą ograniczeniu zasięgu rozlewu jest dyspersja kropeł ropy w głąb masy wodnej, która „zmniejsza” ilość ropy naftowej na powierzchni morza, sprzyjając tym samym prowadzeniu akcji ratowniczej i obniża ewentualne obciążenie ekologiczne brzegu. Przy spokojnym morzu, w ciągu pierwszych kilku dni, w głąb masy wodnej wniknie około 40% oleju pozostającego na powierzchni, zaś w czasie sztormu do 95%. Dyspersja powoduje jednak skażenie łańcucha pokarmowego w obszarze awarii.

Powyższe rozważania prowadzą do wniosków dotyczących zasięgu rozlewu. Ropa naftowa przemieszcza się po powierzchni morza z prędkością wypadkową dla prędkości prądów morskich oraz prędkości warstwy powierzchniowej, wymuszanej działaniem wiatru. Zmiany kierunku wiatru, falowanie morza i przebieg zmian wietrzniowych w ropie naftowej decydują o kształcie rozlewu. Z reguły jest to zespół plam, oddzielonych od siebie i posiadających nieregularny kształt. Przemieszczają się one po powierzchni morza, głównie w kierunku działania wiatru, z prędkością wynoszącą teoretycznie od 3 do 4% jego prędkości. Plamy olejowe, o grubości ułamek milimetra, mają zwykle kilkanaście kilometrów długości i do kilometra szerokości. Gdy wzdłuż brzegu przemieszczają się silne prądy morskie, istnieje duże prawdopodobieństwo zanieczyszczenia plaż nadmorskich. Przy rozlewie o średniej wielkości ropa naftowa może ulec odparowaniu i rozproszeniu, nie docierając do brzegu. Jednak przy dużym rozlewie i niekorzystnej sytuacji hydrometeorologicznej ropa naftowa dotrze do plaż z prędkością od 0,5 do 2,0 km/h.

Na zasięg skażenia wywiera również wpływ zjawisko tonięcia ropy oraz jej emulgacja. Do tonięcia cząstek ropy dochodzi wskutek odparowania lekkich frakcji węglowodorowych. Następuje wtedy zwiększenie gęstości właściwej ropy naftowej. Jest prawdopodobne, że po kilkudniowym pobycie ropy na powierzchni morza jej gęstość przekroczy gęstość wody i jej cząstki zaczną tonąć.

Do emulgacji ropy naftowej dochodzi wskutek jej mieszania się z wodą. Stopień wymieszania i ilość powstałej w ten sposób emulsji zależą od właściwości ropy i stanu morza.

Możliwe warianty rozprzestrzeniania się rozlewu wpływające na jego zasięg, to:

- Spokojna powierzchnia morza w lecie: wystąpi silne odparowanie ropy (do 30%) w ciągu pierwszych 1 do 2 dób oraz możliwe będzie przeprowadzenie skutecznej akcji ograniczenia i zbierania rozlewu.

- Wzburzona powierzchnia morza w lecie:
  - intensywność odparowania będzie większa niż na spokojnej powierzchni,
  - dużo silniejsza będzie dyspersja w toni morskiej, co sprzyja biodegradacji, ograniczając możliwość rozptywania się ropy,
  - wystąpi wzrost lepkości ropy (emulgacja),
  - prowadzenie działań technicznych nie będzie możliwe.
- Spokojna powierzchnia morza w zimie:
  - odparowanie ropy będzie znacznie mniejsze niż w lecie, w morzu pozostanie zatem większa niż w lecie ilość ropy i zasięg rozlewu będzie większy,
  - wzrośnie lepkość ropy, co ograniczy równocześnie jej skłonność do rozptywania się,
  - prowadzenie działań technicznych jest porównywalne ze spokojnym morzem w lecie.
- Wzburzona powierzchnia morza w warunkach zimowych:
  - odparowanie węglowodorów będzie intensywne, choć w mniejszym stopniu niż w sztormowych warunkach letnich,
  - dyspersja osiągnie poziom porównywalny z warunkami sztormowymi w warunkach letnich, prowadzenie akcji zbierania ropy będzie niemożliwe.

## **5.2. Zasięg oddziaływania w zależności od fazy prac**

### **5.2.1. Prace poszukiwawcze metodami sejsmicznymi**

Jak już wspomniano, wstępna identyfikacja obszarów roponośnych odbywa się nieinwazyjnymi metodami sejsmicznymi. Oddziaływanie fal akustycznych zależy od wielu warunków, można jednak w uproszczeniu przyjąć, że nie przekracza kilku kilometrów od bieżącego położenia statku badawczego. Badania tego rodzaju prowadzone są jednorazowo i w zależności od powierzchni objętego nimi obszaru zajmują zwykle od tygodnia do miesiąca. Mimo, że nie stwierdzono ich destrukcyjnego oddziaływania na wodne organizmy żywe, stwarza to możliwość zaplanowania czasu ich wykonania, nie kolidującego z tarłem, migracjami lub żerowaniem.

### **5.2.2. Prace badawcze metodami wiertniczymi**

Po wstępnym zlokalizowaniu granic obszaru złożowego, niezbędne jest uzyskanie potwierdzenia trafności lokalizacji złoża ropy naftowej oraz, gdy obecność ropy zostanie potwierdzona, zbadanie charakterystyk złoża. Tego rodzaju prace odbywają się poprzez wykonanie odwiertów badawczych. Charakterystyka geologiczna obszarów roponośnych na Bałtyku południowym jest dobrze rozpoznana licznymi otworami wykonanymi w ciągu

ostatnich 40. lat. Na tej podstawie, można (przez analogię) założyć spodziewany poziom ciśnienia złożowego, i dokonać odpowiedniego przygotowania technicznego, objętego projektem badań. Między innymi chodzi o dobór parametrów płuczki, której słup, wypełniający otwór wiertniczy powinien zrównoważyć ciśnienie złożowe.

Opisana faza prac jest krytyczna z punktu widzenia zagrożenia erupcją, której skutki opisano w **p. 4.1**. Ponieważ rząd wielkości wycieku podczas erupcji liczony będzie w tysiącach ton, w niekorzystnych warunkach pogodowych możliwe jest skażenie brzegów Bałtyku w promieniu kilkuset kilometrów. A zatem zagrożone będą brzegi Obwodu Kaliningradzkiego, Litwy, Łotwy, Szwecji i Niemiec.

W celu zilustrowania skutków i szybkości rozprzestrzeniania się awaryjnego rozlewu ropy naftowej na morzu wewnętrznym, na **rys. 9** przedstawiono zasięg zanieczyszczenia wód morskich w ciągu 100 godzin od awaryjnego rozlewu ciężkiego oleju napędowego, jaki miał miejsce w grudniu 1974 r. z rafinerii „Mizushima” w Japonii. Morze wewnętrzne, które uległo skażeniu odpowiada wielkością Bałtykowi. Działania oczyszczające trwały ponad rok i były niezwykle kosztowne.

### **5.2.3. Eksploatacja złoża**

#### **Praca bezawaryjna**

Zasięg oddziaływania eksploatowanego złoża jest nieznaczny i zawiera się w bezpośrednim sąsiedztwie platformy. Nie występują zanieczyszczenia węglowodorowe ani odpady w żadnej formie.

W tym stanie pracy może dojść do nieznacznych zanieczyszczeń olejowych z instalacji tłocznej i towarzyszące temu uwalnianie się do wód morskich niewielkich ilości węglowodorów. W efekcie może powstać zarówno śladowe skażenie, pozostające na poziomie tła i mieszczące się w granicach dopuszczalnych przepisami prawnymi, jak i film olejowy na powierzchni morza. W tym ostatnim przypadku granicą oddziaływania będzie odległość rzędu kilkuset do kilku tysięcy metrów od platformy. Będzie ona uzależniona od temperatury wody i powietrza oraz od stanu morza, gdyż czynniki te w silny sposób oddziałują na rozpraszanie oleju w wodzie i odparowanie lekkich frakcji węglowodorowych do atmosfery. Opisany stan będzie krótkotrwały i nie wywoła niekorzystnych oddziaływań na środowisko morskie.

#### **Zagrożenie małym wyciekami ropy naftowej**

Źródłem małego wycieku z platformy, instalacji rurociągowych pracujących w rejonie złoża mogą być nieszczelności lub niegroźne perforacje. Mogą one być jedynie źródłem

zanieczyszczenia lokalnego, krótkotrwałego i nie pozostawiającego trwałych śladów w środowisku morskim. W najbardziej niekorzystnym przypadku zasięg skażenia nie przekroczy kilkuset metrów od miejsca zdarzenia

#### **Zagrożenie średnim wyciekami ropy naftowej**

Źródłem średniego wycieku z platformy i instalacji rurociągowych pracujących w rejonie złoża, mogą być błędy obsługowe lub rozszczelnienia wynikające z wad materiałowych, względnie działających sił zewnętrznych (np. zaczepienie o rurociąg kotwicą). Zasięg skażenia zależeć będzie od temperatury wody i powietrza oraz od stanu morza. Można przyjąć, że granica ponadnormatywnego oddziaływania nie przekroczy 5 do 20 km od miejsca usytuowania platformy. W przypadku dobrej pogody możliwe jest przeprowadzenie skutecznej akcji oczyszczającej. Gdy stan morza przekroczy 2-3<sup>0</sup>B rozproszenie rozlewu o opisanej objętości nastąpi siłami natury w ciągu od kilku do kilkunastu dni, bez znaczących, negatywnych oddziaływań na środowisko morskie.

#### **Zagrożenie erupcyjnym wyciekami ropy naftowej**

Źródłem wycieku tego rodzaju, jest omówiona w p. 4.1 utrata kontroli nad ciśnieniem złożowym. Rozlew o objętości rzędu kilku tysięcy metrów sześciennych może, w sprzyjających warunkach, dotrzeć do brzegu morskiego na odległość do kilkuset kilometrów. W takim przypadku, jak wykazały badania, środowisko ucierpi jedynie w bezpośredniej bliskości od brzegu, gdzie rozlana ropa skumuluje się. Nie stwierdzono, by środowisko morskie na drodze przejścia plamy olejowej wykazało szczególne straty. Jeśli natomiast do rozlewu dojdzie w warunkach sztormowych, w znacznej odległości od lądu, w najkorzystniejszym przypadku dojdzie do zupełnego rozproszenia się ropy w masie wodnej. Regeneracja środowiska w takim przypadku przebiega względnie szybko.

## **6. Wnioski**

1. Zasoby ropy naftowej w polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku stanowią obecnie ok. 11% wydobywalnych zasobów krajowych. Z tego względu należy liczyć się z faktem, że wydobywanie ropy naftowej i towarzyszącego jej gazu ziemnego z polskich złóż bałtyckich będzie nadal prowadzone z wydajnością ok. 100 – 250 tys. ton rocznie, z nieznaczną tendencją wzrostową. Z podobnych względów należy spodziewać się kontynuowania wydobywania ropy naftowej spod dna Bałtyku w rosyjskiej strefie ekonomicznej, w rejonie



Obwodu Kaliningradzkiego ze złoża ropy naftowej Krawcowskoje, przez najbliższe 30-35 lat, z przewidywaną wydajnością ok. 260 tys. ton rocznie.

2. Aktualna wiedza na temat zasobów ropy naftowej na Bałtyku nie pozwala na prognozowanie znacznego wzrostu jej wydobycia ani odkrycia nowych jej złóż o istotnym znaczeniu. Należy się spodziewać, że lokalizacja istotnych zasobów ropy i platform eksploatacyjnych koncentrować się będzie nadal na Bałtyku południowym (polska wyłączna strefa ekonomiczna oraz rosyjska strefa ekonomiczna w rejonie Obwodu Kaliningradzkiego). Na podstawie zdjęć geologicznych wykonanych przez amerykańskie stacje kosmiczne, można sądzić, że bałtyckie złoża ropy naftowej znajdują się pod dnem morskim tylko wzdłuż wybrzeża południowego Bałtyku, od Cieśnin Duńskich po Sambie. Próbnymi odwiertami potwierdziły istnienie złóż gazu i ropy na dnie płytkich wód przybrzeżnych w pasie od dawnej, zachodniej granicy byłego NRD po zatokę Ryską, choć nieznana jest jeszcze powierzchnia i głębokość złóż, a także ich zasobność i jakość.

3. Z uwagi na takie czynniki jak:

- niewielkie (w skali światowej) wydajności eksploatacji złóż ropy naftowej na Bałtyku,
- nieznaczące głębokości wody w miejscach eksploatacji (25-35 m w rejonie rosyjskiego złoża ropy naftowej Krawcowskoje, ok. 80 m w rejonach polskich złóż B3 i B8),
- stosunkowo niewielkie ciśnienia złożowe ropy i gazu,
- stosowanie nowoczesnych metod eksploatacji i skutecznych systemów zabezpieczeń przeciwerupcyjnych i napowierzchniowych oraz organizacyjnych, prawdopodobieństwo wystąpienia poważnej awarii przebiegającej z erupcyjnym rozlewem ropy naftowej osiagającym linię brzegową jest nieznaczące.

3. Niemniej w warunkach Bałtyku, który jest morzem wewnętrznym o niewielkich rozmiarach, rozlew ropy naftowej od ilości około 5 000 m<sup>3</sup> można uznać za katastrofalny, gdyż prawdopodobieństwo zanieczyszczenia brzegów morskich jest bardzo wysokie.

W wyniku takiego rozlewu należy spodziewać się:

- znacznego ubytku w populacji ryb i pozostałej fauny morskiej,
- dużych strat wśród ptaków żerujących w odległości od kilku do kilkunastu kilometrów od brzegu morskiego lub mających swe siedliska w rejonie brzegu morskiego,
- zagrożenia flory przybrzeżnej, w tym również na terenach objętych programem „Natura 2000”,

- zanieczyszczenia ropą naftową brzegu morskiego, w tym plaż, co może spowodować wykluczenie ich funkcji rekreacyjnych na kilka lat i wynikające z tego istotne straty finansowe w budżetach gmin nadmorskich.

Należy jednak nadmienić, że skala zanieczyszczenia morza z powodu erupcji będzie o wiele mniejsza, niż miałyby to miejsce w przypadku awarii zbiornikowca. Ruch zbiornikowców na Bałtyku wzrasta, stwarzając znacznie większe zagrożenie dla czystości morza, niż w przypadku przewidywanej technologii opróbowywania otworów.

4. Wprawdzie doprowadzenie stanu środowiska naturalnego do stanu sprzed awarii jest możliwe, jednak działania umożliwiające to związane będą z bardzo wysokimi nakładami finansowymi oraz przebiegać będą w wieloletniej perspektywie czasowej związanej z koniecznością długotrwałej biologicznej odbudowy populacji, odbudowy biologii plaż morskich, rekultywacji brzegu, itp.
5. W związku z powyższym istnieje konieczność konstruowania, utrzymania w wysokiej skuteczności oraz doskonalenia systemu minimalizującego skutki ekologiczne i ekonomiczne awaryjnego rozlewu ropy naftowej o opisanej skali przez:
  - Opracowywanie, doskonalenie i wdrażanie planów ratownictwa ekologicznego na odpowiednich szczeblach oraz dysponowanie ustanowionymi i wdrożonymi procedurami określającymi precyzyjnie zasady działania i współdziałania służb odpowiedzialnych za prowadzenie akcji ratowniczej. Ze względu na spodziewaną, wyjątkowo dużą ilość pól operacyjnych i długość odcinków operacyjnych liczoną w kilometrach, można uznać, że aktualnie kraj nie jest przygotowany na skuteczne prowadzenie działań oczyszczających w tak dużej skali. Dlatego istniejące powiatowe i wojewódzkie plany ratowniczo – gaśnicze powinny być bezwzględnie zweryfikowane pod kątem usuwania katastrofalnego skażenia morskiej linii brzegowej.
  - Wprowadzenie rozwiązań na wypadek katastrofalnego skażenia brzegu ropą naftową wymaga:
    - Odpowiedniej ilości sprzętu, głównie zbierającego, w tym opanowania techniki wykonywania urządzeń *ad hoc*, w celu pokrycia niezwykle dużego deficytu wyposażenia.
    - Opracowania planów uruchomienia i zarządzania tzw. „pospolitym ruszeniem”, co w świetle doświadczeń światowych jest niezbędnym elementem działań ratowniczych.

- Sporządzenia dokumentacji pozwalających w trybie nagłym wyznaczyć tzw. drogi techniczne i miejsca na budowę zaplecza techniczno – socjalnego w bardzo wielu miejscach, bez niszczenia obszarów wrażliwych (w tym stref wydmowych).
- Wyznaczenia miejsc na gromadzenie i remediację bardzo dużych ilości skażonego piasku, roślin oraz sposobu postępowania z zebranymi mieszaninami wodno – olejowymi.